

MODELO PARA DETERMINAR VIABILIDAD FINANCIERA EN PROYECTOS DE
AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS EN LAS ESTACIONES
DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A.



JUAN PABLO MUÑOZ FRANCO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
BUCARAMANGA

2012

MODELO PARA DETERMINAR VIABILIDAD FINANCIERA EN PROYECTOS DE
AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS EN LAS ESTACIONES
DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A.

JUAN PABLO MUÑOZ FRANCO

Tesis de grado para optar al título de
Ingeniero Industrial

Directora

ING. MARIALEJANDRA CASTILLO TORRES

Ingeniera Industrial

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER

FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO - MECÁNICAS

ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES

BUCARAMANGA

2012

*Dedico este trabajo a Dios,
a los seres que más amo en mi vida
que son mis padres y mis hermanos
y a la pasión e inmensa alegría que siento
de poder ser Ingeniero Industrial.*

AGRADECIMIENTOS

A la empresa en la que a la entrada se encuentra una iguana que te da la bienvenida para demostrar por qué, ECOPETROL es el motor que mueve a todo un país, por tan grandiosa oportunidad de ser Practicante Ecopetrol; en su nombre a los Ingenieros Jaime Bocanegra, Adriana Martínez, Javier Gómez, Fabio Córdoba, Eduardo Mejía, Carolina Castellanos, Fabio Arias, Juan Carlos Cárdenas y todos aquellos que generosa y amablemente me brindaron su apoyo e inmensa colaboración en el desarrollo de este proyecto.

A la universidad que me ha dado las bases y tan valiosas herramientas en mi formación integral como Ingeniero Industrial, a la siempre grandiosa y líder UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER; especialmente a todos los profesores que de manera generosa han sido partícipes activos en mi formación profesional.

A mis adorados padres, por su confianza e incondicional y constante apoyo en el desarrollo de mi gran pasión, el estudio del arte de ser Ingeniero Industrial.

Y a todos mis amigos, que son las personas que me permiten conjugar mis actividades académicas con el goce y disfrute de la vida universitaria, especialmente a Nathali Rivera y Deicy Castro.

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	21
1 GENERALIDADES DEL PROYECTO	24
1.1 GENERALIDAD VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE ECOPETROL - VIT	24
1.1.1 FUNCIÓN.....	24
1.1.2 INFRAESTRUCTURA A CARGO DE LA VIT	24
1.1.3 ESTACIONES DE BOMBEO	25
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	27
1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	27
1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO	30
1.4.1 Objetivo General	30
1.4.2 Objetivo Especifico.....	30
1.5 ALCANCE	31
2 REFERENCIAS TEÓRICAS.....	32
2.1 ANTECEDENTES	32
2.1.1 Estudio de Inteligencia de Mercado IM 30 - 1359	32
2.1.2 Proyecto de generación eléctrica Cantagallo y Yarigui de Ecopetrol. ...	33
2.1.3 Skills and knowledge of Cost Engineering	33
2.1.4 Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants	34
2.1.5 Estudio sobre la generación en Boca de Pozo	34
2.2 MARCO TEÓRICO.....	35
2.2.1 Generación eléctrica con gas.....	35
2.2.2 Utilización del gas asociado de petróleo en el proceso de generación .	42
2.2.3 Tratamiento del gas	44
2.2.4 Evaluación financiera de proyectos de inversión	48

3	SUPUESTOS Y VARIABLES A CONSIDERAR EN EL MODELO	57
3.1	PRINCIPALES SUPUESTOS DEL MODELO	57
3.1.1	Contratación de la generación bajo negocio Take or Pay	57
3.2	CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES, NORMATIVA Y VARIABLES MACROECONÓMICAS ASOCIADAS.....	58
3.2.1	Generalidades contractuales en proyectos de autogeneración	58
3.2.2	Normativa relacionada	60
3.2.3	Impuestos asociados a la autogeneración	61
3.3	FACTORES DETERMINANTES EN UN PROYECTO DE GENERACIÓN .	66
3.3.1	Calidad y cantidad del gas disponible	67
3.3.2	Condiciones climatológicas del lugar de generación	67
3.3.3	Características del centro de consumo	68
3.3.4	Ubicación y características locativas del lugar donde se desarrolla el proyecto.....	68
3.4	PRINCIPALES COSTOS Y TÉCNICAS PARA SU ESTIMACIÓN.	69
3.4.1	Técnicas para la estimación de costos	69
3.4.2	Descripción de los costos de generación y su forma de estimación	71
3.4.3	Metodología para la estimación de las tarifas y los cargos asociados a la autogeneración	81
4	EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INICIATIVA DE AUTOGENERACIÓN ...	86
4.1	CRITERIOS DE DECISIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD.....	86
4.2	Escenarios de evaluación.....	86
4.2.1	Primer escenario: Status Quo	86
4.2.2	Segundo escenario: Autogeneración	87
4.2.3	Flujo de caja incremental	87
4.2.4	VARIABLES A ANALIZAR.....	88
4.3	APLICATIVO DISEÑADO EN MICROSOFT EXCEL PARA EL MODELO .	89
4.3.1	Datos de entrada.....	90
4.3.2	Procesamiento	91
4.3.3	Informes y resultados del modelo	91

5	ESTUDIO DE VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA AUTOGENERACIÓN EN LA ESTACIÓN AYACUCHO.....	94
5.1	INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO.....	94
5.1.1	Datos generales del proyecto	94
5.1.2	Caracterización del centro de consumo	95
5.1.3	Caracterización del centro de generación.....	96
5.1.4	Oferta de gas	97
5.1.5	Precio de la energía comprada al SIN	98
5.1.6	Facilidades para la transmisión eléctrica	99
5.1.7	Características de la generación.....	101
5.2	RESULTADOS OBTENIDOS.....	102
5.3	SIMULACIÓN PARA EL CASO AYACUCHO.....	104
5.3.1	Variables de entrada a simular	104
5.3.2	Variables de salida simuladas.....	105
5.3.3	Resultados obtenidos.....	106
6	CONCLUSIONES.....	112
	RECOMENDACIONES.....	115
	BIBLIOGRAFÍA.....	117
	ANEXOS.....	119

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1	Principales elementos de un sistema de generación.....	36
Tabla 2	Elementos que contiene el gas natural.....	43
Tabla 3	Clasificación del gas natural.....	44
Tabla 4	Especificaciones de calidad del gas para uso industrial.	47
Tabla 5	Distribución transferencias del sector eléctrico.....	61
Tabla 6	Técnicas usadas para la estimación de costos	70
Tabla 7	Instalaciones y suministros civiles, mecánicos y eléctricos	73
Tabla 8	Estructura costos de capital	76
Tabla 9	Condiciones de referencia para el crédito financiero	81
Tabla 10	Objetivos de la información de entrada requerida para el modelo	90
Tabla 11	Condiciones del lugar – San Roque	97
Tabla 12	Cargos de la tarifa de energía comprada al SIN.....	99
Tabla 13	Rangos de variación de las variables de entrada	104

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1	Presupuesto energía no regulada – Cantidades kWh/mes.....	29
Figura 2	Presupuesto energía no regulada – Cantidades \$/kWh	29
Figura 3	Diagrama de las etapas en un proceso de generación eléctrica a gas.....	36
Figura 4	Configuración genérica de una planta de generación	37
Figura 5	Clasificación del gas natural	45
Figura 6	Esquema genérico del procesamiento del gas.....	46
Figura 7	Estructura tarifaria de energía en Colombia.....	65
Figura 8	Ubicación de la estación Ayacucho.....	95
Figura 9	Ubicación del centro de consumo y centro de generación	100
Figura 10	Comportamiento del VPN del tercero sin utilidad en la simulación.....	106
Figura 11	Comportamiento del VPN incrementa en la simulación.....	108
Figura 12	Correlación de variables para el cálculo del costo unitario de generación....	109
Figura 13	Incertidumbre de los flujos de caja para el tercero.	110
Figura 14	Incertidumbre de los flujos de caja incremental para Ecopetrol.....	110

LISTADO DE ANEXOS

- ANEXO A Presupuesto de energía no regulada 2012-2015
- ANEXO B Mapa infraestructura de Transporte
- ANEXO C Formato para la solicitud de información a proveedores de servicios de generación.
- ANEXO D Lista de contactos de proveedores de equipos y servicios de generación
- ANEXO E Resumen de las cargas eléctricas Ayacucho
- ANEXO F Cromatografía y caudal del gas disponible en la estación San Roque
- ANEXO G Presupuesto línea 115kV Aguachica – Ayacucho
- ANEXO H Cálculo de la distancia entre los centros de consumo y generación
- ANEXO I Formato para la solicitud de información a proveedores de servicios de generación - Caso de estudio Ayacucho
- ANEXO J Respuestas de los proveedores a la solicitud de asesoría frente al caso Ayacucho
- ANEXO K Página de inicio del aplicativo del modelo

ANEXOS DEL INFORME

CASO DE ESTUDIO AYACUCHO

- ANEXO I-A Resumen de las tarifas y Flujo de caja incremental para proyecto Ayacucho
- ANEXO I-B Estructura de costos de la planta de generación
- ANEXO I-C Inventario de energía y gas
- ANEXO I-D Flujo de caja del tercero
- ANEXO I-E Flujo de caja Ecopetrol para el suministro de energía
- ANEXO I-F Parámetros usados para el cálculo de la tarifa de transmisión de energía
- ANEXO I-G Resultados simulación

RESUMEN

TITULO: Modelo para determinar viabilidad financiera en proyectos de autogeneración de energía eléctrica a gas en las estaciones del sistema de transporte de ECOPETROL S.A.*

AUTOR: MUÑOZ FRANCO, Juan Pablo**.

PALABRAS CLAVES: Modelo financiero, Autogeneración eléctrica a gas, Estaciones de bombeo, Generación térmica de electricidad,

La finalidad de este trabajo de grado es presentar un modelo financiero que permita identificar las oportunidades de autogeneración eléctrica con gas residual de la extracción de petróleo, para las estaciones de bombeo de Ecopetrol.

El trabajo presenta un modelo en el cual se hace la descripción general de los procesos de generación y tratamiento del gas, seguido de la explicación de las condiciones contractuales, normativa asociados a proyectos de autogeneración y las variables macroeconómicas que más afectan en los resultados financieros de dichos proyectos. También se presentan los factores determinantes en el dimensionamiento y costos de la autogeneración, para continuar con la descripción de los principales costos y técnicas de estimación de los mismos. Se finaliza con la explicación del criterio de decisión y análisis de sensibilidad.

Para la aplicación del modelo se ha diseñado una herramienta en Microsoft Excel, la cual permite de manera sencilla realizar una caracterización del proyecto de autogeneración a evaluar y generar informes y resultados que permitan cuantificar el análisis.

Finalmente, este trabajo de grado presenta la aplicación del modelo para la estación Ayacucho, del sistema de transporte de Ecopetrol, en donde se presenta la información tomada para la caracterización del proyecto de autogeneración para este centro de consumo y los respectivos resultados obtenidos.

*Proyecto de Grado

**Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas, Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Directora, Ingeniera Marialejandra Castillo Torres

ABSTRACT

TITLE: Model to determine financial viability of electricity self-generation projects to gas power stations in the transport system of Ecopetrol S.A.*

AUTHOR: MUÑOZ FRANCO, Juan Pablo**.

KEYWORDS: Financial model, electric self-generation by gas, pumping stations, gas power plant, electricity generation plants.

The purpose of this document is to present a financial model to identify opportunities in the use of residual gas for electricity self-generation during the oil extracting process of ECOPETROL's pumping stations.

This document presents a model that includes the general description of gas generation and its treatment processes, followed by a brief explanation of the contractual conditions and regulations associated with electrical self-generation projects and the principal macroeconomic variables that affects the financial results of the sekinds of projects. This work continues with the description of the major costs and estimation techniques related to the determinant factors in electrical self-generation design and costs. The document concludes with the decision criteria and sensitivity analysis explanation.

To apply the model, we have designed a Microsoft Excel tool, which allows an easy characterization of the self-generation project that is going to be evaluated. The application also allows generating result reports to quantify the analysis.

Finally, this document, presents the application of the model for Ayacucho's station of ECOPETROL's transport system, where the information was taken, to characterize the self-generation project for the consumption center and the respective results.

*Work of degree.

**Department of Phisicla and Mechanical Engineering. School of Industrial and Business Studies. Academic Project Manager Engineer Marialejandra Castillo Torres

GLOSARIO

ARRANQUE: Corresponde a la etapa en que se introducen hidrocarburos líquidos, gaseosos y/o químicos a la unidad. Comprende la introducción inicial de cargas a las instalaciones, plantas o sistemas.

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

BARRAJES, BARRAS O BUSES: son el conjunto de elementos conductores que se utilizan como conexión común de los diferentes circuitos de que consta una subestación.

BENCHMARKING: Proceso sistemático y continuo para evaluar comparativamente los productos, servicios y procesos de trabajo en organizaciones. Consiste en tomar "comparadores" o benchmarks a aquellos productos, servicios y procesos de trabajo que pertenezcan a organizaciones que evidencien las mejores prácticas sobre el área de interés, con el propósito de transferir el conocimiento de las mejores prácticas y su aplicación.

CAPACIDAD INSTALADA: Es el valor de la potencia, medida en MW que deberá tener el contratista instalada en el centro de generación y es el resultado de la suma de las potencias que cada equipo es capaz de suministrar en condiciones normales de funcionamiento.

CARGO DE CONEXIÓN: Suma que el usuario paga para cubrir los costos en que se incurre por conectarlo al servicio de electricidad.

CASO DE NEGOCIO: Estándar de análisis, estructuración y postulación de inversiones al Portafolio del Grupo Empresarial que contiene los elementos

mínimos requeridos como protocolo de entrada al portafolio de inversiones del Grupo Empresarial.

CENS: Centrales Eléctricas del Norte de Santander.

CIRCUITOS: Son el conjunto de elementos conductores y no conductores que permiten la transmisión de corriente energía desde las subestaciones o centros de distribución, hasta los usuarios finales.

CND: Centro Nacional de Despacho, es el encargado de la planeación, la supervisión y el control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional, teniendo como objetivo una operación segura, confiable y económica.

COMISIONAMIENTO: Corresponde a todas las pruebas dinámicas (de funcionamiento) que se realizarán después de la obtención de la terminación mecánica.

CONTRATO PAGUE LO CONTRATADO O “TAKE OR PAY”: Contrato bilateral, escrito y a término, en el cual el comprador se compromete a pagar un porcentaje (% de ToP) de la energía contratada, independientemente de que éste sea consumido. El vendedor se compromete a tener a disposición del comprador el 100% de la cantidad contratada.

COSTOS DE CAMPO: Agrupa los costos que hacen parte del Costo de Capital y que corresponden a los equipos, instalaciones y construcciones de la planta. Reciben este nombre por que representan costos de actividades tangibles y elementos usados en la planta.

COSTOS DIRECTOS: Costos directos son aquellos recursos que son gastados únicamente para completar la actividad o activo. En otras palabras, cualquier costo que esta específicamente identificado con un objetivo particular de costo final,

pero no necesariamente limitado a ítems que son incorporados en el producto final como materiales y mano de obra.

COSTOS INDIRECTOS: Costos indirectos son aquellos recursos que necesitan ser gastados para soportar la actividad o activo, pero que están también asociados con otras actividades o activos. En otras palabras, cualquier costo que no es directamente identificado con un solo objetivo de costo final pero es identificado con dos o tres objetivos de costo.

CTS Y PTS: Los transformadores de corriente (Current Transformer CT) y los Transformadores de Potencial (Potencial Transformer PT) son máquinas diseñadas para la reducción de los niveles de tensión o de corrientes, más específicamente estos equipos son utilizados como equipos para medición o para protección de manera que permiten adquirir la señal de tensión o de corriente y hacerla admisible para los equipos de protección o de medición.

DISPONIBILIDAD: Es el porcentaje de tiempo que un sistema es capaz de realizar las funciones para las cuales está diseñado.

$$\textit{Disponibilidad} = \frac{\textit{T tiempo (h) en el que el sistema no fue capaz de realizar las funciones para las cuales esta diseñado (suministrar la potencia de la capacidad instalada)}}{\textit{T tiempo (h) total base de un mes}}$$

ENERGIA (kWh): Es el producto de la potencia (kW) suministrada, multiplicada por el tiempo (h) en el cual se suministra.

GAS NATURAL: Es una mezcla de hidrocarburos livianos, principalmente constituida por metano, que se encuentra en los yacimientos en forma libre o en forma asociada al petróleo. El Gas Natural, cuando lo requiera, debe ser acondicionado o tratado para que satisfaga las condiciones de calidad de gas establecidas por la CREG.

GLP: Gas licuado de petróleo, es una mezcla de hidrocarburos extraídos del procesamiento del Gas Natural o del petróleo, gaseosos en condiciones atmosféricas, que se licuan fácilmente por enfriamiento o compresión. El GLP está constituido principalmente por propano y butano y cumple con las especificaciones de calidad contenidas en la norma NTC-2303 o aquellas que la modifiquen o sustituyan.

GOC: Gerencia de Operación Central.

IDEA: En el contexto de un proyecto, es la identificación de necesidades y oportunidades a través de información primaria, cuyo desarrollo (maduración) permitirá concretarse en proyectos de crecimiento orgánico y/o nuevos negocios, relacionados directamente con el cumplimiento de los objetivos y metas estratégicas de largo plazo de la empresa.

INGENIERÍA BÁSICA: La Ingeniería Básica de un proyecto es el medio utilizado para presentar en forma de documentos técnicos el conocimiento tecnológico sobre un determinado proceso industrial, para el diseño y construcción de una nueva planta o una instalación de características específicas.

INGENIERÍA CONCEPTUAL: La ingeniería conceptual es aquella que se realiza en la fase 2 del Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos de Ecopetrol en la cual se emprende la definición inicial del proyecto. Durante esta etapa se revisan y fijan los objetivos que se tendrán en cuenta en las fases posteriores.

INGENIERÍA DE COSTOS: Es un área de la ingeniería que está relacionada con la aplicación de principios y técnicas científicas a problemas de estimación de costos, control de costos, planeación y programación, análisis de viabilidad y gestión de proyectos. Objetivos claves de la ingeniería de costos es alcanzar un nivel de precisión aceptable del estimado y evitar sobre ejecuciones dada una estabilidad relativa del alcance del proyecto y las suposiciones sobre las cuales está basado el estimado.

INVERSIÓN: Programa en el tiempo de una serie de flujos buscando que más adelante se genere una serie de beneficios que justifiquen desde el punto de vista económico las inversiones que se realizaron inicialmente.

LÍNEAS: Son el conjunto de elementos conductores y no conductores que permiten la transmisión de corriente energía entre centros de distribución; estas se definen a través de su nivel de tensión.

MMGP: Modelo de Maduración y Gestión de Proyectos.

NIVEL DE TENSIÓN: Es el esfuerzo de tipo eléctrico al que es sometido los elementos conductores de un sistema eléctrico, con el fin de hacer más efectiva la transmisión de energía, también se conoce como diferencia de potencial o voltaje. Los niveles normalizados para Colombia son 13.2kV, 34.5kV, 115kV, 230kV y 500Kv.

La CREG en la resolución 082 del 2002 plantea los siguientes niveles de tensión:

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57.5 kV.

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV.

OR: Operador de Red

PGR: Departamento de Gestión de Recursos Energéticos.

PLAN DE INVERSIÓN (Portafolio): Corresponde al conjunto de proyectos necesarios para lograr el cumplimiento de los objetivos estratégicos de una empresa dentro de un horizonte de planeación.

POTENCIA: La potencia eléctrica es la relación de paso de energía de un flujo por unidad de tiempo; es decir, la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento en un tiempo determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio (watt).

PODER CALORÍFICO DEL GAS: El poder calorífico del gas natural depende de su composición química; entre mayor sea la cantidad de hidrocarburos más pesados que el metano que contenga, mayor será su poder calorífico.

PRECOMISIONAMIENTO: Corresponde a todas las pruebas estáticas (no de funcionamiento) que el contratista deberá realizar a cada equipo / circuito / sistema / ducto para alcanzar la terminación mecánica.

PROYECTO DE INVERSIÓN: Esfuerzo (en términos de utilización de recursos) emprendido con la expectativa de obtener algún beneficio.

SIN: Sistema Interconectado Nacional

STN: Sistema de Transmisión Nacional

STR: Sistema de Transmisión Regional

Transformadores: Son las máquinas o equipos eléctricos que permiten transformar los niveles de tensión o de corriente alterna, con el fin de reducir pérdidas de energía; también son utilizados como equipo de transducción de las variables eléctricas en equipos de medición o protección.

VIT: Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol.

INTRODUCCIÓN

La autogeneración eléctrica a gas es sin duda una de las alternativas más atractivas que las empresas estudian para su implementación, con el fin de reducir costos de operación relacionados con el suministro energético. Por su parte, la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol, no es ajena a este tipo de iniciativas, ya que además de contribuir en la reducción de costos dentro de los procesos que lidera, contribuyen al cumplimiento de los lineamientos estratégicos de operación responsable y eficiente.

El crecimiento de Ecopetrol orientado por la meta de producir 1,3 millones de barriles día en el 2020 y las características de gran parte del producto a transportar (crudos pesados), hace que la Vicepresidencia de Transporte y Logística, enfrente una serie de retos ligados a este objetivo que se ha trazado la organización, obligándola a entrar en un proceso de crecimiento y optimización del sistema de transporte, para lograr una eficaz y eficiente evacuación de los productos, lo que consecuentemente implica un incremento importante en la demanda de energía, para la operación del sistema. Demandas que junto con la oportunidad divisada de hacer uso de gas residual de la extracción de petróleo y que en ocasiones es quemado por no tener un uso identificado, motivan la autogeneración a gas para los centros de consumo a cargo de la Vicepresidencia.

Dado que el objetivo de todo negocio empresarial es el de generar la mayor cantidad de valor a la compañía y sus partes interesadas, es necesario realizar estudios bien estructurados que permitan definir escenarios claros, con el fin de tomar decisiones que vayan encaminadas a la optimización de los recursos disponibles. Así pues, este proyecto, pretende ser una herramienta que ayude a identificar la oportunidad de autogeneración para los centros de consumo, determinando su viabilidad mediante la comparación de los costos del suministro energético asociados a dicha alternativa, con los costos del suministro energético comprado al Sistema Interconectado Nacional – SIN.

En consecuencia este trabajo presenta un modelo en el cual se hace una descripción general de los procesos de generación y tratamiento del gas y otros conceptos importantes para el análisis; seguido de la explicación de las condiciones contractuales, normativa y variables macroeconómicas asociadas a los proyectos de autogeneración; así como los factores determinantes en el dimensionamiento de la autogeneración; para continuar con la descripción de los principales costos y técnicas de estimación de los mismo; y finalizar con la explicación de los criterios de decisión y análisis de sensibilidad. Para la aplicación del modelo se ha desarrollado un aplicativo en Microsoft Excel, que permite de manera sencilla ingresar la información pertinente para la caracterización del proyecto de autogeneración y poder obtener informes y resultados que permitan sustentar con números las conclusiones del análisis. En este mismo sentido el desarrollo de este trabajo, contempla la aplicación del modelo para la Estación de bombeo de Ayacucho, estudio que es presentado al final de este documento y en el cual se muestra la información tomada para la caracterización del proyecto y el informe de los resultados obtenidos.

TABLA DE CUMPLIMIENTO DE OBJETIVOS

OBJETIVO	CUMPLIMIENTO
1. Determinar y cuantificar las principales variables de interés que afectan directamente los resultados financieros del proyecto; teniendo en cuenta normatividad relacionada y aspectos macroeconómicos.	El Capitulo 3 de este trabajo, busca dar cumplimiento a este objetivo.
2. Construir el modelo financiero en el cuál se planteen las variables relevantes y los escenarios objeto de análisis.	El Capitulo 4 de este trabajo, busca dar cumplimiento a este objetivo.
3. Evaluar financieramente el proyecto, mediante la utilización de medidas de desempeño con el fin de obtener resultados concluyentes para la toma de decisiones.	El Capitulo 5 de este trabajo, busca dar cumplimiento a este objetivo.

Capítulo 1

1 GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 GENERALIDAD VICEPRESIDENCIA DE TRANSPORTE Y LOGÍSTICA DE ECOPETROL - VIT

1.1.1 FUNCIÓN

La Vicepresidencia de Transporte es la encargada de la construcción y operación de la infraestructura de transporte y distribución de hidrocarburos, derivados y productos, de acuerdo con los requerimientos de Ecopetrol S.A. y del mercado, de forma rentable y sin perjuicio de las disposiciones legales vigentes.

1.1.2 INFRAESTRUCTURA A CARGO DE LA VIT

Para garantizarle al país y a los inversionistas, el transporte y disponibilidad oportuna de los diferentes hidrocarburos para refinación, exportación o consumo, actualmente la vicepresidencia cuenta con una red de tubería de 4.184 km de oleoductos para transporte de petróleo y 3.952 km de poliductos para transporte de productos refinados, a lo largo de toda la geografía nacional, que intercomunican los sistemas de producción con los grandes centros de consumo, como las refinerías y los puertos en los océanos Atlántico y Pacífico. Para lo cual también cuenta con 53 estaciones desde las que se bombea crudo y productos por la geografía colombiana, además de sus centros de almacenamiento. En el **Anexo B** se presenta el mapa de la Infraestructura a cargo de la vicepresidencia.

1.1.3 ESTACIONES DE BOMBEO

Las estaciones de bombeo son plantas a cargo de la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol que cumplen con la función de impulsar los productos a transportar desde los centros de producción hasta los centros de consumo. Estas plantas de acuerdo a su función en el proceso de transporte, reciben el nombre de estaciones de bombeo, estaciones de reimpulso y estaciones de recibo o terminal.

Así pues, en la parte inicial del oleoducto una “estación de bombeo” impulsa el petróleo y, dependiendo de la topografía por donde éste pase, se colocan estratégicamente otras estaciones denominadas de reimpulso o refuerzo, necesarias para que le permitan superar sitios de gran altura, como las cordilleras en Colombia, y transportar el petróleo hasta la estación terminal.

Las estaciones requieren dependiendo de su característica y función dentro del sistema un tipo específico de bombas para cumplir con su operación. Algunos de los principales equipos usados en las estaciones de bombeo son:

- **Unidades principales de bombeo**

Unidades que cumplen con la función de bombear el producto por las tuberías desde las estaciones y principalmente están compuestas por un motor, un incrementador y una bomba. Su configuración en operación general es en paralelo y pueden ser fijas o variables. Sus motores pueden ser a gas o electricidad, presentando estos últimos mayores eficiencias en sus bombeos, por tal motivo los proyectos de optimización para las estaciones, contemplan el reemplazo de equipos de combustión interna por eléctricos, lo que conlleva a mayores requerimientos de energía en la estación.

Estas unidades de bombeo, son las que mayor requerimiento de potencia presentan dentro de los equipos y sistemas usados en una estación y su requerimiento energético aumenta de acuerdo al número de sistemas de transporte, que hagan uso de la estación.

- **Bombas Booster**

Bombas usadas para el impulso de los productos que llegan a la estación dentro de la misma en cumplimiento de los requerimientos de operación. En consecuencia algunos de sus usos son: Impulsar los productos para el llenado y trasvasamiento entre tanques; Impulsar los productos en el proceso de cargue y descargue de los carro tanques que llegan a la estación y finalmente también son usadas para transportar el producto desde los tanques hasta las unidades principales de bombeo para que sean bombeadas a través de los sistemas de transporte que pasan por la estación.

Su requerimiento de potencia varía de acuerdo a las distancias y niveles dentro de la estación, las capacidades de los tanques, el caudal de recibo o de evacuación que se requiera, entre otros.

- **Sistemas auxiliares**

Se trata de sistemas que se encuentran de manera indispensable en las estaciones de bombeo y que cumplen con funciones auxiliares para la operación eficiente y segura de las estaciones, tales como sistemas de aire industrial, sistemas contraincendios y espumas, aires acondicionados, separadores API, equipos de medición y control, alumbrado de la estación, sistemas de telecomunicación, etc.

Estos sistemas en relación con el consumo de energía de las unidades principales y equipos usados en operación, como las Bombas Booster, presentan un consumo marginal y relativamente bajo.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los hallazgos exploratorios y los incrementos en la producción de crudos pesados, indican que para viabilizar su comercialización, la industria debe aumentar la capacidad de los sistemas de transporte que conectan los campos de producción con las refinerías y los puertos de exportaciones. Lo que implica la optimización de la infraestructura existente como lo son las estaciones de bombeo, los descargaderos y centrales de almacenamiento.

Este aumento en la capacidad de los sistemas de transporte implica aumentos en los requerimientos energéticos, debido a la entrada de nuevos equipos y al cambio de equipos de combustión interna por eléctricos, ya que estos últimos ofrecen mejores resultados en su tarea de bombeo para la evacuación del producto.

En consecuencia, implementar alternativas que permitan reducir costos de operación como lo es la autogeneración eléctrica y frente a la oportunidad de utilizar gas, producto de la exploración petrolera que en ocasiones es quemado por no tener un uso productivo, es sin duda, una oportunidad que deberá ser tomada en cuenta por la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol.

Por tal motivo, la Vicepresidencia, considera necesario contar con un Modelo que de manera estructurada permita hacer un análisis financiero y ayude en la sustentación e identificación de la oportunidad de implementación de ese tipo de iniciativas para las estaciones de bombeo, como su mayor centro de generación, ya que no se cuenta con modelo alguno dentro de la organización para este tipo de análisis.

1.3 JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Las características de los crudos que en la actualidad deben ser evacuados a través del sistema de transporte a cargo de la Vicepresidencia de Transporte y Logística de Ecopetrol (VIT), hacen que el proceso de transporte no sea nada fácil. *“Dada su alta densidad para moverlos hay que mezclarlos con gasolina natural y*

nafta, pero aun realizando este proceso de dilución el transporte es complicado. La nafta tiene 60° API³ y la gasolina 73° API, pero mezclado con cualquiera de los dos, el crudo de Ecopetrol no sube más de 18° API en su escala inversamente proporcional a la densidad; adicionalmente al margen de las distancias, lo que hace particular el transporte del crudo por la geografía local es la Cordillera de los Andes. Así que el gran reto del transporte de crudos pesados en el país es atravesar estas ramificaciones.”⁴ Condición que sin duda hace que el transporte de estos crudos sea más costoso ya que requiere mayor potencia para bombear el producto y poder lograr su evacuación a las refinerías y puertos de exportación.

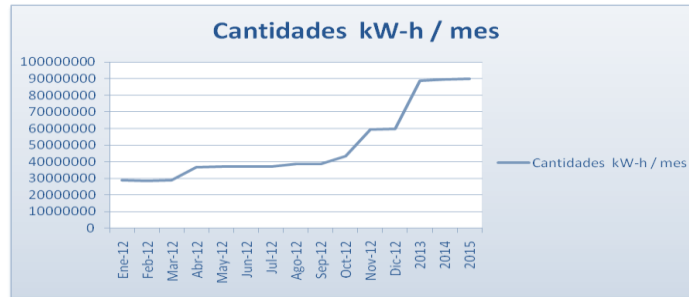
Los proyectos para el desarrollo de infraestructura de transporte que permitirán viabilizar el creciente nivel de producción en Colombia son estructurados y ejecutados por el Programa Evacuación de Crudos (PEC), iniciativa liderada por Ecopetrol, para garantizar el transporte de los crudos producidos en Colombia, a través del desarrollo de proyectos de infraestructura, la implementación de tecnologías para optimizar el proceso de transporte y por último la optimización de infraestructura ya existente. Tras el desarrollo de este programa, estrategia establecida por Ecopetrol con el fin de llegar a la meta de producir 1.3 millones de barriles de petróleo limpios para el 2020, los requerimientos energéticos presentarán un gran incremento como lo muestran las cifras presentadas en el presupuesto plurianual de la Energía no regulada 2012-2015 (*Anexo A*).

Tales cifras muestran un incremento tanto en la cantidad [kW-h/mes], como en la planeación de costos por este concepto [\$/kW-h], de los Centros de Consumo a cargo de la VIT. En consecuencia, se ha podido realizar la siguiente gráfica que evidencia el crecimiento en cuanto a los requerimientos de acuerdo a los datos del Presupuesto para la Energía no regulada dentro de la Vicepresidencia.

³ Los grados API, es la medida de densidad definida por el American Petroleum Institute: es el cociente del peso de un cierto volumen de una sustancia a una cierta temperatura, relacionada al mismo volumen de agua a la misma temperatura determinada y corregida por ciertos parámetros. Cuanto menor es el valor de la densidad API más viscoso es el crudo.

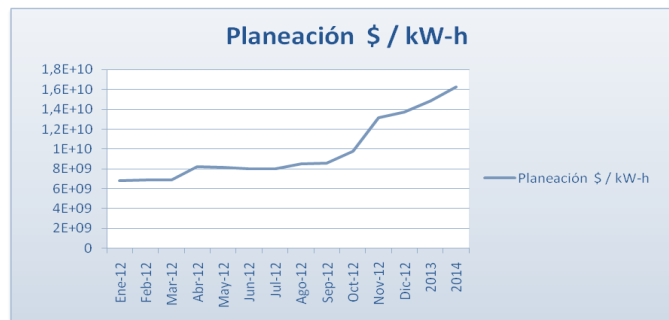
⁴ CORAL, Thirza. Esta viaje se puso pesado. En: Carta Petrolera. Junio – Agosto, 2011. No.12 p. 27 - 29.

Figura 1 Presupuesto energía no regulada – Cantidades kWh/mes



Fuente: Datos del Informe presupuesto plurianual del consumo y gastos del suministro eléctrico.
 Área de optimización de transporte – Gerencia de Operación central Ecopetrol.
 Grafica elaborada por el autor.

Figura 2 Presupuesto energía no regulada – Cantidades \$/kWh



Fuente: Datos del Informe presupuesto plurianual del consumo y gastos del suministro eléctrico.
 Área de optimización de transporte – Gerencia de Operación central Ecopetrol.
 Grafica elaborada por el autor.

En el **Anexo A** se resalta el incremento que para Abril de 2012 se espera tenga la estación de Ayacucho que pasará de 1.640.822 a 9.447.840 kW-h/ mes, lo que muestra un aumento de 476% y en costos asociados a compra de energía del 467%.⁵ Así mismo, estos datos muestran que de los 30 centros de consumo de energía no regulada a cargo de la VIT, 16 presentaran aumento significativo en sus requerimientos energéticos para los próximos años y para Noviembre de 2012 se espera la entrada de dos nuevos centros.

⁵ Datos extraídos del Informe presupuesto plurianual del consumo y gastos del suministro eléctrico. Área de optimización de transporte – Gerencia de Operación central Ecopetrol. Octubre de 2011.

Sin duda, toda esta información indica que la autogeneración eléctrica es una gran oportunidad para reducir costos, dada la oportunidad que visualiza la Vicepresidencia de hacer uso del gas asociado al petróleo y que en ocasiones se quema por un uso productivo oportuno.

En consecuencia, es así como se empieza a convertir en un problema para la VIT, el no contar con un modelo que le permita sustentar estas iniciativas y hacer frente a estas oportunidades de incremento de valor y de uso eficiente de la energía.

1.4 OBJETIVOS DEL PROYECTO

1.4.1 Objetivo General

Desarrollar y aplicar un modelo de estudio que permita escoger financieramente la mejor alternativa, entre la autogeneración a gas y el continuar con la compra de energía al SIN, para el suministro de energía eléctrica para las Estaciones de Bombeo del sistema de transporte a cargo de Ecopetrol S.A.

1.4.2 Objetivo Especifico

- Determinar y cuantificar las principales variables de interés que afectan directamente los resultados financieros del proyecto; teniendo en cuenta normatividad relacionada y aspectos macroeconómicos.
- Construir el modelo financiero en el cuál se planteen las variables relevantes y los escenarios objeto de análisis.
- Evaluar financieramente el proyecto, mediante la utilización de medidas de desempeño con el fin de obtener resultados concluyentes para la toma de decisiones.

1.5 ALCANCE

El propósito de este proyecto es desarrollar un modelo para determinar la viabilidad financiera en proyectos de autogeneración eléctrica a gas en las estaciones del sistema de transporte de Ecopetrol, en el cual se especifiquen las variables que afecten directamente los resultados financieros en proyectos de este tipo, mediante el costeo y presupuesto de las mismas, en comparación con la opción de compra al Sistema de Transmisión Nacional. Tomando como caso de aplicación la estación de Ayacucho, para la cual se presentarán las diferentes medidas de desempeño financieras y análisis de riesgo para la evaluación financiera que permitan concluir sobre los resultados de la viabilidad de la autogeneración eléctrica.

Capítulo 2

2 REFERENCIAS TEÓRICAS

2.1 ANTECEDENTES

Algunos de los recursos y estudios más destacados que fueron tomados como referentes para la elaboración de este modelo, se presentan a continuación junto con su descripción y análisis sobre el aporte que dieron para el modelo.

2.1.1 Estudio de Inteligencia de Mercado IM 30 - 1359

Estudio realizado en Marzo de 2010, por la Dirección de Abastecimiento de Bienes y Servicios de Ecopetrol – DAB y cuyo objetivo era “*Conocer el mercado y definir las estrategias para contratar los servicios de Generación de energía eléctrica con gas, crudo o diesel para Ecopetrol S.A.*”, presenta un informe de los resultados obtenidos, gracias a las respuestas por parte de los proveedores del servicio, producto de un cuestionario diseñado y enfocado fundamentalmente a conocer tecnologías ofrecidas, experiencia general y condiciones contractuales en proyectos de generación eléctrica; así como también para conocer las capacidad técnica, financiera y operativa de las empresas proveedoras del servicio.

Dicho estudio permitió conocer sobre las empresas que se encuentran en capacidad de adelantar proyectos de generación eléctrica para Ecopetrol, así como para tener conocimiento sobre las tecnologías ofertadas, tiempos promedio de construcción y condiciones generales requeridas y ofrecidas para un eventual proyecto de generación eléctrica para Ecopetrol.

2.1.2 Proyecto de generación eléctrica Cantagallo y Yarigui de Ecopetrol.

Este proyecto desarrollado a partir de Enero de 2008 para Ecopetrol por parte de la Unión Temporal Generación Colombia y cuyo objeto es el “Suministro de energía por medio de centros de generación con gas para los campos Cantagallo y Yariguí” con un plazo de ejecución del contrato de cinco años, un valor total estimado de (COP) \$ 23'350.000.000 y firmado bajo la modalidad de contratación take or pay, con una tarifa de (COP) \$110.43 indexada anualmente con el Índice de Precios al Productor –IPP.

Permitió, luego de la revisión y análisis del contrato firmado entre las partes, conocer de primera mano, las condiciones contractuales y los factores críticos en el desarrollo de un proyecto de generación eléctrica con un tercero por parte de Ecopetrol.

2.1.3 Skills and knowledge of Cost Engineering

Elaborado por The Association for the Advancement of Cost Engineering – AACE, organización del ámbito internacional fundada en 1956 por profesionales en estimación e ingeniería de costos y que desde entonces agrupa a profesionales del área, con el propósito de estar informados sobre las novedades de la ingeniería de costos y generar documento que permitan tener una trazabilidad y aseguramiento del conocimiento en los avances de esta rama del conocimiento.

The *Skills and Knowledge of Cost Engineering*, es uno de los principales documento expedidos por esta organización, que presenta una serie de fundamentos importantes para la clasificación de costos, estimación y análisis de los mismos. Por su parte el Manual de Ingeniería de costos para proyectos de inversión de Ecopetrol⁶, basa su contenido en documentos como el anteriormente mencionado, realizados por la AACE, para la clasificación, descripción y las metodologías para la estimación de los costos. Conceptos que fueron adoptados para el desarrollo de este modelo.

⁶ Disponible en el sistema de información P8 con el código ECP-DPY-M-003. Version 2, Mayo 2010.

2.1.4 Updated Capital Cost Estimates for Electricity Generation Plants

Estudio de benchmarking realizado por la Energy Information Administration (EIA), organismo de estadística y de análisis en el Departamento de Energía de los Estados Unidos. La EIA recoge, analiza y difunde información independiente e imparcial de energía para promover la formulación de políticas, mercados eficientes, y la comprensión pública del sector energético y su interacción con la economía y el medio ambiente.

A través de este documento se presenta un estudio sobre los costos de capital, operación y mantenimiento para planta de generación eléctrica con diferentes tecnologías de generación y diferentes tipos de combustibles, en donde se muestran costos de referencia y la distribución genérica de los mismos. Este estudio junto con otras fuentes de información, oportunamente referenciadas en la explicación del modelo, permitió generar valores referentes para la estimación y variación de los costos asociados a las plantas de generación.

2.1.5 Estudio sobre la generación en Boca de Pozo

La decisión de generar en el centro de consumo o en el lugar donde se dispone del gas que será usado como combustible para la generación, dependerá de las facilidades existentes en el centro de consumo y la preexistencia o no de un gasoducto dedicado que pueda ser usado para transportar el gas del lugar en el que se dispone al centro de consumo de la energía, caso en el cual podría pensarse en la generación en el centro de consumo, luego de transportar el gas.

Las estaciones de producción, se encuentran generalmente a una distancia considerable de las estaciones de bombeo (centro de consumo analizado), por tal motivo pensar en la construcción de un gasoducto para el transporte del gas a usar en la generación, no representa una opción razonable, debido a los costos, riesgos y posibles afectaciones que la construcción de un gasoducto trae consigo.

Rodríguez⁷ en un estudio realizado en el cual evalúa los lugares más favorables para la generación, realizando un análisis comparativo, entre las opción de transporta a través del sistema de transporte de gas y generar cerca a la zona de distribución o generar en boca de pozo, concluyendo que la manera más eficiente de genera energía a base de gas, es en boca de pozo y describe las ventajas de esta alternativa frente a la tradicional, de las que se pueden destacar:

- Menor impacto ambiental.
- Mayor confiabilidad en el suministro.
- Disminución de los costos variables.
- Disminución en costos de tratamiento.
- Menor desgaste administrativo (Relacionado a permisos ambientales y contratos de compra de terrenos para ductos)

En consecuencia el lugar del centro de generación para los proyectos analizados en este trabajo, asumen la ubicación de este en el sitio en donde se dispone del gas; generando en dicho lugar y posteriormente incurriendo en los costos asociados al transporte de la energía de ahí, al centro de consumo.

2.2 MARCO TEÓRICO

2.2.1 Generación eléctrica con gas

La generación eléctrica es un proceso térmico, que mediante la utilización de una fuente primaria de energía (en este caso el Gas residual del proceso de la explotación de hidrocarburos) y con una configuración de planta específica, entre equipos principales y auxiliares, se genera energía eléctrica.

⁷ RODRIGUEZ, Iván. Escenario para la optimización del proceso de generación eléctrica a base de gas natural: Generación en boca de pozo. Universidad de los Andes. Facultad de Ingenierías. Trabajo de grado Ingeniería Industrial. Noviembre de 2008. 112 p.

2.2.1.1 El proceso térmico de generación eléctrica

Para la explicación del proceso, es necesario identificar primero los elementos principales dentro de un sistema de generación, los cuales serán presentados a continuación en la **Tabla 1**.

Tabla 1 Principales elementos de un sistema de generación

PRINCIPALES ELEMENTOS EN UN SISTEMA DE GENERACIÓN	
FUENTE DE ENERGIA	Gas Natural Petróleo Carbón Biomasa, otros
MOTOR PRIMARIO	Turbinas industriales a gas Microturbinas Motores de combustión interna
SISTEMA DE APROVECHAMIENTO DE LA ENERGIA MECÁNICA	Compresores Bombas Generadores eléctricos

Fuente: Creación propia.

Aun cuando es claro que la configuración de una planta de generación eléctrica, es particular para cada proyecto, en la **Figura 3** se presentará un diagrama de las etapas y la descripción de un proceso genérico de generación eléctrica a gas.

Figura 3 Diagrama de las etapas en un proceso de generación eléctrica a gas



Fuente: Creación propia.

Descripción de proceso:

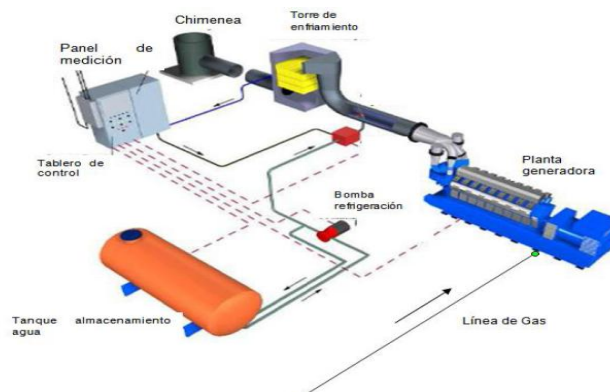
El proceso de producción inicia con la entrada del gas proveniente de los pozos productores, a la estación en la cual estará instalada la planta de generación. Para asegurar la calidad del mismo, este gas será sometido, de ser necesario y de acuerdo a su composición, a un proceso de tratamiento que contemple los sub-procesos de deshidratación, endulzamiento y extracción de condensados.

Con el gas en las condiciones requeridas, se continuará el proceso ingresándolo al motor térmico primario, el cual va acoplado al eje de rotación y de cuyo aprovechamiento de la energía mecánica producida por este, se obtendrá la energía eléctrica. Esta energía obtenida pasará por los transformadores del sistema, los cuales permitirán tener la energía en los niveles de tensión requeridos para poder ser llevada a las celdas o interruptores, los cuales van por cableado a la sala de control, para ser entregada a la subestación de la planta.

Finalmente, esta energía deberá ser transportada a través del sistema de transmisión de energía, para poder contar con dicha energía en el centro de consumo establecido y así poder hacer uso de la misma.

Gráficamente la configuración genérica de una planta de generación eléctrica podría verse como a continuación en la **Figura 4**.

Figura 4 Configuración genérica de una planta de generación



Fuente: Estudio de pre factibilidad de autogeneración en Tibú. Ecopetrol.

En ese orden de ideas, para poder cumplir el proceso de generación, algunos de los sistemas principales con los que debe contar en la planta de generación son los siguientes:

- Sistema para el suministro de gas, correspondiente a las líneas para transporte y recibo de gas.
- Sistema de tratamiento del gas, como lo son aquellos equipos para realizar la deshidratación, el adulzamiento, el procesamiento y compresión del gas.
- Sistema de recolección y almacenamiento de los condensados producto del tratamiento del gas.
- Sistema de aprovechamiento de la energía mecánica, como lo son las unidades de generación de energía eléctrica.
- Sistema de transformación a niveles de tensión requerido y subestación eléctrica.
- Sistema de seccionamiento y operación del sistema de generación, con su respectivo cuarto de control.
- Sistema para la transmisión de la energía al centro de consumo.
- Sistemas de acceso terrestre a la planta, para lo cual se debe realizar las respectivas adecuaciones de la vía.
- Sistemas contraincendios para la planta de generación.

2.2.1.2 Tecnologías disponibles para la generación

Las tecnologías para generación eléctrica en el mercado son variadas y su escogencia dependerá de las condiciones del lugar de generación, la calidad y cantidad de combustible disponible y los requerimientos específicos del proyecto de autogeneración para la estación.

Los grupos electrógenos básicamente están formados por un conjunto integrado que contiene un motor térmico primario, que podría ser una turbina de gas o un motor de combustión interna; Un generador eléctrico (generalmente de corriente

alterna) acoplado al mismo eje del motor primario; y los correspondientes elementos auxiliares y sistemas complementarios, como los distintos indicadores de estado, tableros de maniobra, tanques, radiadores, circuitos de lubricación, combustible, agua y eventualmente aire comprimido, etc.

En el mercado existe distintos proveedores de estos equipos como los son Cummins, Caterpillar, Wartsila, General Electric, entre otros. Compañías que en sus portafolios presentan una variedad de equipos, que podrán ser escogidos de acuerdo a las características del proyecto, anteriormente nombradas.

Para lograr la efectividad del proyecto, varios son los parámetros para escoger finalmente la tecnología a usar, sin embargo dos de los más importantes de ellos son la eficiencia y la disponibilidad de los equipos en el proceso de generación.

- **Eficiencia:** Hace referencia al rendimiento del equipo, el cual se podría definir como la relación existente entre el consume de combustible y su producción de energía mecánica con dicha cantidad.

La eficiencia de generación eléctrica (en porcentaje) de una maquina puede determinarse de su régimen térmico de esta manera:

$$Eficiencia = \frac{3.413}{Regimen\ termico} \times 100$$

Donde el régimen térmico, también conocido como **Hate Rate**, es la cantidad de combustible entregada al motor y expresada en unidades de poder calorífico (BTU) por kilovatio hora producido (kWh). [BTU/kWh].

- **Disponibilidad:** La disponibilidad hace referencia a la cantidad de tiempo en la que los equipos están prestando su servicio en la planta para la producción de energía. Este índice se ve afectado principalmente por los regímenes de mantenimiento a los que deben ser sometidos los equipos, de acuerdo a los diseños y las características de los mismos. El factor se calcula de esta manera:

$$F. Disponibilidad_i = \frac{\sum_i \text{Horas declaradas disponibles en el periodo } i}{\sum_i \text{Horas totales del periodo } i}$$

A continuación se presentan algunas generalidades sobre los equipos térmicos primarios usados por los grupos electrógenos, de los cuales es importante tener conocimiento, porque en base a ellos principalmente se diseñan los sistemas ofrecidos.

- **Turbinas a gas**

Las características de una turbina de combustión a gas, comprende un proceso de sistema principal de compresión y otro de adición de calor o combustión. Así pues, los elementos fundamentales que constituyen una turbina de combustión a gas son: el compresor, la cámara de combustión y la turbina propiamente dicha.

En cuanto a su funcionamiento, el aire es aspirado de la atmósfera y comprimido para después pasar a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición; los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina, donde se expansionan moviendo el eje que acciona el compresor de la turbina y la carga, frecuentemente un generador eléctrico.

Algunas de las particularidades de los sistemas de generación con turbinas a gas son las siguientes:

- Relativamente simples, requieren poco espacio, su costo es bajo, su instalación es rápida y se ponen en servicio en corto tiempo.
- Se pueden aplicar en potencias desde 500 KW hasta más de 100 MW.
- Están limitados en cuanto al combustible a utilizar, por cuanto los gases de combustión circulan directamente a través de la turbina.
- Su capacidad se afecta significativamente con la altitud de la instalación.

Los rendimientos de las turbinas de gas son bastante sensibles a las condiciones climáticas del sitio de generación, dado por la relación de presión en el compresor y a la temperatura máxima del aire a la entrada de la turbina. En general, el rendimiento está comprendido entre el 18% y el 35% y se incrementan considerablemente a medida que aumenta la potencia de la turbina.

Uno de los procesos más usados en proyectos de generación con turbinas de gran magnitud es el ciclo combinado, el cual recibe su nombre dado que combina dos ciclos termodinámicos. En el primero se produce la combustión de gas natural en una turbina de gas, y en el segundo, se aprovecha el calor residual de los gases para generar vapor y expandirlo en una turbina de vapor.⁸

Por otra parte, es importante también reseñar que las microturbinas son relativamente una nueva tecnología de generación eléctrica que se utiliza para aplicaciones estacionarias. Una microturbina es un generador asincrónico que fundamenta su operación en dos partes básicas: Modulo turbogenerador o sección mecánica y la sección electrónica de potencia. Las potencias ofrecidas por módulo, con este tipo de tecnología van de 30 a 1.000 kW nominales y presenta eficiencias nominales del sistema que van del 26 al 33%, siendo más eficientes, los módulos de mayor potencia.

- **Motores de combustión interna**

Un motor de combustión interna basa su funcionamiento, como su nombre lo indica, en el quemado de una mezcla comprimida de aire y combustible dentro de una cámara cerrada o cilindro, con el fin de incrementar la presión y generar con suficiente potencia el movimiento lineal alternativo del pistón.

El rendimiento obtenido por los motores de combustión interna es más alto que el obtenido con las turbinas de gas. Este rendimiento depende directamente de la

⁸ENDESA ENERGY. Centrales Térmicas de Ciclo Combinado. Disponible en internet en: http://www.endesaeduca.com/Endesa_educa/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/ix.-las-centrales-termicas-de-ciclo-combinado

relación de compresión, por lo cual siempre se espera alcanzar el más alto nivel y es lo que se busca al diseñar estos motores; sin embargo al desarrollarse un motor con una alta relación de compresión, se está ayudando a la aparición de preignición o ignición espontánea del gas por elevada presión, acarreado una pérdida de eficiencia y capacidad de generación de potencia, incrementando los intervalos de mantenimiento y su costo, en consecuencia se sabe que aun cuando los motores presentan mayor nivel de eficiencia, sus costos de mantenimiento son mayores a los de las turbinas.

2.2.2 Utilización del gas asociado de petróleo en el proceso de generación

El gas asociado de petróleo es un combustible ecológicamente limpio y de mucha energía, así mismo teniendo en cuenta que los volúmenes de extracción de petróleo son elevados, en el mundo ya existe la práctica de la utilización del gas asociado de petróleo como combustible para la generación de energía eléctrica. Así que, el crecimiento continuo de las tarifas de energía eléctrica y su costo de producción, justifica plenamente la utilización del gas asociado de petróleo como combustible para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, la decisión de hacer uso de este gas en el proceso de generación, dependerá de la calidad y volúmenes que se tenga disponibles de esta. Así pues, para determinar la calidad y poder clasificar dicho gas, de acuerdo a sus características es necesario conocer la composición química del mismo, proceso que se logra determinar mediante el estudio cromatográfico del mismo.

2.2.2.1 Cromatografía del gas

La cromatografía es un método que se utiliza para la determinación de la composición química del gas natural. Los componentes de una muestra representativa se separan físicamente por este método y se comparan con los de una mezcla de referencia de composición conocida. El análisis cromatográfico proporciona datos para el cálculo de las propiedades fisicoquímicas, tales como el poder calorífico y la densidad relativa del gas.

A continuación en la **Tabla 2** se presentan los elementos que componen el gas, junto con sus formulas y los simboloso usados en la cromatografia para la caracterización del mismo.

Tabla 2 Elementos que contiene el gas natural

	SIMBOLO	COMPONENTE	FORMULA
HIDROCARBUROS	C1	METANO	CH4
	C2	ETANO	C2H4
	C3	PROPANO	C3H8
	IC4	i-BUTANO	C4H10
	NC4	n-BUTANO	C4H10
	IC5	i-PENTANO	C5H12
	NC5	n-PENTANO	C5H12
	C6+	HEXANO	C6H14
	C7+	HEPTANO	C7H16
	C8+	OCTANO	C8H18
	C9+	NONANO	C9H20
C10+	DECANO	C10H22	
NO-HIDROCARBUROS	O2	OXIGENO	O2
	N2	NITROGENO	N2
	CO	MONOXIDO DE CARBONO	CO
	CO ₂	DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂
	H2	HIDROGENO	H2
	H ₂ S	SULFURO DE HIDROGENO	H ₂ S
	H ₂ O	AGUA (VAPOR)	H ₂ O

Fuente: Creación propia.

2.2.2.2 Clasificación del gas

El gas natural se clasifica de diferente manera, atendiendo a diversas circunstancias, tales como la forma en que se encuentra, sus concentraciones, composición, entre otras, clasificación que resulta necesaria conocer para establecer la necesidad de someter el gas disponible, a tratamiento o no.

La **Tabla 3** presenta los tipos de gas, en el que podría clasificarse el gas con el que se contaría para la ejecución del proyecto de autogeneración.

Tabla 3 Clasificación del gas natural

CLASIFICACIÓN DEL GAS		
CLASIFICACIÓN	TIPOS	DESCRIPCIÓN
DE ACUERDO A LA CONCENTRACIÓN DE IMPUREZAS QUE CONTENGA	GAS NATURAL ACIDO	Es un gas que contiene altas concentraciones de componentes azufrados (sulfuro de hidrógeno, mercaptanos y otros) y/o dióxido de carbono que hacen impracticable su uso sin una previa purificación, debido a los efectos tóxicos y/o corrosivos en las Tuberías y equipos.
	GAS NATURAL DULCE	Es un gas natural que contiene compuestos de azufre en pequeñas cantidades, según la normatividad lo que hace que pueda ser usado sin necesidad de un proceso de purificación.
DE ACUERDO AL CONTENIDO DE FRACCIONES CONDENSABLES	GAS NATURAL RICO	Es el gas natural que contiene una importante cantidad de hidrocarburos fácilmente condensables como el propano, butano y pentano, por lo que se alimenta a una planta de procesamiento de gas para la recuperación de los llamados líquidos del gas natural (LGN). Los líquidos del gas natural (LGN), son una mezcla de propano, butano, pentano y otros hidrocarburos más pesados. Es un producto intermedio en el procesamiento del gas natural.
	GAS NATURAL SECO	Gas natural que carece o tiene pequeñas cantidades de hidrocarburos, comercialmente recuperables como productos líquidos. El gas natural seco, viene a ser el metano con pequeñas cantidades de etano. Es el gas que se usa como combustible e insumo de la industria.

Fuente: MONTAGUTH, Kelly y MONTILLA, Montieldhi. Desarrollo de ingeniería conceptual para la infraestructura de superficie de un campo costa afuera. Universidad de Oriente. Barcelona, Venezuela. P 10

2.2.3 Tratamiento del gas

El gas asociado al petróleo, como combustible a usar en los proyectos analizados en este modelo, es un gas con alto contenido de líquidos e impurezas, las cuales en ocasiones resulta necesario removerse, de manera general debido a los problemas de corrosión y consecuentemente deterioro de los equipos que presentarían de no usar un gas en condiciones apropiadas.

La configuración del sistema de tratamiento, al igual que las tecnologías a usar, dependerá de las características que presente el gas disponible en cada proyecto, así como de las tolerancias y condiciones requeridas por los equipos de generación que se vayan a utilizar. En consecuencia, para determinar si un gas requiere ser tratado, es necesario conocer la composición del mismo, mediante un análisis cromatográfico.

2.2.3.1 El proceso de tratamiento del gas

El sistema por el cual debe pasar el gas para su tratamiento, está conformado típicamente por los procesos de deshidratación, endulzamiento y separación o procesamiento del gas. Procesos que permiten contar al final de los mismos, con un gas apto para ser usado en el proceso de generación y a su vez permiten una producción determinada de condensados, tal como se muestra a continuación en la **Figura 5**.

Figura 5 Clasificación del gas natural



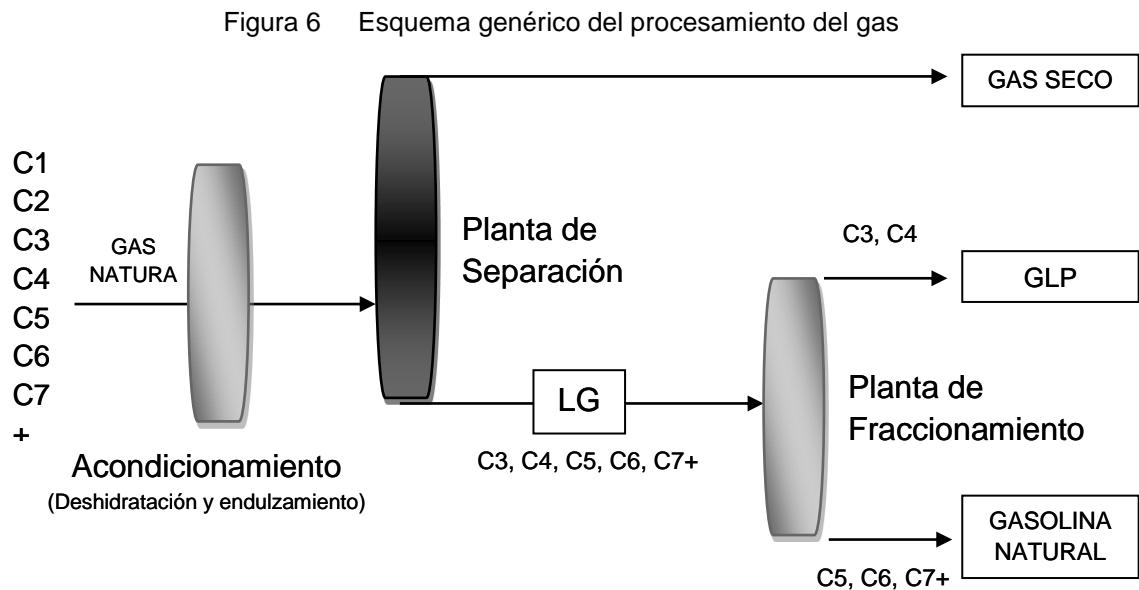
Fuente: Creación propia.

La configuración del sistema de tratamiento dependerá de las características del gas conocidas mediante la cromatografía del mismo y de los niveles de tolerancia de la tecnología a usar en la generación.

Los parámetros básicos a considerar para la selección de la configuración más adecuada del sistema de tratamiento, dependerán del contenido hidratos, así como

el de gases ácidos, la presión total del gas y presión parcial de los componentes ácidos, la relación H_2S / CO_2 , la temperatura, el contenido de hidrocarburos pesados (C3+) y el destino del gas tratado. Este último, rige las especificaciones que se deben cumplir con el proceso de tratamiento a ser aplicado.

Para el procesamiento del gas se puede hacer uso de tecnologías disponibles en el mercado como lo son los procesos Joule Thomson, Refrigeración Mecánica, Turbo Expander, entre otras. Tecnologías que mediante el uso de intercambiadores de calor, torres de enfriamiento, principios físicos-químicos, entre otros, permiten la separación de los hidrocarburos pesados del gas que se esté procesando. El esquema de un sistema de procesamiento típico, es presentado a continuación en la **Figura 6**.



Fuente: Creación propia.

Dado que la comercialización del Gas Licuado del Petróleo – GLP y de la Gasolina Natural, representarían la implementación de un modelo de distribución y comercialización formal, el cual seguramente debido a las condiciones locales en

las que se vaya a situar la planta de generación no de resultado; y ante la posibilidad de hacer uso de estos condensados como diluyente para el crudo a transportar que se encuentre en la estación producida. Se plantea para este modelo hacer la valoración de estos condensados al precio de referencia del West Texas Intermediate - WTI y hacer uso de este como diluyente en la estación de producción donde se encuentra el centro de generación. Así mismo se sugiere realizar la escogencia de una tecnología que primordialmente permita hacer la extracción de los hidrocarburos pesados del gas, sin necesidad de realizar un fraccionamiento de los mismos.

2.2.3.2 Condiciones del gas para uso industrial

Dado que el gas va a ser utilizado para la autogeneración, este debe ser entregado a las máquinas generadoras a condiciones determinadas de calidad y humedad. Condiciones que resultan variables, dependiendo de las máquinas generadoras a utilizar y sus niveles de tolerancia, sin embargo, los niveles de referencia sobre la calidad del gas, están orientados por las condiciones del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT), las cuales se presentan en la tabla mostrada a continuación.

Tabla 4 Especificaciones de calidad del gas para uso industrial.

ESPECIFICACIONES	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLÉS
Máximo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) <i>(Nota 1)</i>	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido líquido <i>(Nota 2)</i>	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano/100PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 grano/100PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido de N ₂ , máximo en % volumen	3	3
Contenido de inertes máximo en% volumen <i>(Nota 3)</i>	5%	5%
Contenido de Oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%

Contenido de agua máximo	97 mg/m ³	6.0 Lb/MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120°F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/100PCS
<p><i>Nota 1: Todos los datos sobre metro cúbico ó pie cúbico de gas están referidos a Condiciones Estándar.</i> <i>Nota 2: Los líquidos pueden ser: hidrocarburos, agua y otros contaminantes en estado líquido.</i> <i>Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de los contenidos de CO₂, nitrógeno y oxígeno.</i> <i>Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.</i></p>		

Fuente: Resolución 054 de 2007 CREG

2.2.4 Evaluación financiera de proyectos de inversión

La evaluación financiera se realiza a través de la presentación sistemática de los costos y beneficios financieros de un proyecto, los cuales se resumen por medio de indicador de rentabilidad, que se define con base en un criterio determinado. Así el proyecto podrá compararse con otros, para luego tomar una decisión respecto a la conveniencia de realizarlo⁹.

La evaluación tiene entonces dos grandes pasos:

- La sistematización y presentación de los costos y beneficios en el flujo de fondos; y
- El resumen de estos costos y beneficios en un indicador que permita compararlos con los de otros proyectos o variantes del mismo.

2.2.4.1 Flujos de caja financiero

Para empezar es importante citar dos conceptos y reflexionar sobre la diferencia crucial entre utilidad y liquidez, ya que esto es determinante porque la evaluación de proyectos utiliza los Flujos de caja (liquidez) y no la utilidad.

- **LIQUIDEZ:** En el contexto de la evaluación de proyectos, se refiere al flujo de efectivo generado por un proyecto/compañía durante un período de tiempo

⁹ MOKATE, Karen Marie. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. 2a ed. Bogotá D.C., 2004. p. 49.

específico. En general, es la diferencia entre todos los ingresos efectivos menos todos los egresos efectivos.

- **UTILIDAD:** se refiere a la ganancia que genera en un período específico un proyecto/compañía. En general es la diferencia entre los Ingresos (Ventas) y los Costos y Gastos.

El flujo de caja consiste en un esquema que presenta sistemáticamente los costos e ingresos registrados año por año (o periodo por periodo). Los cinco elementos básicos que componen el flujo de caja, que deben ser caracterizados según su monto y ubicación en el tiempo, son:

- Los beneficios (ingresos/ahorros) del proyecto.
- Los costos de inversión o montaje, concentrados principalmente en el inicio del proyecto.
- Los costos de operación.
- Los impuestos sobre la renta y los rubros asociados.
- El valor de salvamento de los activos del proyecto.

Normas para la construcción de un flujo de fondos

- Para la construcción del flujo de fondos para la evaluación financiera, se utiliza la contabilización de caja y no de causación.
- El periodo de tiempo utilizado en la evaluación depende tanto de la naturaleza del proyecto como de las características de sus costos y sus ingresos.
- Por convención se supone que los costos se desembolsan y los ingresos se reciben, al final de cada periodo.
- El flujo de fondos se define para toda la “vida útil” del proyecto o para todo el horizonte de planeación o evaluación.

A continuación se presentarán otros de los conceptos claves para la creación de los flujos de caja¹⁰:

- **Ingresos:** Son los percibidos por la venta o alquiler de los productos o la prestación de los servicios del proyecto.

- **Costos:** Suelen clasificarse en dos grandes categorías: Costos de inversión y costos de operación. Sin embargo para la correcta elaboración del flujo de caja es necesario estudiar el manejo que se deben dar a los costos muertos y los costos de oportunidad.
 - **Costos de inversión (CAPEX):** Desembolsos correspondientes a la adquisición de activos fijos o activos nominales y la financiación del capital de trabajo al inicio del proyecto o por reposición o expansión del stock de activos proyectado.

Los costos por adquisición de activos fijos, representan desembolsos por compra de terrenos y edificios, obras civiles y compra de equipos, maquinaria y obras de instalación y apoyo.

Los costos de inversión en activos nominales corresponden a los costos de adquisición de activos intangibles necesarios para ejecutar el proyecto. Finalmente la inversión en capital de trabajo reflejan los fondos que deben ser comprometidos para conseguir activos de corto plazo e insumos para el ciclo productivo, necesarios para el funcionamiento del proyecto.

 - **Costos de operación (OPEX):** Consisten en el desembolso por insumos y otros rubros necesarios para el ciclo productivo del proyecto a lo largo de su funcionamiento.

¹⁰ Ibid. p. 51-64.

- **Costos muertos:** Costos que no deben ser incluidos en los flujos de caja del proyecto. Se definen como costos ya causados, que resultan ineludibles, independientemente de la decisión de inversión que se tome. Son costos inevitables aunque se decida no realizar el proyecto que se está evaluando.

- **Costo de oportunidad:** El costo de oportunidad se define como el valor o beneficio que genera un recurso en su mejor uso alternativo. Este concepto es especialmente relevante en el caso de que la utilización de los insumos implique el sacrificio de las alternativas de venderlos o utilizarlos en otro proceso productivo ya que en estas hubieran generado un ingreso, este ingreso sacrificado representa el costo de oportunidad.

- **Ganancias netas grabables:** Estas ganancias no corresponden a las ganancias netas que se utiliza para calcular la rentabilidad, obedecen a la lógica del código tributario y solo tienen sentido para calcular los impuestos, los cuales son un porcentaje de tales ganancias y constituyen costos para el proyecto.

- **Depreciación:** El fisco reconoce que un costo no recuperable a diferencia de la inversión, es el deterioro y desgaste de los activos, por tal motivo este rubro es deducible de impuestos, al igual que la amortización de activos intangibles, el descuento por agotamiento de recursos no renovables o la amortización de gastos pre-operativos. La depreciación es una figura contable necesario para el cálculo de las ganancias gravables y no representa ningún desembolso ni ningún costo efectivo. Los métodos más usados para el cálculo de este son el Método lineal, Método de la suma de los dígitos y el método del saldo declinante.

- **Valor de salvamento:** Hace referencia al valor producido por vender los activos al terminar el proyecto o a la potencialidad de los activos para generar productos e ingresos hacia el futuro. Las dos técnicas más conocidas para registrar valores de salvamento son: El valor en libro de los activos y el valor comercial de los activos.

2.2.4.2 Criterios para la toma de decisión

La evaluación financiera mide la rentabilidad que un determinado proyecto genera para un determinado agente, para así poder tomar la decisión de ejecutarlo o no. Por tal razón a continuación se presentara algunos de los indicadores de bondad utilizados para generar criterios para la toma de decisión.

- **Valor Presente Neto – VPN**

El VPN representa la equivalencia presente de los ingresos netos futuros y presentes de un proyecto. Es una de las herramientas más robustas de evaluación financiera para estimar el valor de una inversión¹¹.

Así pues el VPN es la expresión en moneda actual de todos los flujos esperados en un proyecto traído al presente y su cálculo está representado en la siguiente fórmula:

$$VPN = \sum_{t=0}^n \frac{(I_t - E_t)}{(1+r)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

I = Ingresos

E = Egresos

t = Período

r = Tasa

n = Último período

¹¹ ANÁLISIS DE DECISIÓN DE INVERSIÓN (Febrero, 2011: Bogotá D.C.) Memorias. Universidad de los Andes, 2011, p. 180.

Interpretación:

El VPN representa el valor presente de los beneficios netos después de haber recuperado las sumas invertidas en el proyecto y sus correspondientes costos de oportunidad. Por lo tanto con un VPN igual a cero no significa que no hay beneficios, sino que los beneficios alcanzan tan solo a compensar el capital invertido y su costo de oportunidad (el sacrificio de otras alternativas de inversión). Un VPN negativo no implica necesariamente que no hay ingresos netos positivo, sino que ellos no alcanzan a compensar lo costos de oportunidad de dejar de lado las alternativas de inversión; en tal caso será más rentable invertir en las alternativas que optar por el proyecto de inversión. Así mismo el VPN positivo implica que el proyecto arroja beneficios aun después de recuperar el dinero invertido y cubrir el costo de oportunidad de las alternativas de inversión.

En consecuencia las reglas de interpretación son las siguientes:

- VPN > 0 El proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero.
- VPN = 0 Es independiente desde el punto de vista financiero.
- VPN < 0 No vale la pena realizar el proyecto desde el punto de vista financiero.

- **Tasa interna de retorno – TIR**

Se define como la tasa de descuento intemporal a la cual los ingresos netos del proyecto apenas cubren los costos de inversión, de operación y de rentabilidades sacrificadas. Es la tasa de interés que utilizada en el cálculo del VPN, hace que este sea cero, por lo cual se dice que la TIR es un “valor crítico” de la tasa de interés de oportunidad. En este orden de ideas la TIR señala la tasa de rentabilidad generada por los fondos invertidos, asumiendo que los fondos de la inversión (los flujos netos positivos del proyecto) se reinvierten en el proyecto, ósea se mantienen “internos” en el proyecto¹².

¹² Ibid., p.190.

La TIR es apenas una aproximación, ya que supone que la función que relaciona el VPN y la tasa de interés es lineal, cuando en realidad es un polinomio. Su cálculo está representado por la siguiente fórmula:

$$\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t} = 0$$

Donde:

I = Ingresos

E = Egresos

t = Período

r = TIR

n = Último período

Una gran desventaja o limitación de la TIR es que el comportamiento de la relación entre la tasa de interés de oportunidad y el VPN, y por ende de la TIR, depende de la forma del flujo de caja del proyecto (Valor neto positivo o negativo, que proporciona el sentido del flujo). Existiendo un único o múltiples resultados o sencillamente no existiendo resultado para la TIR dependiendo de los flujos.

El criterio de decisión que se maneja para la TIR es el siguiente:

TIR > Tasa Mínima de Rentabilidad	Se acepta
TIR < Tasa Mínima de Rentabilidad	Se rechace
TIR = Tasa Mínima de Rentabilidad	Indiferente

2.2.4.3 Toma de decisiones bajo riesgo e incertidumbre

Aplicado a los proyectos de inversión, el riesgo o la incertidumbre se puede definir sencillamente como la existencia de algo menos que planea garantía de que efectivamente se logrará lo que se espera lograr, con la calidad especificada en las condiciones esperadas y con los costos esperados. En la medida que haya

alguna probabilidad de que se produzca alguna varianza en las actividades, sus costos e ingresos, sus logros o efectos, existe incertidumbre o riesgo.

Un proyecto de inversión incorpora riesgo o incertidumbre casi por definición, ya que este consiste en una hipótesis que propone que ciertas inversiones y determinadas acciones se pueden combinar para lograr determinados objetivos de manera eficaz y eficiente.

La evaluación financiera de un proyecto por realizar (proyecto en etapa de formulación) tienen una naturaleza probabilística, pues obliga a proyectar los resultados de unos procesos sujetos a incertidumbre¹³, debido a la imposibilidad que se pueda de controlar las diferentes variables que puedan afectar la inversión.

Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad deriva su nombre de su objetivo de determinar el grado de sensibilidad de los resultados esperados a varianzas o modificaciones en determinadas variables de costos, precios, rendimientos, productividad u otros.

El análisis de sensibilidad básico revela los cambios en los resultados financieros atribuibles a cambio en una determinada variable. El resultado de estos análisis se puede combinar luego con una estrategia de definición de escenarios, con el fin de introducir variaciones en todas las variables críticas en la especificación de escenarios.

Definición de escenarios

Todas las estrategias más formales de análisis de riesgo proponen que no resulta suficiente elaborar u solo estimado de rentabilidad financiera. En su lugar se realizan diversas evaluaciones, con el fin de desarrollar un rango o una distribución de probabilidad para los indicadores de renta.

¹³ MOKATE, Op. cit., p. 203

La manera más simple de realizar este tipo de análisis consiste en definir diversos escenarios que permitan describir fenómenos que generan incertidumbre y sus posibles efectos sobre los proyectos.

Simulación de Monte Carlo

La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudo-aleatorios y automatizar cálculos.

Esta simulación es una técnica cuantitativa que hace uso de la estadística y los ordenadores para imitar, mediante modelos matemáticos, el comportamiento aleatorio de sistemas reales no dinámicos (por lo general, cuando se trata de sistemas cuyo estado va cambiando con el paso del tiempo, se recurre bien a la simulación de eventos discretos o bien a la simulación de sistemas continuos).

La clave de la simulación Monte Carlo consiste en crear un modelo matemático del sistema, proceso o actividad que se quiere analizar, identificando aquellas variables (inputs del modelo) cuyo comportamiento aleatorio determina el comportamiento global del sistema. Una vez identificados dichos inputs o variables aleatorias, se lleva a cabo un experimento consistente en (1) generar – con ayuda del ordenador- muestras aleatorias (valores concretos) para dichos inputs, y (2) analizar el comportamiento del sistema ante los valores generados. Tras repetir n veces este experimento, dispondremos de n observaciones sobre el comportamiento del sistema, lo cual nos será de utilidad para entender el funcionamiento del mismo –obviamente, nuestro análisis será tanto más preciso cuanto mayor sea el número n de experimentos que llevemos a cabo¹⁴.

¹⁴ FAULÍN, Javier. Simulación de Monte Carlo con Excel. Proyecto e-Math. España: Universidad Abierta de Cataluña, Secretaría de Estado de Educación y Universidades (MECD), 2007. p.14.

Capítulo 3

3 SUPUESTOS Y VARIABLES A CONSIDERAR EN EL MODELO

3.1 PRINCIPALES SUPUESTOS DEL MODELO

3.1.1 Contratación de la generación bajo negocio Take or Pay

Dado que la actividad económica de Ecopetrol, no es la generación de energía eléctrica con gas, sino que en cambio ve esta como una alternativa de ahorro en los costos de operación por concepto de suministro de energía eléctrica, y teniendo en cuenta los riesgos y responsabilidad que asume la ejecución y operación de un proyecto de este tipo, para una empresa cuya experiencia está en otro campo, motivan a que Ecopetrol contrate este servicio con un tercero bajo la modalidad de negocio Take or Pay. En donde es el tercero quien invierte, ejecuta y esta a cargo de la operación del proyecto de generación y asume todos los riesgos del mismo. Por su parte, Ecopetrol le suministra al tercero el combustible a usar en el proceso de generación y le paga a este un tarifa (llamada en el modelo Tarifa de generación ToP), por medio de la cual se le reconoce a este el valor de la inversión y los costos de operación, más un margen de utilidad.

De acuerdo a las razones anteriores, para la realización de este modelo se ha tomado la modalidad de negocio Take or Pay, como la modalidad negocio que mantendrá Ecopetrol con el tercero para la autogeneración eléctrica con gas, teniendo en cuenta que existen otras modalidades de negocio, tales como el tipo de negocio EPC (Engineering, Procurement and Construction); Suministro de

equipos; Renta de equipos; entre otros, que sugieren la operación del centro de generación por parte de Ecopetrol.

3.2 CONDICIONES CONTRACTUALES GENERALES, NORMATIVA Y VARIABLES MACROECONÓMICAS ASOCIADAS.

3.2.1 Generalidades contractuales en proyectos de autogeneración

En esta sección, se presentarán las condiciones contractuales típicas de un proyecto de autogeneración, con la intención de informar al usuario de este modelo sobre ellas y orientarlo en alguna medida sobre el manejo que se le podría dar a un contrato de este tipo; sin querer sugerir que este sea el único manejo que se le pueda dar al mismo, ni tampoco que pueda ser usado de manera textual como referencia.

En primera instancia, la adjudicación del contrato responderá a un proceso de selección (PS) en el cual Ecopetrol abrirá licitación pública para recibir ofertas por parte de las firmas interesadas en hacerse parte del proyecto de autogeneración, escogiendo de ellas la que mejores condiciones ofrezca.

El centro de generación producto del proyecto de autogeneración será adquirido, construido, instalado, operado y mantenido por el contratista, así que este asumirá la totalidad de los costos en los cuales deba incurrir para la prestación eficiente y eficaz del servicio de suministro de energía haciendo uso del gas que le será suministrado por Ecopetrol. Adicionalmente, luego de iniciado el contrato los equipos o sistemas de generación serán de libre elección y configuración del contratista, siempre y cuando cumpla con las expectativas y ofrecimientos hechos en el PS, como lo son entre otros la eficiencia y disponibilidad requerida.

El contrato podrá ser firmado haciendo uso de un sistema de precios unitarios, en el cual se pactaría entre Ecopetrol y el Contratista una tarifa unitaria del Kilovatio-hora, que será indexada anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP).

La cuantía del contrato será indeterminada y su valor real corresponderá a la suma de los pagos mensuales que Ecopetrol haga al contratista, teniendo en cuenta lo siguiente:

- Bajo la modalidad **Pague lo Contratado** (Take or Pay - ToP), pagará el producto de multiplicar la Energía mínima contratada por la tarifa unitaria acordada y por las horas del mes en las que el sistema de generación realmente tuvo disponible dicha capacidad.
- Bajo la modalidad **Pague lo Consumido**, pagará la cantidad de energía consumida que esté por encima de la Energía mínima contratada, al mismo costo unitario acordado para la energía mínima contratada.
- Además el contratista se comprometerá a mantener la disponibilidad (d) % ofrecida en el PS, de lo contrario le reconocerá a Ecopetrol el valor de la energía que este haya tenido que comprar al SIN por la cantidad de tiempo que supere la tolerancia de disponibilidad (1- d) % y Ecopetrol asumirá el costo de la energía que compre al SIN durante el tiempo que contempla la tolerancia de disponibilidad (1 – d) %.

Por otra parte y haciendo referencia a la eficiencia energética que el contratista debe garantizar, el gas adicional que sea requerido por este y dado que este recurso será suministrado por Ecopetrol, se le será cobrado a un valor que se establecerá en el momento de la concepción del contrato.

Finalmente dentro de las condiciones contractuales, Ecopetrol tendría dentro de sus obligaciones:

- **Suministrar el combustible** para la generación eléctrica, de acuerdo al valor pactado entre las partes de eficiencia energética o Haet rate.
- **Facilitación del terreno** para la construcción del Centro de Generación, mediante la celebración de un contrato de comodato.
- Realizar las negociaciones necesarias con el Operador de Red - OR para contar con la **Energía de respaldo**.

- Realizar el trámite de la **Licencia Ambiental** del proyecto.

3.2.2 Normativa relacionada

A continuación se presentan algunas de las más importantes leyes y resoluciones que aplican en actividades de autogeneración y transporte eléctrico:

- **Ley 142 de 1994**

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

- **Resolución 084 de 1996 – CREG**

“Por la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN).”

- **Resolución 001 de 1994 (Art. 21, 22 y 23) - CREG**

“Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el Sistema de Transmisión Nacional”

- **Resolución 003 de 1994 (Art.18, 19 y 20) - CREG**

“Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.”

- **Resolución 097 de 2008 - CREG**

“Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.”

- **Resolución 083 de 2008 - CREG**

“Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de retorno que se aplicará en la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica y se fija dicha tasa.”

3.2.3 Impuestos asociados a la autogeneración

3.2.3.1 Transferencias del sector energético

Conforme al *Artículo 54 de la Ley 143 de 1994*, los auto generadores son sujetos pasivos de la contribución y aplica en proyectos con capacidad instalada superior a 10MW.

La contribución cobija a las auto-generadores, porque hacen uso de recursos naturales no renovables con capacidad para afectar el ambiente, por lo que deben sufragar los costos que demanda el mantenimiento o restauración del recurso o del ambiente, es decir, la contribución tiene una finalidad compensatoria (sentencia C-495 de 1998). El impacto ambiental es igual para los generadores que enajenan toda o parte de la energía y los que la consumen toda.

La base gravable para autos generadores, es la generación de energía (no las ventas brutas por generación propia), descontando el consumo propio de la planta generadora para su operación. En la **Tabla 5** se presenta la distribución de dicha transferencia.

Tabla 5 Distribución transferencias del sector eléctrico

Transferencia del sector Eléctrico (Decreto 1933 de 1994)		
4% de la energía producida	2,50%	Corporación autónoma regional
	1,50%	Municipio donde está ubicada la planta

Fuente: Informe Análisis de transferencias – VSM, Ecopetrol S.A.

La tarifa de dicho impuesto es, la establecida para ventas en bloque, aprobada y publicada por la CREG. Esta tarifa para el año 2012 es de \$ 63.18/kWh, así que para efectos prácticos del modelo, se propone tener dicha cifra como base e indexarla año tras año con el Índice de precio al productor IPP, como ha ocurrido durante los últimos años con dicho tarifa.

3.2.3.2 Impuesto alumbrado público

El impuesto de alumbrado público es un tributo de orden municipal, de periodo gravable mensual, destinado de manera específica a cubrir el costo de prestación del servicio de alumbrado público en todo el territorio del Municipio donde se encuentre ubicado el centro de generación.

El Artículo 1 de la Ley 97 de 1913 literal d), dispuso que los concejos municipales establecerán el monto de dicho impuestos. Para efectos prácticos y luego de la revisión del monto definido para el sector industrial de este impuesto en algunos municipios, se ha determinado para este modelo una tarifa referente del impuesto de \$50.000, con liquidez mensual y ajustada anualmente con el índice de precios al productor.

3.2.3.3 Impuesto a la renta

El impuesto sobre la renta y complementarios, comprende el impuesto de renta y las ganancias ocasionales. Aplica a las personas jurídicas, naturales y las asimiladas a unas y otras. Grava todos los ingresos realizados en el año, que puedan producir un incremento neto, en el patrimonio en el momento de su percepción y que no hayan sido expresamente exceptuados.

El patrimonio es la suma de todos los bienes y derechos apreciables en dinero poseídos a 31 de diciembre del respectivo año y que tienen la posibilidad de producir una renta. Para este modelo el índice tenido en cuenta para la liquidación de este impuesto será del 33% sobre las utilidades netas del tercero a cargo de la ejecución del proyecto de Autogeneración.

3.2.3.4 Impuestos no aplicables a la autogeneración

De acuerdo a las normas de la **Ley 142 de 1994**, se aplican las siguientes disposiciones respecto a los impuestos que no son cargados al Auto-generador:

- No existencia de retención en la fuente del impuesto de renta por expresa disposición del Artículo 369 E.T.¹⁵
- No causación del impuesto al Valor Agregado, IVA, por disposición del artículo 476 E.T.
- No retención por impuesto de industria y comercio.

Adicionalmente el Impuesto al timbre que era del 1.5% con periodo fiscal mensual, se ha venido desmontado a partir del año 2008 hasta que a partir del 2010 su aporte debe ser 0%. (Art. 518 E.T. modificado por el artículo 35 de la Ley 6 de 1992)¹⁶

3.2.4 Variables macroeconómicas

Las dos variables macroeconómicas que generan mayor impacto en el análisis financiero para los proyectos de generación, son el Índice de Precios al Productor – IPP y la Tasa Representativa del Mercado – TRM.

El IPP tiene influencia, debido a la necesidad de su aplicación para indexar el precio de la energía comprada al SIN, el valor de la tarifa que se pacta con el contratista, el valor de los impuestos aplicables a los proyectos de generación, entre otros. Este índice podrá ser encontrado en la Página web del DANE, que es la entidad encargada de su cálculo y divulgación.

Por su parte la TRM deberá ser tenida en cuenta dado que los equipos usados en estos proyectos, son mayoritariamente importados y su valor comercial se encuentra en dólares, así mismo como los costos de transporte e impuestos en los que se debe incurrir para contar con estos en sitio, los cuales habitualmente son expresados en esta moneda. Para la evaluación financiera de proyectos de Inversión la Vicepresidencia Financiera de Ecopetrol, en las bases del portafolio

¹⁵ Estatuto Tributario

¹⁶ Información extraída de la página web oficial de la Dirección Nacional de Impuestos y Aduanas Nacionales de Colombia - DIAN

fija el valor de la TRM que deberá ser tenida en cuenta para dichos análisis de decisión de inversión.

3.2.5 Tarifa de energía en Colombia

El mercado eléctrico en Colombia presenta dos tipos de usuarios que son los usuarios no regulados y los regulados, los cuales en la **Ley 143 de 1996 (Art. 11)**, se definen así:

*“**Usuario regulado:** persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG.”*

*“**Usuario no-regulado:** persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan, a precios acordados libremente. La Comisión de Regulación de Energía y Gas podrá revisar dicho nivel, mediante resolución motivada.”*

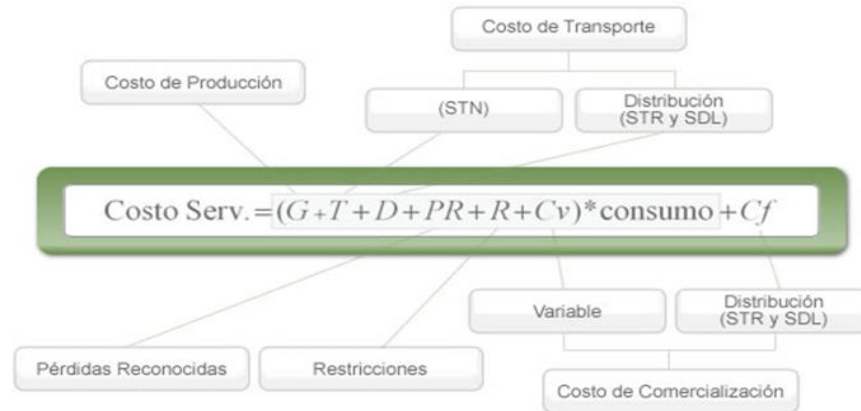
En el mercado no regulado, donde se clasifican los centros de consumo de la VIT, se encuentran los consumidores con demandas de energía superiores a 55.000 kWh y/o potencia instalada superior a 0.1MW que pueden negociar directamente con los comercializadores su tarifa de energía y periodos de contratación por mínimo 12 meses.

3.2.5.1 Estructura tarifaria

La identificación del costo del servicio y el precio que se cobra a los distintos usuarios (tarifas) se denomina estructura tarifaria. El costo del servicio es el resultado de agregar los costos de cada una de las etapas (producción, transmisión, distribución, comercialización y administración).¹⁷

¹⁷CREG. Estructura tarifaria de la energía eléctrica en Colombia. Disponible en internet en: http://www.creg.gov.co/html/i_portals/index.php?p_origin=internal&p_name=content&p_id=MI-61&p_options=

Figura 7 Estructura tarifaria de energía en Colombia



Fuente: Determinación Tarifa (Costo Servicio) Res. CREG 119 de 2007

3.2.5.2 Proyección del precio de la energía

El precio de la energía varía, de acuerdo a la fluctuación de los costos marginales de generación, cuya proyección se basa en el despacho ideal de energía y que requiere de un análisis detallado para su cálculo, en el cual intervienen una serie de variables que son evaluadas y analizadas estadísticamente por expertos de XM, entidad que administra y opera el Mercado Mayorista de Energía – MEN y quienes suministran estas proyecciones a los profesionales del Departamento de Gestión de los Recursos Energéticos de Ecopetrol, para su uso dentro de la organización.

Para poder entender las variaciones de la tarifa de energía comprada al SIN, es importante conocer la filosofía y características de sus cargos, las cuales son mostradas a continuación:

- Dentro de la estructura tarifaria hay cargos que son regulados y no podrán ser negociados, estos son los cargos por Transmisión, Distribución, Pérdidas y Restricciones (T, D, PR y R, respectivamente); Otros cargos en cambio son no regulados, los cuales para los usuarios no regulados o grandes consumidores, en cada contrato pueden ser negociados y acordados entre el

comercializador y el usuario, estos cargos son el de Generación y Comercialización (G y C, respectivamente).

- El cargo por Generación es el cargo asociado al costo de las fuentes y tecnología de generación de la energía. Este valor puede ser negociado tomando como referencia el precio de bolsa horario y/o el precio de contratos a largo plazo. Actualmente, para el caso de las estaciones de la VIT, se presenta un cargo que toma como referencia el precio de bolsa horario, el cual obedece a estrategias de mercado del parque de generación Colombiano, análisis de oferta y demanda que se maneja día a día, hora a hora en el Mercado Mayorista de Energía - MEM, el cual es operado y administrado por XM, niveles de embalse agregado, hidrología, clima, ajustes regulatorios, entre otros.
- El cargo C asociado al costo de comercialización propio del agente que presta el servicio y será negociado directamente entre las partes teniendo en cuenta la gestión que requiere el cliente, así como ubicación, número de facturas, etc.
- Para los cargos regulados, es importante tener en cuenta la ubicación de la instalación y el nivel de tensión de la misma.
- Para las proyecciones de precios de energía se toma como referencia las proyecciones de hidrología, de costos marginales y análisis del mercado a Largo Plazo.

3.3 FACTORES DETERMINANTES EN UN PROYECTO DE GENERACIÓN

Cada proyecto de generación eléctrica es particular, ya que en estos intervienen una gran cantidad de factores que determinan la escogencia de la tecnología, el dimensionamiento de la planta y los costos asociados al proyecto. A continuación se presenta los factores, que a criterio del autor son los más determinantes para este tipo de proyectos.

3.3.1 Calidad y cantidad del gas disponible

La calidad y cantidad del gas con el que se cuente para poder desarrollar el proyecto de generación eléctrica es fundamental, ya que este influye determinantemente en el dimensionamiento del proyecto y en la posibilidad o no de la generación eléctrica desde su generalidad técnica y de conveniencia financiera.

Adicionalmente estas dos características serán fundamentales para la escogencia de las tecnologías a usar, tanto de tratamiento como de generación. La calidad del gas se puede determinar mediante el análisis cromatográfico del mismo, por su parte la cantidad de gas disponible podrá ser suministrada por parte de los ingenieros a cargo de las plantas productoras, quienes mediante las curvas de producción y el nivel de maduración de los pozos, podrán calcular estadísticamente el valor esperado de gas con el que se pueda contar en dicha estación, en un periodo de tiempo determinado.

Cabe destacar la necesidad imperante que para el proyecto tiene el poder asegurar el caudal de gas a usar en el proceso de generación y con el que se le ha pedido al contratista dimensionar la planta de generación, dado que como Ecopetrol es quien suministra dicho combustible para la generación, de no cumplir con dicho recurso, igual tendría que pagar el valor de la energía contratada, así no se haya generado la misma por falta de combustible. Por lo cual para este modelo se pide que se tenga certeza y se sea conservador respecto a las cantidades de gas con las que se va evaluar la iniciativa, porque de no poder asegurar dichas cantidades, el proyecto resulta inmediatamente inviable.

3.3.2 Condiciones climatológicas del lugar de generación

Las condiciones climáticas en los centro de generación, son un factor que influye altamente en las capacidades de generación, ya que las tecnologías que se usan para la generación eléctrica, como las turbinas y motores de combustión,

producen energía de acuerdo al caudal másico y dado que la densidad¹⁸ del aire es inversamente proporcional a la temperatura, está tiene una alta influencia. En consecuencia, basándose en la ubicación del sitio, el tamaño del grupo electrógeno debe aumentarse para un nivel de desempeño estipulado a medida que la altitud y la temperatura se incrementan¹⁹.

Por otra parte la humedad relativa, influye en las frecuencias y costos de mantenimiento de los equipos, debido a que un alto nivel de humedad, pueden acelerar los procesos de corrosión de los mismos.

3.3.3 Características del centro de consumo

Características del centro de consumo sobre las condiciones en que requiere la energía, afectan el dimensionamiento y selección de los equipos de generación. Parámetros como la potencia requerida, el voltaje, la frecuencia y la fase con la que cuenta la frontera eléctrica del centro, así como la forma en que se encuentran distribuidas las cargas y la filosofía de operación de los equipos usados en la estación, son tenidos en cuenta para diseñar la configuración de la planta generadora y escoger las tecnologías a utilizar en el proceso de generación, lo que consecuentemente traerá variaciones asociadas a las eficiencias, costos de inversión y costos de operación del proyecto.

3.3.4 Ubicación y características locativas del lugar donde se desarrolla el proyecto.

Las condiciones de orden público, las vías de acceso y la ubicación del centro de generación juega un papel muy importante en los costos marginales asociados al proyecto. Estos, son aspecto muy importante a tener en cuenta debido a que este tipo de condiciones impacta considerablemente los costos y riesgos de la construcción y operación de la planta de generación y el sistema de transmisión.

¹⁸ La densidad del aire a su vez es proporcional a la presión atmosférica y esta depende de la altura sobre el nivel del mar.

¹⁹ IVERSON, Jim. Cómo dimensionar un grupo electrógeno. Información técnica de Cummins Power Generación Inc. Temas relacionados con la energía #7007. Cummins. 2008. 4 p.

3.4 PRINCIPALES COSTOS Y TÉCNICAS PARA SU ESTIMACIÓN.

3.4.1 Técnicas para la estimación de costos

La estimación de costos tiene distintos propósitos dependiendo del ciclo de vida en la que se encuentre el proyecto. Uno de las principales propósitos de un estimado de costos es el de servir de base para la determinación de la viabilidad financiera del proyecto de inversión durante las etapas de formulación.

Tal como fue indicado al comienzo de este documento, este modelo basa su contenido en una serie de recursos²⁰ ofrecidos por organizaciones del área de gestión de proyectos y del sector energético; Así como en la asesoría y recomendaciones de expertos en temas de generación tanto dentro de la organización, como fuera de ella, con proveedores de servicios de generación, de tal manera que con la experiencia y juicio por parte de ellos, se pudieron fijar parámetros y escoger técnicas de estimación que permitieran hacer cálculos cercanos a la realidad, mediante la determinación de factores influyentes y metodologías adecuadas para la estimación de los costos asociados.

A continuación en la **Tabla 6** se presentan las técnicas usadas dentro de la metodología de estimación, para la estimación de los costos.

²⁰ SCOTT, j Amos. Skills & Knowledge of Cost Engineering. Association for the Advancement of Cost Engineering – AACE. 5ta Edición. Morgantown – USA. 2007; PMBOCK, Guía de los fundamentos de la dirección de Proyectos. The Project Management Institute – PMI. Tercera edición. 2009. Madrid –España. 120 p.; UPDATE CAPITAL COST ESTIMATES FOR ELECTRICITY GENERATION PLANTS. U.S. Energy Information Administration. November 2010. Washington D.C. 198 p.; Entre otros.

Tabla 6 Técnicas usadas para la estimación de costos

TÉCNICA	DESCRIPCIÓN
<p>Analogías por costos históricos</p>	<p>La estimación de costos por analogía, implica usar el costo real de proyectos anteriores similares, como base para estimar el costo del proyecto actual. Por medio de esta técnica, también se pueden realizar estimaciones de costos de equipos, materiales o mano de obras, comprados y/o contratados en oportunidades anteriores, para lo cual es importante hacer una revisión de la información a través de lecciones aprendidas y bases de datos con los que se cuente, dentro de la organización.</p> <p>La estimación de costos por analogía utiliza el juicio de expertos, esta técnica es de las menos costosas pero también es de menor exactitud, su efectividad depende de la similitud de hecho y no solo de apariencia de los proyectos históricos con los que se trabaje respecto al actual, sin embargo para los proyectos en etapas tempranas, se recomienda.</p>
<p>Cotizaciones a proveedores de servicios y equipos</p>	<p>Teniendo algunas de las más relevantes características de un proyecto, se puede solicitar información a los profesionales y expertos en la ejecución de dicho tipo de proyectos, mediante la cotización de servicios y equipos requeridos para el proyecto, lo que permitirá tener valores ajustados a las características que presente cada proyecto y por ende se pueda tener un mayor nivel de precisión.</p> <p>Para este modelo, se ha diseñado un formato que podrá ser usado para la solicitud de asesoría e información a los proveedores de servicios de generación sobre el proyecto, junto los factores como el valor del Megavatio Instalado, los factores de operación y mantenimiento que su tecnología requiere, necesidad de tratamiento del gas disponible, entre otros. Este formato se encuentra disponible en el Anexo C, así mismo en el Anexo D podrá se podrá encontrar un listado con los contactos de algunos proveedores.</p>
<p>Factores</p>	<p>La estimación paramétrica por factores es una técnica que utiliza una relación estadística entre los datos históricos y otras variables, para realizar un estimado de costos del proyecto. Esta técnica puede producir niveles superiores de exactitud dependiendo de la complejidad y la cantidad de información subyacente incorporada al modelo.</p>

Benchmarking	<p>El benchmarking es un proceso de evaluación continuo y sistemático mediante el cual se analizan y comparan permanentemente los procesos empresariales de una organización frente a los procesos de las compañías líderes en cualquier parte del mundo, a fin de obtener información que pueda ayudar a la organización a mejorar su desempeño.</p> <p>Aplicado a plantas de generación eléctrica, este concepto es desarrollado por varias compañías del sector energético, dentro de las cuales se destaca a nivel latinoamericano la CIER²¹ y a nivel internacional la EIA²², que mediante estudios realizados por estas, presentan información importante para su análisis, respecto a costos de capital y costos de administración, operación y mantenimiento, para plantas de generación eléctrica.</p>
---------------------	---

Dado el bajo nivel de detalle que se tendrá del proyecto al momento de aplicar el modelo, las técnicas anteriormente descritas, son de gran utilidad para la estimación de los costos más representativos y que permitirán evaluar la pre factibilidad financiera del proyecto, antes de entrar a una siguiente etapa que requiera de una mayor nivel de detalle en la caracterización del mismo.

Luego de conocer las técnicas que servirán de apoyo en el modelo para la estimación de los costos en proyectos de generación, a continuación se presenta una descripción de los costos y cargos asociados, y la forma que se plantea la estimación de los mismos.

3.4.2 Descripción de los costos de generación y su forma de estimación

La generación en estos proyectos, como ya se ha explicado anteriormente estará a cargo de un tercero quien se encargará de prestar el servicio a Ecopetrol, mediante el cobro de una tarifa unitaria, la cual variará de acuerdo a las características que se tengan para el proyecto. En la sección 3.3, se explicaron los factores más determinantes en el propósito de evaluar este tipo de iniciativas y

²¹ Comisión de Integración Eléctrica Regional, que engloba las compañías eléctricas de 10 países de Iberoamérica.

²² Energy Information Administration, de los Estados Unidos de América.

que servirán de base para la fijación de factores y valores que permitirá estimar el costo de generación.

Dado que para el análisis, es importante conocer dicho costo de generación, para poder estimar la tarifa que por ese concepto cobraría el contratista, a continuación se presentará la descripción y forma de estimación de los costos que mayor incidencia tienen, en un proyecto de generación.

3.4.2.1 Costo de capital (CAPEX)

A continuación se presentaran los rubros que conforman los costos de capital, basados en los requerimientos genéricos de una planta de generación térmica de energía eléctrica.

- **Equipos principales**

Costo de los equipos que serán usados en los procesos de generación y tratamiento del gas. A estos costos se les deberá sumar el valor de la instalación y montaje de dichos equipos dentro de la planta que se estima es del 10%* del valor de los equipos.

- **Instalaciones y suministro civiles, mecánicos y eléctricos**

Estos costos representan una serie de actividades y sistemas a instalar para el adecuado funcionamiento de la planta de generación. En la **Tabla 7** se presentan las actividades, estudios a desarrollar y los sistemas que integran cada uno de los conceptos que conforman este rubro.

□ Juicio de experto basado en información obtenida a través de la experiencia y de indicadores internacionales como las métricas para proyectos de inversión determinadas por The Independent Project Analysis – IPA.

Tabla 7 Instalaciones y suministros civiles, mecánicos y eléctricos

CONCEPTO	ACTIVIDADES Y SISTEMAS
Materiales estructurales e instalaciones Civiles.	Limpieza y preparación del terreno. Vías internas. Malla de cerramiento. Edificaciones tales como oficinas, garita de vigilancia y talleres de mantenimiento. Sistema de agua para consumo de oficinas y de la planta. Sistema de manejo de aguas lluvias y aguas aceitosas. Sistemas de aguas blancas y aguas servidas. Soportes de tuberías. Pisos y vías de peatones en áreas exteriores.
Equipos, suministros e instalación Mecánica.	Piping class. Interconexión de equipos. Sistemas de aislamiento térmico de tuberías y depósitos de almacenamiento. Estación de entrega de gas natural y sistema de medición. Sistemas de extinción de CO2. Sistema contra incendio. Sistema de Aire Acondicionado para CCM, Cuarto de Control y Oficinas. Sistema de mezclado, filtrado y adecuación de gas combustible. Sistema de medición, instrumentación y control de gas Combustible.
Suministros e instalación de Instrumentación y Controles (I&C) Eléctricos.	Diseños eléctricos de potencia incluyendo selección de equipos. Interconexión de los Centros de Generación a los sistemas existentes con sistemas de acople de 34.500, 13.200, 4.160 o 2.400 Voltios según sea el caso. Subestaciones. Sistema de apantallamiento y de protección contra descargas atmosféricas. Sistemas de iluminación interna y externa. El sistema de iluminación (Alumbrado normal, de emergencia) Sistemas de alarmas contra incendio. Sistema de protección catódica (Si se requiere). Servicios auxiliares de AC y DC.

Fuente: Proyecto de generación Cantagallo y Yarigui – Ecopetrol

- **Diseño e ingenierías – Comisionamiento y arranque**

Rubro destinado a cubrir los costos asociados a las Ingenierías conceptual, básica y de detalle que requiere el proyecto, también aquellos estudios y diseños

requeridos para las ejecuciones civiles, mecánicas y eléctricas del proyecto. Así mismo la pruebas de funcionamiento, preliminares a la puesta en funcionamiento de la planta y los costos de arranque.

- **Gerencia del proyecto**

Contempla los gastos asociados a la gestión del proyecto a través de consultorías, aseguramiento de la calidad de los procesos, conformación de equipos, etc.; Servicios especializados en estimación, control, planeación, análisis de riesgos, etc.; Contrataciones y compras; Gastos salariales; Costos y gastos indirectos asociados a la gerencia del proyecto como oficinas, equipos de computo, muebles y enseres, papelería, equipos de comunicación; Gastos legales, seguros, entre otros.

- **Costos especiales**

Este es un tipo de costos que no son comunes a la industria y sus efectos sobre los recursos y resultados del proyecto son generalmente marginales. Estos costos incluyen licencias como las ambientales y permisos de construcción, entre otros; así como costos asociados a la adquisición de predios, pagos de servidumbres y posibles afectaciones.

- **Costos de escalación y por contingencias**

Los costos de Escalación, corresponde a los fondos para cubrir la variación de precios bases de estimación desde la fecha en que se realiza el estimado, hasta la fecha planeada de terminación del proyecto.

Por su parte los costos por Contingencias, es la cantidad de dinero que debe ser adicionada al estimado de costos para cubrir incertidumbres por el nivel de definición del proyecto.

Estimación del CAPEX

El principal y más determinante factores de dimensionamiento de una planta de generación, es el caudal y la calidad del gas disponible para la generación. Este, junto con las características de eficiencia de la tecnología a usar permitirá conocer la capacidad de potencia que podrá ser instalada en la planta de generación.

Así mismo, una de las formas más usada por los expertos en temas de generación, para conocer los costos de inversión en un proyecto de este tipo en etapas tempranas, es el estimar y/o proponer, de acuerdo a la tecnología a usar y las características del lugar de generación y del proyecto en sí, un valor monetario por Megavatio instalado, basado en la experiencia obtenida en la ejecución de proyectos similares. Estos valores, también son mostrados en los estudios de benchmarking como el presentado por la EIA²⁴, en la que dentro de sus conclusiones de su estudio, brinda un valor expresado en dólares por megavatio instalado, para los costos de capital en plantas de generación térmica.

En este orden de ideas, teniendo claridad sobre la capacidad de la planta que podrá ser instalada, y conociendo mediante experiencias pasadas o por medio de la asesoría a través de una cotización a proveedores de servicios de generación, un valor aproximado del Megavatio instalado para el proyecto de acuerdo a sus características, se podrán hacer los cálculos del monto de la inversión, referente al costo de capital.

De acuerdo a la información suministrada por algunos proveedores de servicios de generación consultados²⁵ y el estudio de costos de capital de la EIA, para plantas de generación térmica a gas, el costos por Megavatio instalado, se encuentra entre 850.000 y 1'300.000 Dolares. Cifra que varía de acuerdo a la tecnología de generación a usar, las condiciones ambientales del lugar, el lugar de ubicación y

²⁴ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION -EIA Update Capital Cost estimates for electricity generation plants. U.S. - EIA. November 2010. Washington D.C. 198 p.

²⁵ Ingenieros funcionarios de compañías prestadoras de servicios de generación eléctrica como Energy International. Unión temporal Generación Colombia, Agrekko Colombia

las condiciones locativas del centro de generación, entre otros. Por lo cual, se sugiere hacer uso del Formato de solicitud de información a proveedores de servicios, disponible en el **Anexo C**, para presentar las características del proyecto y solicitar la información requerida mediante la asesoría por parte de estos, en donde puedan conocer las generalidades de la situación presentada por el proyecto y puedan suministrar un valor de megavatio instalado, más cercano a la realidad.

Por otra parte y como tema adicional, en el modelo y con el propósito de brindar algo más de información al usuario, se ha diseñado una distribución del valor de la inversión de capital, sobre los rubros que hacen parte de dicha inversión. Dicha distribución se presenta en la **Tabla 8**, y basa su información en métricas obtenidas mediante la revisión de información disponible sobre estructuras de costos y la asesoría de expertos en temas de Ingeniería de costos de Ecopetrol, basados en su experiencia en la ejecución de proyectos de inversión y en datos de métricas usadas como referencia a los que Ecopetrol tiene acceso como lo son los presentados por organizaciones como: Independent Project Analysis - IPA , The Solomon Associates , entre otros.

Tabla 8 Estructura costos de capital

Costos Directos		
<i>Valor Equipos Principales</i>	(EP)	49% del CAPEX
Instalación y montaje de Equipos Principales		10% de EP
Suministros e instalaciones Mecánicas		18% de EP
Suministros e instalaciones Eléctricas		14% de EP
Suministros e instalaciones Civiles		12% de EP
Subtotal Costos Directos	(CD)	
Costos Indirectos		
Diseño e Ingenierías - Comisionamiento y Arranque		12% de CD
Especiales [Permisos, Licencias, etc.]		3% de EP
Gerencia de Proyecto		10% de CD
Subtotal Costos Indirectos	(CI)	
Total proyecto		
Subtotal Costos Indirectos	(D+I)	
Escalación		3% de D+I
Contingencias		4% de D+I
TOTAL PROYECTO (CAPEX)		

Fuente: Distribución genérica de costos de Capital presentada en el Aplicativo del modelo diseñado por el autor.

3.4.2.2 Costos de administración, operación y mantenimiento – AOM

Los costos AOM en plantas de generación eléctrica, son costos en los que se incurre con el fin de asegurar el funcionamiento eficiente de los sistema y garantizar el cumplimiento de las condiciones mínimas requeridas para la prestación del servicio de energía eléctrica al centro de consumo.

A continuación se presentará una explicación de las actividades contempladas en este rubro de costos, que resultan ineludibles:

- La administración es el proceso de realizar la planeación, dirección, supervisión y control de las diferentes áreas de trabajo, para lograr la optimización de los recursos y maximizar los beneficios esperados. Dentro de los costos incluidos en esta actividad se encuentran los salariales, junto con sus respectivas prestaciones de ley, arriendos de oficinas, equipos y elementos necesarios para el grupo administrativo del proyecto, gastos de servicios domiciliarios e impuestos aplicables, entre otros.
- La operación en un proceso productivo, contempla una serie de actividades que se realizan para mantener a un sistema en un estado de funcionamiento óptimo y sin interrupciones. Para lo cual requiere de recursos humanos, financieros, tecnológicos, técnicos e insumos.
- Por último el mantenimiento es el conjunto de acciones tendientes a restablecer y/o mantener el sistema de suministro energético, para llevarlo a un estado operativo tal, que permita asegurar la prestación del servicio de manera eficiente, óptima, confiable y segura. El mantenimiento a sistemas de generación de energía eléctrica (plantas de generación), se debe realizar y aplicar acorde con el tiempo de uso del sistema en horas de trabajo y los

mantenimientos que se realizan, se dividen en tres tipos: preventivo, predictivo y correctivo²⁶.

- Mantenimiento predictivo: Se realiza a un sistema productivo para la detección temprana de fallas y así evitar futuros deterioros mayores.
- Mantenimiento preventivo: Se realiza a un sistema de producción en operación por consideraciones técnicas definidas por los proveedores, para prever y/o evitar daños al sistema en un futuro de consideración. Hacen parte de este tipo de mantenimiento el cambio de aceites, líquidos, filtros y revisiones de inspección periódicas al equipo o infraestructura.
- Mantenimiento correctivo u overhaul: Se realiza para la corrección, sustitución total o parcial de piezas fijas o móviles a un sistema de producción en condiciones anormales de operación, con el objeto de restablecer su estado operativo inicial, tal que permita asegurar la prestación del servicio de manera óptima. Este tipo de mantenimiento en sistemas de generación de energía eléctrica, aplica para equipos de emergencia a las 15.000 horas, en grupos electrógenos a las 20.000 horas y en unidades estacionarias a las 40.000 horas.

Estimación de costos de AOM

Para el cálculo de los costos de AOM de una planta de generación eléctrica, es necesario concatenar una serie de variables que intervienen en dicho proceso y que son importantes para un análisis más detallado en la estimación de estos costos. Así pues, estos costos depende de variables tales como²⁷:

²⁶ CASTELLANOS, William y DIAZ, José de Jesús .Benchmarking a dos plantas térmicas de generación eléctrica de Colombia, aplicado a índices de administración, operación y Mantenimiento (AOM) Trabajo de grado Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga – Santander. UIS. Escuela de Ingeniería Mecánica. 2008. 107 p.

²⁷POWER PLANNING ASSOCIATES LTD. Dictamen Técnico sobre Costos de Generación de Plantas Térmicas En Colombia. ACOLGEN, 2002. p.19.

- Tecnología usada.
- Tamaño, criterio de diseño y operación de la planta.
- Tipo y calidad del combustible
- Edad e historia de operación
- Características locativas de la planta
- Sistemas auxiliares implementados, entre otros.

Sin duda, son varios los factores que influyen en la determinación de los costos AOM para una planta de generación, sin embargo en el sector eléctrico, es usual realizar la estima de estos costos, en base a una proporción sobre el valor del capital de inversión o CAPEX del proyecto. Cifra que estaría alrededor del 10% y 25%²⁸, distribuida en cada uno de los rubros (administración, operación y mantenimiento) de acuerdo a las características del proyecto y la tecnología de generación a usar.

3.4.2.3 Costos del combustible

Parte de la intención de este modelo es el de identificar oportunidades de generación eléctrica con gas asociado al petróleo, el cual en la actualidad en ocasiones es quemando por no tener un uso identificado. En consecuencia el costo de ese gas, que será el combustible usado para el proceso de generación, para el modelo no tendrá valor comercial, ya que con el uso de este recurso se estaría aportando en el objetivo por parte de Ecopetrol de ser eficiente en el uso de los recursos energéticos. Por otra parte, para este modelo el costo de oportunidad de dicho gas, también será cero, ya que hacer uso de este en otra actividad implicaría costos de inversión y un estudio de mercado más detallado, el cual no está dentro del alcance de este proyecto.

Sin embargo en el modelo, se deja abierta la posibilidad de valorar dicho gas, si a criterio del usuario lo considera necesario para su análisis.

²⁸ Información obtenida del análisis del estudio realizado por la Energy Information Administration – EIA y la asesoría por parte de expertos en temas de generación eléctrica con gas.

3.4.2.4 Depreciación

La depreciación es una figura contable necesario para el cálculo de las ganancias gravables y no representa ningún desembolso ni ningún costo efectivo. El desgaste natural de los equipos en función de su uso, se reconoce mediante este rubro conocido como depreciación y se hace necesario su cálculo dado a que el fisco reconoce que un costo no recuperable a diferencia de la inversión, es el deterioro y desgaste de los activos, por tal motivo este rubro es deducible de impuestos.

Existen varios métodos para el cálculo de este costo, sin embargo para este modelo se calculará de forma lineal y para un periodo de tiempo de 20 años, ya que los equipos e instalaciones para una planta de generación, tienen dicha vida útil.

3.4.2.5 Costos de financiamiento para el tercero

La empresa contratista que tome el proyecto, se encargará de la ejecución de la ingeniería, compras, construcción, pruebas y puesta en servicio de la planta; así como de la operación y mantenimiento de la misma durante el periodo de tiempo acordado con Ecopetrol, tal como se ha explicado anteriormente. En consecuencia los costos de la inversión inicial deberán ser cubiertos en su totalidad por parte del contratista.

Habitualmente las empresas que ofrecen estos servicios, debido a la cantidad de proyectos que ejecutan, deben buscar medios de financiamiento que les permita contar con los recursos financieros suficientes para poder ejecutar los proyectos. Por tal motivo en este modelo se reconocen los gastos financieros producto del apalancamiento financiero requerido por el contratista para la ejecución del proyecto.

Estimación de los costos de financiamiento

Para la estimación de los gastos financieros, se propone asumir que el contratista financiará la totalidad del monto de la inversión inicial, mediante crédito financiero con las siguientes condiciones como referente.

Tabla 9 Condiciones de referencia para el crédito financiero

CREDITO FINANCIERO	
MONTO	Inv. Inicial
TIPO DE CUOTA	Fija
TASA DE INTERES (Efectivo anual)	13%*
COSTO ESTUDIO DE CREDITO	0
PLAZO (años)	5

Fuente: Elaboración propia

3.4.2.6 Impuestos

De acuerdo a la información presentada en la Sección 3.2.3 de este documento, se realizará el cálculo de los gastos impositivos, tanto para el contratista como para Ecopetrol, según apliquen.

3.4.3 Metodología para la estimación de las tarifas y los cargos asociados a la autogeneración

Tal como se ha mencionado, cuando se evalúa un proyecto de autogeneración, son varios los factores, costos y cargos que se deberán conocer y cuantificar para realizar cálculos que lleven a resultado concluyentes y que permitan tomar una decisión sobre continuar avanzando en la maduración del proyecto o descartar dicha incitativa.

A continuación se presentará, la metodología para el cálculo de la tarifa de generación, la cual resumirá los costos descritos en la sección inmediatamente anterior y que a su vez integra todos los factores que impactan la estimación de

*Cifra tomada como producto de la revisión de algunos presupuestos presentados por proveedores de servicios de energía, para la prestación del servicio de energía y que indican dichos costos de financiamiento.

estos y se presentaran las demás tarifas y cargos que se encuentran ligados a los proyectos de autogeneración.

3.4.3.1 Tarifa de generación pagada al tercero (ToP)

Para determinar la tarifa de generación pagada al tercero bajo modalidad de negocio Take or Pay (ToP), es necesario conocer primero el costo unitario de generación. El cual, hace referencia a los costos en los que este tuvo que incurrir (costos de inversión y de operación de la planta, así como los costos financieros y de impuestos), para generara un kilovatio de energía por hora. En consecuencia, el cálculo de este costo se podrá obtener mediante la igualación a cero del Valor Presente Neto de todos los flujos de caja sin margen de utilidad del tercero. Punto de equilibrio que permitirá hallar el costo unitario de la energía producida durante la vida útil del proyecto.

Luego de conocer el costo unitario de generación, se le suma el margen de utilidad que se ha establecido para el tercero y de esta manera se podrá calcular el valor estimado de la tarifa de generación ToP, pagada al contratista, tal como se muestra en la siguiente formula.

$$\textit{Tarifa de generación ToP} = \textit{Costo unitario de generación} * (1 + \% \textit{utilidad})$$

Tarifa que permitirá reconocerle al contratista los recursos invertidos en el proyecto y la rentabilidad que este espera recibir al participar en el proyecto.

3.4.3.2 Tarifa para la transmisión de la energía

La necesidad de construir un sistema de transmisión independiente al del Sistema Interconectado Nacional - SIN, para el transporte de la energía generada desde el centro de generación hasta el centro de consumo se basa en la imposibilidad técnica que existe de hacer uso de la infraestructura del SIN para la transmisión

de la energía autogenerada y de la cual se habla en la Resolución 084 de 1996 de la CREG.

Por su parte, la ejecución del proyecto de construcción y operación del sistema de transmisión que se requiera para transportar la energía desde el centro de generación (lugar donde se tendrá la disponibilidad del gas), al centro de consumo (estación de bombeo), será asumido por el Operador de red - OR, al que se le haga la solicitud de prestación del servicio de acuerdo a las disposiciones de la Resolución 003 de 1994 de la CREG.

El valor de la inversión de capital, los costos anuales de AOM del sistema y el margen de utilidad que espera el OR, será reconocido y amortizado mediante el pago de una tarifa por kilovatio transportado, por parte de Ecopetrol.

El costo de la inversión del sistema de transporte, hace referencia a todos los activos y facilidades requeridas para el transporte de la energía. La estimación de este costo, se propone sea hecho por el usuario del modelo, mediante la técnica de analogías por costos históricos, tomando un presupuesto ejecutado para la construcción en el pasado de una línea, que sean de características similares a la línea que se requiere, y así teniendo el costo total de dicho histórico, se divide por el kilometraje de la línea construida en aquella oportunidad, para de esta manera poder obtener un costo unitario por kilometro de la línea. Teniendo el costo por kilometro de línea y la distancia entre los puntos, se realiza el cálculo de la inversión requerida para el sistema de transmisión, de la siguiente manera:

$$\textit{Inversión requerida} = \textit{Costo por kilometro de línea} \times \textit{Distancia entre los puntos}$$

Al contar con ese valor estimado de la inversión requerida, se hará la amortización de dichos costos, teniendo en cuenta la cantidad de energía a transporta y el tiempo que se estima hacer uso del sistema, con el proyecto evaluado en el momento de aplicación del modelo y los posibles proyectos futuros.

La CREG mediante Resolución 097 de 2008, determina la metodología para el cálculo de los costos anuales de administración, operación y mantenimiento – AOM; por su parte, la Resolución 083 de 2008 la determina para el cálculo de la tasa de descuento del operador de red, la cual será usada en la amortización, para estimar el valor de la tarifa de transmisión de la energía generada. Para el modelo, se sugiere tomar de referencia los factores usados en el presupuesto histórico de la línea que se tomo para la estimación de los costos de inversión del sistema.

3.4.3.3 Cargos de respaldo por autogeneración

El respaldo, es la energía con la que la planta de generación debe contar por parte de las Red Interconectada Nacional para cubrir la demanda de energía en caso de no poderlo hacer con su planta de generación, por paro en el funcionamiento de la misma, de acuerdo a la Resolución 084 de 1996

Para usuarios no regulados la tarifa cobrada por este concepto se determina, mediante negociación bilateral, entre el autogenerador y el comercializador. Esta tarifa es un pago que reconoce al Operador de red la disponibilidad de dicha energía en el momento que se requiera, así como para cubrir los costos por facilidades en infraestructura, requeridas para poder contar con dicho servicio de respaldo, diferido en dicha tarifa. Pago que se realiza cuando la generación se sincroniza con el Sistema Interconectado Nacional - SIN, ya sea al Sistema de Transmisión Nacional - STN o al Sistema de Distribución Local o de Transmisión Regional - SDL/STR.

Por su parte, la cantidad de energía a respaldar depende del esquema de operación y riesgo que pueda asumir el usuario. En consecuencia debido a que el paro de operación por falta del suministro eléctrico es una posibilidad impensable para las estaciones de bombeo y se deben tomar las medidas necesaria para mitigar dicho riesgo, se asumirá el pago de dicha tarifa de respaldo para toda la energía que se produzca mediante autogeneración. La metodología de estimación de esta tarifa es presentada en la Resolución 097 de 2008 de la CREG, sin

embargo debido a que esta tarifa sería pactada mediante negociación con el Operador de red mediante la revisión de las condiciones presentes en el proyecto, para la aplicación de este modelo se ha tomado como valor de referencia una tarifa de \$15/kWh* respaldado. Para de esa manera estimar el costo en el que hay que incurrir por respaldo, para la autogeneración.

* Valor de la tarifa definido, mediante el juicio de expertos en temas de contratación de servicios energéticos, como referente para contemplar el costo del servicio de respaldo.

Capítulo 4

4 EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA INICIATIVA DE AUTOGENERACIÓN

4.1 CRITERIOS DE DECISIÓN Y ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

4.2 Escenarios de evaluación

Para determinar la conveniencia de la autogeneración a gas para la estación de bombeo analizada, se han planteado 2 escenarios de evaluación, en el que en uno se plante continuar con el suministro de la energía comprada al Sistema Interconectado Nacional - SIN y en el otro se contempla la Autogeneración como fuente total o parcial para el suministro de dicho servicio para las estaciones de bombeo.

4.2.1 Primer escenario: Status Quo

Tal cual como su nombre lo indica, este estado sugiere mantener el suministro energético para la estación bajo las circunstancias actuales, por consiguiente la totalidad de la energía requerida para la operación de la estación seguiría siendo comprada al SIN a través del Operador de red y no se optaría por la realización de la Autogeneración para la estación.

Para el planteamiento de este escenario, es necesario conocer las condiciones contractuales mediante las cuales se ha pactado la prestación del servicio con el Operador de red y el valor de los cargos regulados y no regulados que conforman la tarifa que se le paga a este, por la energía comprada al SIN. Esta tarifa será usada para la construcción del flujo de caja de Ecopetrol para el suministro

energético del primer escenario, indexando dicha tarifa anualmente con el Índice de Precio al Productor – IPP.

4.2.2 Segundo escenario: Autogeneración

En este escenario se contempla el suministro de la energía para el centro de consumo, de forma total o parcial, mediante la autogeneración operada por un tercero y al cual se le reconocerán los costos de inversión y un margen de utilidad mediante el pago de una tarifa por la generación de dicha energía.

Luego de conocer las tarifas y cargos asociados al proyecto de autogeneración, tales como la Tarifa de generación (Cobrada bajo modalidad de negocio Take or Pay); Tarifa de transmisión; Cargos por respaldo a la autogeneración; y la Tarifa de la energía comprada al SIN; y saber las cantidad de energía anuales promedio, requerida en el centro de consumo, y las cantidades que serán suplidas con energía comprada al tercero y energía comprada al SIN. Se procederá a realizar el flujo de caja de Ecopetrol para el suministro de energía, de acuerdo a las condiciones de este segundo escenario. Teniendo en cuenta también, los ingresos del valor ganado para la organización, por los condensados producidos por el tratamiento del gas, de haber dicho tratamiento.

4.2.3 Flujo de caja incremental

Luego de conocer los flujos de caja para cada escenario, se hará un flujo de caja incremental que permitirá conocer si la iniciativa de autogeneración para el centro de consumo, representa un ahorro en los costos operativos o si por el contrario dicha iniciativa destruye valor y por lo tanto será mejor continuar comprado la totalidad de la energía al Sistema Interconectado Nacional - SIN.

En consecuencia los criterios de decisión, para el flujo de caja incremental para el suministro de energía son:

- **VPN > 0** El proyecto de autogeneración representa un ahorro en los costos de operación para el centro de consumo.
- **VPN < 0** La autogeneración destruye valor para la organización, por lo cual es más conveniente continuar con la compra total del suministro energético al SIN.

4.2.4 Variables a analizar

Dado el bajo nivel de detalle que se tiene sobre el proyecto de generación y que las técnicas de estimación de costos usadas para estas etapas tempranas de evaluación, contienen un alto grado de variación asociada a la imprecisión que se puede dar en dichos estimados, resulta conveniente con el fin de cuantificar el riesgo que estas variaciones en los estimados de costos representa para la toma de decisión, realizar la simulación para analizar el comportamiento de los resultados obtenidos, mediante la determinación de los niveles de variación que pueden presentar los datos de entrada usados en el modelo.

La simulación de Monte Carlo es una técnica que combina conceptos estadísticos (muestreo aleatorio) con la capacidad que tienen los ordenadores para generar números pseudo-aleatorios y automatizar cálculos. Simulación que se puede realizar mediante el uso de complemento estadísticos para Microsoft Excel, como lo son: @RISK, Crystal ball, entre otros. Tomando rangos de variación para las variables que a criterio del usuario representan mayor criticidad en los resultados financieros del proyecto.

Algunas de las variables sugeridas a tener en cuenta, debido al alto grado de variación que pueden presentar dadas las características que una etapa de identificación de oportunidad de inversión presenta y dado el impacto que tiene, son las siguientes: Costo del MW instalado; Factores para el cálculo de los costos anuales de AOM; Cargo por generación de la tarifa de la energía comprada al SIN; Costos de capital de inversión para el sistema de transmisión; IPP; TRM; y como ya se mencionó, aquellas variables que a criterio del usuario, puedan presentar

unas significativa variación, mediante la revisión de datos históricos y posibles factores que afecten el proyecto y de los cuales no se tenga el suficiente detalle para poder hacer un estimado con un nivel aceptable de precisión.

4.3 APLICATIVO DISEÑADO EN MICROSOFT EXCEL³¹ PARA EL MODELO

Para la aplicación de este modelo, se ha diseñado un aplicativo en Microsoft Excel, con el cual mediante el ingreso de información que permita caracterizar el proyecto de autogeneración, esta sea usada para hacer los cálculos pertinentes de acuerdo a las metodologías de estimación de costos descritas anteriormente y presentado dicha información de manera ordenada con el propósito de brindar al usuario del modelo resultados concluyentes, que permitan identificar o descartar la oportunidad de autogeneración, de acuerdo a las circunstancias que frente a este tema, presente el centro de consumo sujeto de análisis.

El horizonte de tiempo para los cálculos en la herramienta, se han fijado para un periodo de 5 a máximo de 10 años, teniendo en cuenta que los proyectos de generación objetivo del análisis tienen comúnmente y por conveniencia tanto para Ecopetrol, como para el contratista, periodos contractual de hasta 10 años, momento en el cual se reevalúa la situación y condiciones para la generación, para con base en dicha evaluación se pueda decidir si se renueva dicho contrato mediante una renegociación del mismo o si por el contrario se da por concluida la generación para el centro de consumo.

El aplicativo contiene una Página de inicio, en donde se puede acceder y navegar por este mediante links, a cada una de las secciones de Ingreso de datos e Informes y resultados. Así mismo cuenta con un video instructivo sobre el uso de la misma, el cual se encuentra en los **Recursos digitales** de este documento y al cual también se puede acceder mediante el link del video, en la página de inicio de la herramienta.







³¹ Software perteneciente al paquete de Office de Microsoft. Usado bajo licencia de Microsoft Company.


4.3.1 Datos de entrada

Los datos de entrada han sido clasificados y ordenados de acuerdo al grupo de información al que hace parte y que se requieren para caracterizar el proyecto de autogeneración para el centro de consumo.

En la **Tabla 10** se describe el objetivo de cada grupo de información que se requiere, para la aplicación del modelo.

Tabla 10 Objetivos de la información de entrada requerida para el modelo

OBJETIVOS DE LA INFORMACIÓN	
GRUPO DE DATOS	OBJETIVO
 <p>DATOS GENERALES</p>	<p>Definir la duración del proyecto; las tasas de descuento para Ecopetrol y para el tercero, así como el margen de utilidad de este.</p> <p>Fijar el valor de las variables macroeconómicas que afectan la evaluación financiera del proyecto.</p>
 <p>CARACTERIZACIÓN DEL CENTRO DE CONSUMO</p>	<p>Determinar ubicación y características de carga y potencia del centro de consumo.</p>
 <p>CARACTERIZACIÓN DEL LUGAR DE GENERACIÓN</p>	<p>Conocer sobre la ubicación y características climáticas del lugar de generación.</p>
 <p>OFERTA DE GAS</p>	<p>Definir las cantidades y composición del gas disponibles para la generación eléctrica.</p>
 <p>PRECIO DE LA ENERGÍA COMPRADA AL SIN</p>	<p>Conocer los cargos que componen la tarifa de energía comprada al SIN, para la frontera eléctrica del centro de consumo.</p>
 <p>FACILIDADES PARA LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA</p>	<p>Determinar el costo por kilometro de línea y las distancias entre el centro de generación y el centro de consumo, para estimar el valor de los activos del sistema de transmisión.</p>

 <p style="text-align: center;">CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN</p>	<p>Definir la tecnología a usar, su eficiencia y la cantidad de potencia que se puede generar con la combinación de dichos factores y la disponibilidad de gas para la generación. Así como definir los factores a usar para el cálculo del CAPEX Y OPEX de la planta de generación.</p>
--	--

Fuente: Elaboración propia

4.3.2 Procesamiento

La información ingresada a la herramienta, se usara para realizar los cálculos necesarios en el análisis de la posibilidad de autogeneración de energía eléctrica para las estaciones de bombeo, basado en las técnicas y metodologías descritas en las secciones anteriores de este documento y realizando uso de los factores y parámetro ingresados y mostrados en cada sección de datos de entrada del aplicativo.

Los cálculos matemáticos realizados dentro de la herramienta son sencillos y fáciles de rastrear, ya que estos se realizan de manera transparente para el usuario, puesto que este puede ver la formula usada en cada cálculo mediante el visualizador de formulas que tiene Excel, además se le ha dado nombre a los valores provenientes de los datos usados en el cálculo (ejemplo: IPP, TRM, Costo MW instalado, etc.), con el fin de facilitar al usuario la identificación de los valores usados para cada cálculo en el modelo.

Por su parte, se sugiere que la simulación sea hecha por el usuario, con algunas de los complementos para Excel como lo son @RISK o Crystal Ball. Tomando rangos de variación para los parámetros que se considere necesario simular, tal como se menciona en la sección 4.1.2 de este documento.

4.3.3 Informes y resultados del modelo

Los informes que se pueden generar con el uso del aplicativo descrito, son los siguientes:

- Estructura de costos de la planta de generación.
- Flujo de Caja del tercero.
- Flujo de Caja de Ecopetrol, para el suministro de energía de la estación de bombeo analizada.
- Resumen de costos de generación y tarifas - Comparación (Resultados)

El informe de los costos de la planta de generación, contiene la descripción de los costos de CAPEX, OPEX y financiamiento en los que incurrirá el tercero. Cabe resaltar que estos cálculos se basan en facilidades genéricas que presentan los proyectos de generación eléctrica a gas y sus estimados de costos son referentes que pueden presentar niveles considerados de variación, debido al bajo nivel de detalle que se tiene del proyecto.

Por otra parte, para generar los informes de Flujos de caja y posteriores resultados del modelo, el usuario deberá realizar el cálculo del costo unitario de generación, pulsando un botón de fácil identificación y que contiene una macro, que permite igualar a cero el VPN del flujo de caja del tercero a cero, para poder calcular el valor estimado del costos unitario de generación.

Luego de conocer el costo unitario de generación, la herramienta calcula automáticamente la Tarifa de generación Take or Pay, que es la suma del costo unitario de generación, más el margen de utilidad establecido en los datos de entrada del modelo. Tarifa que será cobrada por el contratista y permitirá calcular el *Flujo de Caja del Tercero*, en donde de manera ordenada se muestran los ingresos y costos que hacen parte del proyecto de generación para el contratista y conocer los indicadores de bondad para este, tales como el VPN y la TIR.

El *Flujo de Caja de Ecopetrol para el suministro de energía de la estación analizada*, es presentado para los 2 escenarios analizados, los cuales están armados en base a las cantidades de energía requerida por le centro de consumo y por las cantidades suplidas por cada una de las alternativas de suministro

(autogeneración y SIN); las tarifas, cargos e ingresos (de haberlos), asociados a cada alternativa de suministro, según corresponda, para cada escenario; mostrando siempre las cantidades por los precios de manera detallada, para cada rubro.

Los informes de Flujos de caja, tienen en su parte inicial los parámetros que fueron usados para la construcción de los mismos. Por otra parte, luego de presentar los Flujos de caja de cada escenario, se realiza un flujo de caja incremental, que consiste en la diferencia matemática de los flujos anuales para el suministro de la energía calculada para cada escenario.

El valor positivo del VPN de dicho flujo de caja incremental, indicaría que la iniciativa de autogeneración tiene viabilidad financiera, ya que representa un ahorro en los costos de operación de la estación de bombeo, referente al suministro de la energía. Por su parte, un valor negativo indicaría la inviabilidad financiera para la iniciativa, ya que se estaría destruyendo valor con la misma, para la organización.

Finalmente, un informe que permitirá de manera concreta ver la diferencia de los dos escenarios planteados, es el informe de resultados del modelo, el cual presenta un resumen de los costos estimados de generación y de las tarifas involucradas en el análisis, para que puedan ser comparadas. Así mismo se presenta el flujo de caja incremental de los escenarios, junto con su VPN, que será el principal criterio de decisión y una grafica que ilustra el comportamiento de los flujos de caja del suministro de la energía para cada escenario y el valor del incremental.

Capítulo 5

5 ESTUDIO DE VIABILIDAD FINANCIERA PARA LA AUTOGENERACIÓN EN LA ESTACIÓN AYACUCHO

5.1 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA LA APLICACIÓN DEL MODELO

La iniciativa de autogeneración eléctrica para la estación de bombeo de Ayacucho, se debe al incremento en sus requerimientos energéticos, debido al cambio de motores de combustión interna por eléctricos y el paso de nuevos sistemas de transporte por dicha estación. Este centro de consumo se encuentra cerca a la Estación de Producción de San Roque, en donde hay disponibilidad de gas, ya que este actualmente está siendo quemado por no tenerle un uso identificado y podría ser usado para la generación. Por otra parte, dada la inexistencia de un gasoducto que se pueda usar para el transporte de este gas, desde este punto hasta Ayacucho como centro de consumo, la ubicación del centro de generación, para el análisis será la estación San Roque.

5.1.1 Datos generales del proyecto

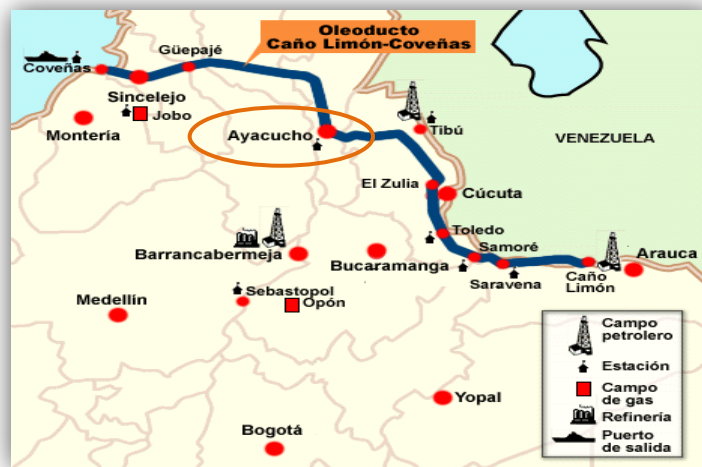
El plazo contractual esperado para el proyecto será de 10 años, en donde se contrate el servicio de generación con un tercero, el cual de acuerdo a opiniones de expertos consultados y por las condiciones actuales del mercado que se muestran en el estudio de Inteligencia de mercado IM 30 -1359, referenciado en el Capítulo 2 de este documento, se ha fijado a criterio del autor para este caso a analizar, una tasa de descuento del 20% y un margen de rentabilidad esperado del 17%. Por otro lado, tanto la tasa de descuento como la tasa representativa del

mercado que son fijadas para la evaluación financiera de proyectos por las Bases de Portafolio de Ecopetrol, están fijadas en 12% y 1900 COP/USD respectivamente. Finalmente el valor del IPP tomado de acuerdo al análisis de los valores históricos del índice, se fijaran en 4%.

5.1.2 Caracterización del centro de consumo

La estación Ayacucho se encuentra ubicado en el departamento del Cesar en jurisdicción del municipio de La Gloria. Y cuyas coordenadas superficiales son: Latitud 8,6014 N y Longitud 73,6088 O. La estación es una instalación intermedia del Oleoducto Caño Limón – Coveñas, situada en el kilómetro 471 + 094 del oleoducto, desde el sitio de despacho en la estación Caño Limón PS1.

Figura 8 Ubicación de la estación Ayacucho



Fuente: Ingeniería Pre-conceptual "Diseño de una nueva estación de producción"- Ecopetrol S.A.

La potencia requerida en la estación es de 21MW, con un factor de potencia del orden de 0.8. La distribución de las cargas de la estación es presentada en el **Anexo E**, en el cual se muestran las potencias requeridas actuales y futuras de la estación; así como las características eléctricas de la frontera del centro de consumo.

Algunas de las generalidades sobre los equipos que representan mayor consumo de energía se presentan a continuación:

- **Unidades principales de bombeo**

La estación de Bombeo de Ayacucho cuenta con once unidades principales de bombeo, entre las de operación y las unidades de Stand-by. Estas unidades de bombeo, requieren potencias de 1500 y 1000 HP. Así mismo, la entrada de los proyectos de optimización, como lo es la entrada de Ayacucho 2 y el Programa de Evacuación de Crudos, contemplan la instalación de nuevas bombas con potencias de 2350 y 2500 HP.

- **Bombas Booster**

La estación Ayacucho, cuenta con 4 bombas Booster centrifugas multi etapa verticales y 3 horizontales con una capacidad de 1750 GPM (2500BPH) y potencia requeridas de 400 y 200 HP.

- **Sistemas auxiliares**

La estación cuenta, además de las unidades principales, con otros equipos que le permiten garantizar una correcta operación de bombeo y ejercer otras funciones adicionales, tales como sistemas de alivio de presiones, aire acondicionado, separador API, Sistema de aire industrial, que son usados en operación y representa un consumo importante de energía para el centro de consumo con potencias requeridas de 750HP.

5.1.3 Caracterización del centro de generación

La estación San Roque está localizada en el Campo Tisquirama que pertenece a Ecopetrol S.A., Y está bajo el cargo de la Gerencia Regional Magdalena Medio (GRM); Esta estación se encuentra ubicada en la cuenca del Valle Medio del Rio Magdalena al sur del departamento del Cesar jurisdicción de los municipios de Aguachica y Río de Oro.

A continuación en la **Tabla 11**, se presentan la ubicación en coordenadas de la estación y las características ambientales más relevantes del lugar, para la generación.

Tabla 11 Condiciones del lugar – San Roque

SAN ROQUE	
Coordenadas geográficas	Latitud: 8,0139 N Longitud: 73,5959 O
Altura sobre el nivel del mar	86 msnm
Temperatura Ambiente Máxima	95 - 110 °F
Humedad relativa máxima	85 %

Fuente: Ingeniería Pre-conceptual "DISEÑO DE UNA NUEVA ESTACION DE PRODUCCION

5.1.4 Oferta de gas

El gas disponible para la autogeneración en la Estación de San Roque, luego de descontar el gas que es usado en producción para la extracción del petróleo, es en promedio de 450 KPCD y actualmente está siendo quemado al aire, por no haber actualmente alguna oportunidad de uso para este.

Por otra parte la composición del gas, que fue conocida mediante los resultados cromatograficos del mismo, indica que este es un *“gas de características muy buenas, clasificado como un gas rico por su alto contenido de metano y propano, así mismo y consecuentemente el poder calorífico que presenta el gas es alto, lo que sugiere un muy buen rendimiento en procesos térmicos adelantados con este gas. De igual forma, la cantidad de CO2 que presenta este gas son relativamente bajos, lo que indica que el gas podría ser usado sin requerir una purificación del mismo. Sin embargo dada su alto contenido de metano, butano y propano, sugiere la necesidad de realizar un tratamiento del mismo para extraer estos hidrocarburos*

pesados que podrían condensarse en el proceso de generación y podrían acarrear problemas de corrosión en lo equipos a usar.”³²

En consecuencia a la información presentada anteriormente, se pueden hacer las siguientes afirmaciones, respecto al gas con el que se cuenta para la generación:

- El gas es apto para la generación eléctrica, dadas las características favorables que este presenta.
- El gas requeriría un tratamiento previo dependiendo los niveles de tolerancia a la calidad del gas, que tengan los equipos usados para la generación.
- La moderada cantidad de gas disponible, representa una limitante en el dimensionamiento de la planta generadora.

La cromatografía del gas, así como las cantidades ajustadas de producción de gas para la estación de San Roque, se encontrarán en el **Anexo F**.

5.1.5 Precio de la energía comprada al SIN

La estación Ayacucho está conectada al anillo de interconexión ISA y el encargado de comercializar y distribuir la energía son las Empresas Públicas de Medellín, siendo el dueño de las redes de la Central Eléctrica del Norte de Santander (CENS). La subestación actualmente está alimentada en condiciones normales por el sistema de Interconexión Nacional (Bucaramanga - Ocaña - Convención - Ayacucho) y en condiciones de emergencia por Centrales del Norte (Tibú - Convención - línea Ayacucho).

Dado el incremento en los requerimientos futuros de la estación y ante la imposibilidad de cubrir tal demanda con el circuito actual Ocaña – Convención, ya que este no tiene la capacidad de cubrir la demanda de operación normal para el 2013, se están adelantando los respectivos contratos con el Operador de red - OR

³² Concepto del ingeniero, Juan Carlos Roa, Ingeniero de Petróleos, Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta, Santander – Colombia.

(CENS), quien será el encargado de realizar las instalaciones y construcciones de los activos necesarios para la transmisión eléctrica desde Aguachica a Ayacucho.

Para Ayacucho, Ecopetrol firmó el contrato número 5203466 con CENS bajo la modalidad Take or Pay, por un valor de \$155.219'448.808, con vigencia del 1 de Enero de 2006 al 31 de Diciembre de 2020.

Teniendo en cuenta que el nivel de tensión de la estación es 4, se han establecido los cargos regulados para la frontera. Por su parte el cargo por generación esta dado por el precio spot de energía del mercado mayorista de energía y el de comercialización fue fijado mediante negociación bilateral. A continuación en la **Tabla 12** se presentan los cargo que hacen parte de la tarifa de la energía comprada al SIN para la estación de Ayacucho.

Tabla 12 Cargos de la tarifa de energía comprada al SIN

CARGOS DE LA TARIFA	
CARGO	VALOR
Generación	132.13
Comercialización	29.47
STN	22.53
Perdidas	7.04
STR	42.57
Otros	13.27
Contribución	0

Fuente: Departamento de gestión energética de Ecopetrol.

5.1.6 Facilidades para la transmisión eléctrica

Tal como se mencionó en el punto anterior, Ecopetrol solicitó al Operador de red la construcción de un circuito entre la ciudad de Aguachica y Ayacucho. En consecuencia, se pudo conocer el presupuesto diseñado para dicha línea en construcción.

Podemos ver en la **Figura 9**, como Aguachica, se encuentra en medio del centro de consumo y el centro de generación (Ayacucho y San Roque respectivamente). Aunque se cuente con ese tramo de circuito, la energía autogenerada no podrá hacer uso del mismo, ya que dicho circuito, al entrar en funcionamiento, tomará a ser parte del Sistema Interconectado Nacional y la energía autogenerada no podrá ser uso de este.

Figura 9 Ubicación del centro de consumo y centro de generación



Fuente: Ingeniería Pre-conceptual "Diseño de una nueva estación de producción" - Ecopetrol

En consecuencia y dado que las características de la línea, que se requerida son las mismas ya que el presupuesto está hecho para la misma región del país, se ha tomado dicho presupuesto, el cual se muestra en el **Anexo G**, para calcular el valor por kilometro de línea y así poder estimar el valor de la inversión requerida para el sistema de transmisión.

En este orden de ideas, se tiene un valor calculado del costo por kilometro de línea de \$ 418'713.680 COP/km, equivalente a 220.376 USD/km. Y una distancia total del sistema de 81 km. En el **Anexo H** se muestran el resumen de los cálculos realizados para la estimación de la distancia.

5.1.7 Características de la generación

Haciendo uso del formato para la solicitud de información a proveedores de servicios de generación, disponible en el modelo, y que diligenciado con las características del proyecto de Ayacucho se encuentra en el **Anexo I**, se realizó la solicitud de la respectiva asesoría vía correo electrónico y telefónica a los proveedores.

Algunas de las respuestas más destacadas de dicha solicitud, se encuentran disponibles en el **Anexo J**, y de las cuales se puede resaltar lo siguiente:

- Con el caudal de gas disponible que hay para la generación en Ayacucho, la potencia que podría ser generada, estaría del orden de 1.5 a 1.7 MW.
- Para este proyecto, de acuerdo a las cantidades y calidad del gas disponible, se sugiere la instalación de dos motores recíprocos (combustión interna), con capacidades de 1 MW cada uno y un consumo específico o heat rate, referido por el proveedor de 10 MBTU/MWh, lo que sugiere una eficiencia del 34% nominal, sin embargo dado que se expresa por parte del proveedor una baja en el rendimiento debido al no tratamiento del gas, se tomará para la aplicación del modelo un Heat rate de 11 MBTU/MWh.
- El costo por MW instalado para la planta, de acuerdo a las configuraciones y tecnología de generación ofrecida, se ha estimado por un valor de 850 mil dólares el Megavatio instalado, valor que de acuerdo a las condiciones específicas y al detalle del proyecto puede variar entre 800 y 950 mil dólares.

Por otra parte, los costos por operación y mantenimiento para la planta se han estimado con la ayuda de expertos en proyectos de generación eléctrica dentro

de la Ecopetrol y con ayuda de los datos suministrados por los proveedores, se estimaron en 5% para los rubros de administración; 3% para los de operación debido a el tamaño pequeño de la planta y 4% de mantenimiento.

Finalmente, para la evaluación del caso Ayacucho se determino la contratación en firme del 100% de la energía generada por el tercero, bajo la modalidad Take or Pay.

5.2 RESULTADOS OBTENIDOS

Es importante aclarar en primer lugar, que los resultados que producto de la aplicación del modelo se presentan a continuación, pueden tener variaciones sustanciales debido a que no se cuenta con un estudio preliminar de factibilidad técnica que muestre la configuración del proceso de generación y la determinación de las variables técnicas de una manera mas precisa, que la lograda con la información que se puede tener del proyecto, en una etapa tan temprana como en la que se esta haciendo este análisis.

En ese orden de ideas y haciendo uso de la información descrita en el punto anterior, para la caracterización del proyecto de autogeneración para la estación de Ayacucho, mediante el aplicativo diseñado para el modelo, se han podido generar los siguientes informes con el fin de en el análisis.

- Resumen de resultados (costos, tarifas y flujo de caja incremental), disponible en el **Anexo I-A**
- Estructura de costos de la planta de generación, disponible en el **Anexo I-B**
- Inventario de energía y gas, disponible en el **Anexo I-C**
- Flujo de caja del tercero, disponible en el **Anexo I-D**
- Flujo de caja de Ecopetrol para el suministro de energía, disponible en el **Anexo I-E**

Información que permite realizar el siguiente análisis.

Análisis de resultados

La capacidad instalada del proyecto sería de 1.7MW, lo que indica que la energía suplida por la autogeneración será del 8,5% del requerimiento total de la estación de bombeo.

El costos de inversión estimada para el proyecto es de 1´448.864 USD y los costos AOM anuales se estiman en 130.398 USD/año, con lo que se obtiene un costos unitarios de generación por kilovatio hora estimado de 95,5 COP/kWh y consecuentemente debido al margen de utilidad fijado para el tercero del 17%, un valor de Tarifa de generación ToP de 111,08 COP/kWh.

Por otra parte, la instalación de la planta de generación eléctrica en San Roque, debido a la no disponibilidad de facilidades para el transporte del gas de esta estación de producción al centro de consumo (Ayacucho), y dado que se cuenta con una baja cantidad de energía a transportar, se presenta una tarifa de transmisión de la energía por valor de 430,01 COP/kWh, costo excesivamente elevado, pero que se presenta, debido a que la amortización de los costos asociados al sistema de transmisión (mostrados en el **Anexo I -F**) se hace para una cantidad muy baja de energía.

En consecuencia, sumando la tarifa de generación ToP, mas la tarifa de transmisión y el cargo por respaldo que esta definido en 15 COP/kWh, se obtiene un estimado de la tarifa de la energía por autogeneración de 550,09COP/kWh, valor impensable para un proyecto de autogeneración y muy superior respecto a la tarifa de referencia pagada por la energía comprada al SIN de 247,01 COP/kWh, lo que de inmediato, hace que fácilmente se pueda establecer la inconveniencia del proyecto, ya que si se ejecutará bajo las circunstancias que se presentan, destruiría valor a la organización.

5.3 SIMULACIÓN PARA EL CASO AYACUCHO

El análisis de simulación se realizó haciendo uso del complemento para Excel, @RISK 5.0, con el objetivo de determinar el comportamiento del resultado financiero del proyecto y la sensibilidad que el resultado tiene frente al cambio de las variables escogidas para realizar el análisis y poder determinar cuál de ellas es la que mayor impacta el resultado del proyecto.

5.3.1 Variables de entrada a simular

Sobre las variables de entrada a simular, es importante resaltar la no existencia de un estudio técnico preliminar, que permita establecer con claridad los requerimientos y necesidades del proyecto, por lo cual se han tomado variables y rangos de variación, a criterios del autor, basándose en la asesoría por parte de expertos en temas de generación y la información relacionada con estos proyectos conocida gracias a la investigados hecha por este, con anterioridad.

En el **Tabla 13**, se presentan las variables y sus rangos de variación, para el caso específico de Ayacucho.

Tabla 13 Rangos de variación de las variables de entrada

RANGOS DE VARIACIÓN DE LAS VARIABLES DE ENTRADA*				
VARIABLE DE ENTRADA	RANGO DE VARIACIÓN			TIPO DE DISTRIBUCIÓN
	BAJO	ALTO	MAS PROBABLE	
Costo del MW instalado [USD]	800.000	950.000	850.000	Pert**
Factor para el cálculo de los costos anuales de Administración	4%	6%	5%	Triangular**
Factor para el cálculo de los costos anuales de Operación	2%	5%	3%	Triangular**
Factor para el cálculo de los costos anuales de Mantenimiento	3%	6%	4%	Triangular**

* Los rangos de variación han sido fijados a discreción del autor, con base en información seleccionada sobre los niveles de variación que podrían presentar las variables sujetas al análisis, debido a la etapa tan temprana del proyecto y su bajo nivel de detalle.

Margen de utilidad del contratista	15%	17%	20%	Triangular**
Consumo específico (Heat rate) [MBTU/MWh]	10	11	12	Pert**
Cargo de generación de la tarifa de energía comprada al SIN (Precio spot ³⁴ de la energía)	92,491	178.375	132,13	Pert**
Costos estimado de capital de inversión para el sistema de transmisión [COP]	\$334.970.944	\$586.199.152	\$418.713.680	Triangular**
Tasa representativa del mercado - TRM	1753,5	1992,6	1900	Uniforme***
Índice de precios al productor - IPP	Parámetros Media: 0.0785 Desviación estándar: 0.0615			Lognormal***

Fuente: Elaboración propia

Una de las variables que a criterio del autor, es importante tener en cuenta en el análisis de sensibilidad, es el caudal de gas disponible para el proceso de generación de energía eléctrica. Variable que no se pudo tener en cuenta para este análisis de sensibilidad, debido a la falta de información estadística sobre la disponibilidad del gas, asociada a la producción de petrolero de los pozos de donde proviene el gas.

5.3.2 Variables de salida simuladas

Las variables de salida en el proceso de simulación, tenidas en cuenta para esta análisis son las siguientes:

- VPN del tercero sin utilidad o VPN de equilibrio. Resultado con el cual se puede inferir sobre los valores que tomaría el costos unitario de generación y consecuentemente el de la Tarifa de generación ToP.
- Tarifa de transmisión.
- Tarifa de la energía comprada al SIN.

** Distribución y parámetros definidos con base en la información suministrada por los proveedores de servicios de generación y el juicio de expertos en temas de generación.

*** Distribución y parámetros definidos con base en históricos y mediante el uso de @RISK para la descripción del comportamiento de las variables.

- VPN de Ecopetrol para el suministro de la energía para cada escenario y el incremental.

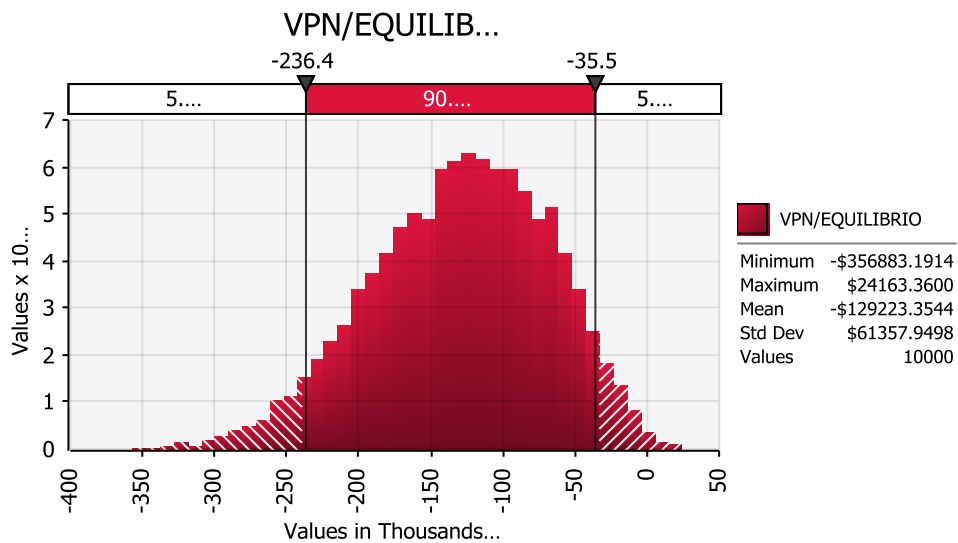
5.3.3 Resultados obtenidos

En el **Anexo I-G**, se presenta los resultados obtenidos de la simulación sobre la distribución de los valores tomados por las variables de salida y el diagrama de correlación con respecto a las variaciones en las variables de entrada.

Una de las variables de salida más críticas para el análisis es el VPN del tercero sin margen de utilidad o VPN de equilibrio, ya que al conocer los valores máximos y mínimos de esta variable de salida, se pueden calcular los correspondientes costos unitarios de generación, para cada nivel.

A continuación en la **Figura 10** se presenta el comportamiento de dicha variable de salida, con sus valores expresados en dólares.

Figura 10 Comportamiento del VPN del tercero sin utilidad en la simulación



Fuente: Creación propia

Luego de conocer por medio de la simulación los valores máximos y mínimos del VPN del tercero sin margen de utilidad, se pueden calcular entonces los valores que pueden tomar los costos unitarios de generación para cada uno de estos niveles. Cálculos que consecuentemente dan como resultado un valor de \$114,16 COP/kWh y 94,30 COP/kWh, para el nivel máximo y mínimo respectivamente; con un valor medio de \$102,64 COP/kWh.

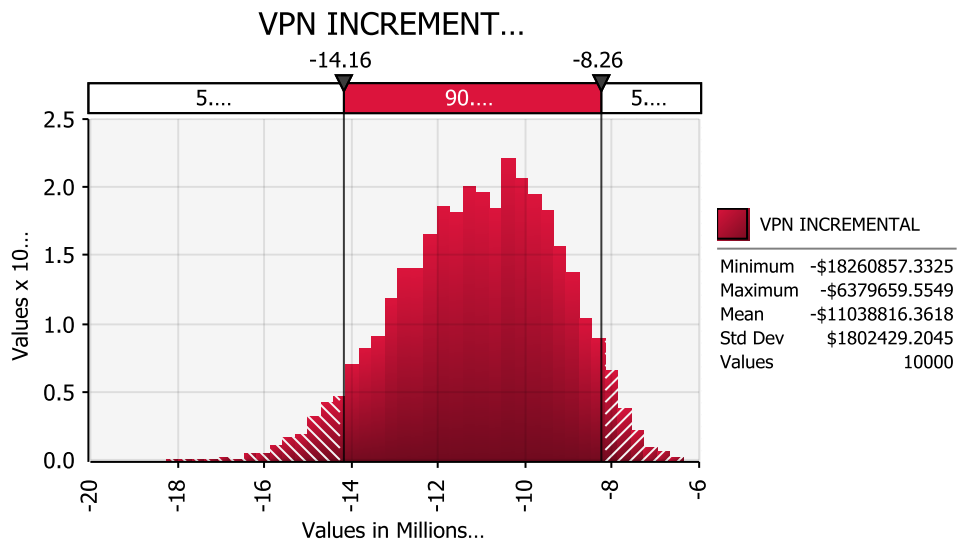
Recordemos que tomando el valor del costo unitario de generación y multiplicándolo por uno mas el porcentaje de utilidad, se puede conocer la tarifa de generación ToP, pagada al contratista y que en consecuencia de acuerdo a la simulación, tomaría como valor máximo 133,6 COP/kWh, lo que significa un aumento de hasta el 19,5% del valor esperado de esta tarifa que es 111.8 COP/kWh en el análisis sin simulación, cifra que en comparación con la tarifa de la energía comprada al SIN continuaría siendo atractiva para el proyecto, si no existiera la necesidad de transportar la energía y por ende no se tuviera en cuenta la tarifa por transmisión, sino solo la de respaldo que se ha fijado como referente para el modelo en 15 COP/kWh respaldado.

Sin embargo dado que, como ya se ha comentado, existe la necesidad de transportar la energía, desde el centro de generación hasta el centro de consumo, el costo total de la energía autogenerada seguiría siendo inviable para Ayacucho, a pesar de que la tarifa de transmisión tome su valor mínimo de \$327.87COP/kWh, cifra obtenida de la simulación de esta variable y mostrada en el **Anexo I-G**. Esto se debe especialmente a la poca cantidad de energía con la que se amortizará el costo del sistema de transmisión y también a la incertidumbre con la que se cuenta al estimar los costos de inversión requerida para dicho sistema, de acuerdo a los resultados de correlación que muestra la simulación.

Un grafica que nos permite ratificar la afirmación de la inviabilidad del proyecto de autogeneración para la estación de Ayacucho, es la que nos muestra de acuerdo a la simulación, los valores que tomará el VPN Incremental, con el que se evalúa la

conveniencia o no del proyecto de autogeneración para la estación de bombeo. Los resultados de esta variable se muestran a continuación en la **Tabla 11** y permiten ver que siempre tomará valores negativos, lo que confirma la inconveniencia del proyecto para Ecopetrol.

Figura 11 Comportamiento del VPN incrementa en la simulación

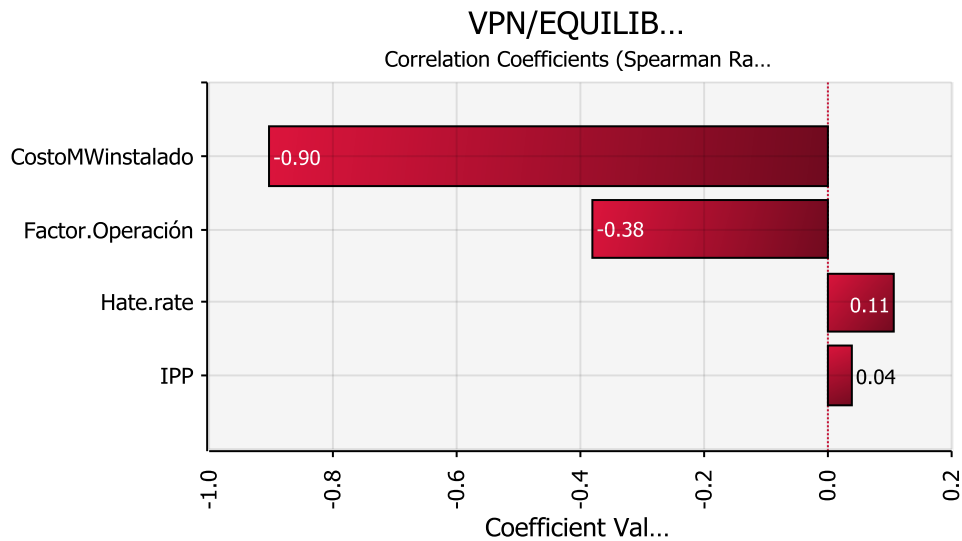


Fuente: Creación propia

Teniendo claridad sobre la inviabilidad del proyecto de autogeneración para la estación de Ayacucho, resulta conveniente para la evaluación de futuros proyectos, realizar el análisis de la correlación entre las variables de salida, con respecto a las variaciones que puedan presentar las variables de entrada.

En ese orden de ideas, la correlación que mas vale la pena destacar de acuerdo a los resultados obtenidos, se debe a la alta afectación que para el VPN del tercero sin utilidad o de equilibrio, con el cual se calcula el costo unitario de generación, tienen variables de entrada tales como el costo por MW instalado, los factores AOM y el valor del haet rate, tal como se muestra en la **Figura 12**, lo que hace que exista la necesidad de fijar adecuadamente estos valor.

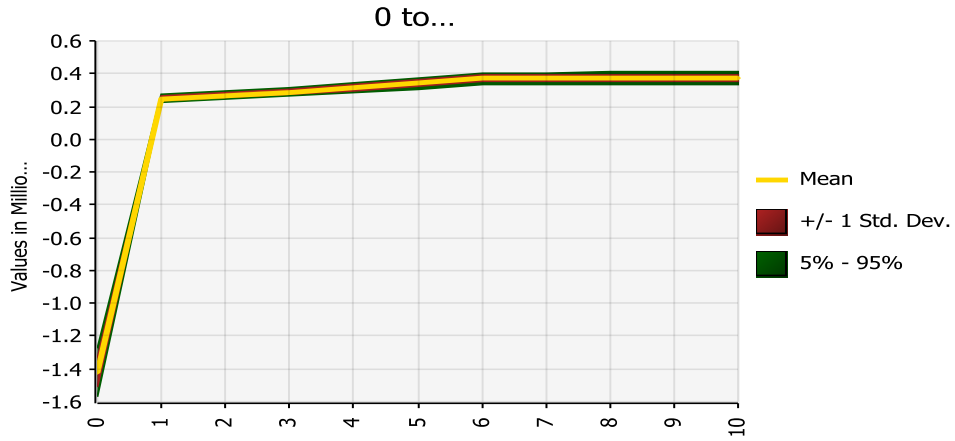
Figura 12 Correlación de variables para el cálculo del costo unitario de generación



Fuente: Creación propia

Finalmente respecto a las incertidumbres de los flujos de caja, la simulación permite ver la baja incertidumbre en los flujos de caja del tercero, ya que como esta diseñado el modelo, en base a estos se estima el costos de la generación y se paga una tarifa conocida por este concepto, así mismo la modalidad de negocio Take or Pay, permite conocer desde el principio la cantidad que será entregada al cliente de energía, lo que hace que el comportamiento de los flujos de este presenten variaciones muy bajas, que estarán sustentadas en la variación que las variables macroeconómicas como el IPP y la TRM, puedan presentar, tal como se muestra a continuación en la **Figura 13**.

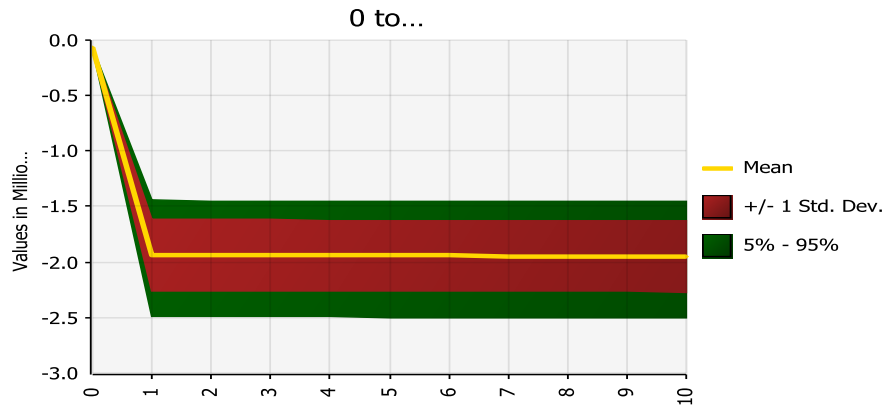
Figura 13 Incertidumbre de los flujos de caja para el tercero.



Fuente: Creación propia

Caso contrario presenta el flujo de caja de Ecopetrol, el cual debido a que existe varios parámetros de los cuales no se tiene certeza, presenta una considerable incertidumbre de los flujos, que para el caso de Ayacucho simulado en esta oportunidad, se encuentra aproximadamente en +/- 500 mil dólares del valor medio estimado. Tal como se puede observar en la **Figura 14**.

Figura 14 Incertidumbre de los flujos de caja incremental para Ecopetrol.



Fuente: Creación propia

De acuerdo a los resultados obtenidos, luego de la aplicación del modelo y el análisis de sensibilidad, se pueden concluir lo siguiente frente a la iniciativa de autogeneración para la estación de bombeo de Ayacucho.

- La cantidad de gas con la que se dispone para el proyecto de autogeneración es muy baja; con dicha cantidad, tan solo se pueda autogenerar el 8.5% de los requerimientos total de energía eléctrica del centro de consumo.
- La tarifa de generación ToP esperada, que estaría alrededor de 111.8 COP/kWh, y que en el nivel mas alto de variación, puede sufrir un aumento del 19.5%, es una tarifa que seria competitiva frente a la cobrada por la energía comprada al SIN, pero siempre y cuando no se tuviera que hacer la transmisión de la misma.
- La baja cantidad de energía que se puede generar para el proyecto, debido a la limitada disponibilidad de gas con el que se cuenta y la necesidad de un sistema de transmisión entre el centro de generación y el centro de consumo, hacen que el proyecto de autogeneración en este momento para la estación de bombeo de Ayacucho, sea inviable; debido a que la tarifa por concepto de transmisión estaría muy desproporcionada dado el bajo nivel de energía con el que se amortizará el sistema.

Capítulo 6

6 CONCLUSIONES

El estudio realizado para la creación del modelo presentado en este trabajo, permitió identificar los diferentes factores, variables y metodologías tenidas en cuenta para el dimensionamiento y el costeo en proyectos de autogeneración eléctrica, que permiten concluir lo siguiente:

- La generación eléctrica con gas residual, representa una muy buena alternativa para hacer aprovechamiento de dicho recurso. De igual forma, esta alternativa podrá presentar costos unitarios de generación, atractivos y competitivos frente a la tarifa de la energía comprada al Sistema Interconectado Nacional – SIN. Sin embargo para los proyectos de autogeneración de los centros de consumo de la VIT, dada la distancia al lugar de disponibilidad del recurso, llevara a que el costo unitario de la energía autogenerada, se encuentre sujeto y explique su variación en el potencial de energía a generar, dado por la disponibilidad de gas; y la distancia existente entre el centro de generación y el centro de consumo.
- Los factores que en el propósito de dimensionar y costear una planta de generación eléctrica a gas, presentan mayor incidencia son la calidad y cantidad del gas disponible; las condiciones climáticas del lugar de

generación; las características de carga, voltaje y frecuencia del centro de consumo; y la ubicación y características locativas del lugar donde se adelanta el proyecto. El adecuado conocimiento de dichos factores permite la representación financiera del proyecto, para la identificación de la oportunidad de autogeneración.

- El estudio financiero desarrollado bajo la aplicación de este modelo para la estación Ayacucho, presenta inviabilidad financiera, explicada en los altos costos de transmisión de la energía que se presentaría para poder contar con el suministro en la estación. Costos que podrían estar explicados por la baja cantidad en la producción de energía, que se obtendría con la cantidad de gas disponible para el proyecto.
- La distancia entre el centro de generación y el centro de consumo de la energía, se convierte en una limitante para la viabilidad financiera de proyectos de autogeneración, debido a los costos en los que se debe incurrir para la construcción del sistema que permita el transporte de la misma. Y si a eso se le suma una baja cantidad de energía a generada a transportar, el valor unitario de la amortización será lo suficientemente alto para determinar inmediatamente la inviabilidad financiera de los proyectos.
- En consecuencia, los proyectos con alto potencial de generación, debido a la suficiente disponibilidad de gas, permitirá que mediante economías de escala tanto en la generación térmica de la energía, como en la transmisión de esta, se pueda obtener una tarifa de energía autogenerada, que frente a la tarifa de la energía comprada al SIN, represente un ahorro en el suministro de la energía eléctrica para los centros de consumo de la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol.

- Finalmente, se puede concluir gracias al estudio desarrollado, que la precisión en los estimados de costos será proporcional al nivel de detalle que se tenga del proyecto de autogeneración. Sin embargo estos niveles de precisión se pueden aumentar, teniendo un adecuado conocimiento de las características y los factores que rodean al proyecto y contando con el apoyo de expertos para la fijación de valores y parámetros ajustados a la situación particular, presentada por cada iniciativa de autogeneración.

RECOMENDACIONES

- Para futuras aplicaciones de este modelo, resulta conveniente la realización de un estudio que tenga como objetivo identificar los centros de producción con mayor potencial para la generación eléctrica, dado por la disponibilidad de gas en las cantidades y calidades de gas que favorezcan en el propósito del aprovechamiento de dicho recurso en la generación de energía eléctrica. Estudio que permitiría caracterizar de manera oportuna la oferta de gas residual dentro de la organización, la cual permitiría realizar el análisis de viabilidad financiera para autogeneración, en lugares donde se garantice un potencial de generación representativo y atractivo para adelantar dichos proyectos para los centros de consumo de la organización.
- Así mismo, para el análisis de viabilidad financiera en proyectos de autogeneración para los centros de consumo de la Vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol - VIT, se plantea el desarrollo de un estudio asociado a la investigación de operaciones, que permita determinar las distancias máximas a las que puede estar ubicado el centro de consumo del centro de generación, para que un proyecto de esta naturaleza, presente un comportamiento que permita su viabilidad financiera, teniendo en cuenta de igual forma la cantidad de energía mínima a producir, dado por la disponibilidad del gas con el que se deba contar para el proceso de generación eléctrica.
- Por otra parte, para futuras aplicaciones de este modelo, se recomienda realizar una visita de exploración previa a los centros de consumo y centros de generación, que permitan tener un mejor conocimiento de las características de los mismos, que a su vez permita identificar posibles facilidades de las cuales se pudiera hacer uso y que permitieran no castigar al proyecto por

factores que se desconozcan, al realizar el análisis financiero desde una perspectiva netamente administrativa, sin involucrar la experiencia de campo que se pueda tener. Experiencia que permitirá una fijación de factores de estimación de costos más precisa y con menor incertidumbre, que la que se puede hacer con la información que se puede obtener solamente desde un escritorio.

- Se sugiere para futuros trabajos que se deseen realizar donde se quiera determinar viabilidad financiera en proyectos de autogeneración para las estaciones de bombeo, se plantee la alternativa de usar otros combustibles, tales como Diesel o gas tomado del Sistema de Transporte Nacional de gas (STN), o con cualquier otro tipo de combustible con los que se pueda disponer en la estación y que permitan la instalación de la planta de generación, dentro de la misma y no se tenga que incurrir en costos transmisión de la energía, como sucede en la utilización del gas residual de petróleo, que dado que es en las estaciones de producción en donde se cuenta con dicho recurso, se debe instalar la planta de generación en dicho lugar, trayendo la necesidad de la transmisión de la energía a los centros de consumo, ocasionando que la autogeneración resulte inviable como pudimos observar en el caso de evaluación de la estación Ayacucho.

Sin embargo, cabe indicar que este modelo se puede usar también para evaluar la generación con otros combustibles, ya que la estructura del proyecto sería la misma, y en el aplicativo que se diseñó para este modelo, se cuenta con la casilla de cantidades y precios para ingresarlos al modelo, referentes al combustible a usar en la generación. Solo habría que realizar algunos ajustes de forma (en cuanto a la presentación de las unidades y algunas etiquetas), dado que la manera en que ha sido estructurado este modelo permite realizar los cálculos sin ningún problema.

BIBLIOGRAFÍA

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 084. (15, Noviembre, 1996). Por la cual se reglamentan las actividades del Autogenerador conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), Bogotá D.C., 1996. 3 p.

COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA. LEY 143 (11, Julio, 1994). Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética., Bogotá D.C., 1994. 35 p.

COLOMBIA. COMISION DE REGULACION DE ENERGIA Y GAS. Resolución 097. (26, Septiembre, 2008). Por el cual se aprueban los principios generales y la metodología para le establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local, Bogotá D.C., 2008. 135 p.

MOKATE, Karen Marie. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión. 2a ed. Bogotá D.C., 2004. 296 p.

SANDOVAL, Ana Maria. Monografía del sector de electricidad y gas colombiano: Condiciones actuales y retos futuros. En: Archivos de Economía. Noviembre, 2004. Documento No. 272. 121 p.

POWER PLANNING ASSOCIATES LTD. Dictamen Técnico sobre Costos de Generación de Plantas Térmicas En Colombia. ACOGEN, 2002. 193 p.

SCOTT, j Amos. Skills & Knowledge of Cost Engineering. Association for the Advancement of Cost Engineering – AACE. 5ta Edición. Morgantown – USA. 2007;

PMBOCK, Guía de los fundamentos de la dirección de Proyectos. The Project Management Institute – PMI. Tercera edición. 2009. Madrid –España. 120 p.;

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION -EIA Update Capital Cost estimates for electricity generation plants. U.S.-EIA.November 2010. Washington D.C. 198 p.

FAULÍN, Javier. Simulación de Monte Carlo con Excel. Proyecto e-Math. España: Universidad Abierta de Cataluña, Secretaria de Estado de Educación y Universidades (MECD), 2007 121 p

MONTAGUTH, Kelly y MONTILLA, Montieldhi. Desarrollo de ingeniería conceptual para la infraestructura de superficie de un campo costa afuera. Universidad de Oriente. Barcelona, Venezuela. 130 p

ANEXO A

NEGOCIO		Presupuesto de Energía No Regulada 2012 - 2015												2013		2014		2015	
		Cantidades kWh/mes																	
Centros de Consumo		2012												PROM 2012	2013	2014	2015		
		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre						
VIT	Albán	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	1.412.128	
VIT	Altos del Ponvenir	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	50.833	
VIT	Araguaney	251.983	227.598	251.983	227.248	735.391	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	727.248	
VIT	Avacucho	1.640.822	1.640.822	1.640.822	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	9.447.840	
VIT	Barranca - Galán	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	210.000	
VIT	Cartago	117.444	113.403	118.372	101.373	140.720	123.541	118.089	150.256	144.891	153.756	144.206	163.608	132.472	146.509	147.974	149.454		
VIT	Caucasia ODC	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800	154.800		
VIT	Cisneros	764.710	724.439	886.453	663.462	776.212	742.907	840.947	769.796	815.914	833.597	735.879	859.940	780.355	796.800	805.187	813.658		
VIT	Coveñas GCA	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	2.073.425	
VIT	Coveñas ODC	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231	958.231		
VIT	Fresno	368.004	338.192	391.464	375.924	390.525	407.468	369.632	398.265	393.465	375.188	368.717	406.467	381.942	388.904	392.694	396.521		
VIT	Guadalupe	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	1.637.309	
VIT	Guilanday	77.016	72.795	72.795	72.795	72.795	72.795	72.800	72.801	72.802	72.802	72.802	72.802	72.802	72.802	72.802	72.802	72.802	
VIT	Herveo	368.594	314.122	390.325	380.654	385.032	397.316	362.201	397.494	392.501	378.619	376.085	396.143	378.257	385.504	389.200	392.934		
VIT	Mansilla	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	341.947	
VIT	Mariquita	577.411	542.390	586.944	561.850	621.694	594.313	538.861	524.014	591.797	571.693	576.056	590.518	573.128	583.376	588.875	594.428		
VIT	Medellín	443.270	449.435	470.003	352.167	440.618	432.852	460.583	486.355	488.245	525.934	462.943	536.279	462.390	472.505	477.230	482.002		
VIT	Miraflores - OCE	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	245.000	
VIT	Poros Colorados	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	367.500	
VIT	Puerto Salgar	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	2.761.990	
VIT	Sebastopol	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	3.157.960	
VIT	Sutamarchán																		
VIT	Tocancipá	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	108.366	
VIT	Vasconia Ecopetrol	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	1.567.632	
VIT	Vasconia OCE	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	251.850	
VIT	Vasconia ODC	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	5.833.793	
VIT	Villeta	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	1.411.190	
VIT	Yumbo	83.494	60.632	72.636	58.256	76.323	75.805	80.855	73.365	87.855	79.673	71.329	67.240	73.955	24.497.107	24.742.078	24.989.049	24.989.049	
VIT	San Fernando																		
VIT	Banadía	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	1.458.000	
TOTAL MENSUAL		28.694.702	28.485.781	28.833.752	36.743.525	37.089.107	37.024.043	37.139.403	38.527.181	38.634.162	43.387.943	59.486.158	59.779.288	88.703.338	88.521.752	88.521.752	89.797.009	89.797.009	
Incremento mes a mes		-1%	-1%	1%	27%	1%	0%	0%	4%	0%	12%	37%	0%	48%	1%	0%	0%	0%	
Incremento frente enero 2012					28%	29%	29%	29%	34%	35%	51%	107%	108%	208%	212%	213%	213%	213%	

TOTAL CAMBIO ANUAL		2012	2013	2014	2015
		473.825.040	1.064.440.056	1.074.261.028	1.077.564.113
			125%	1%	0%

476%

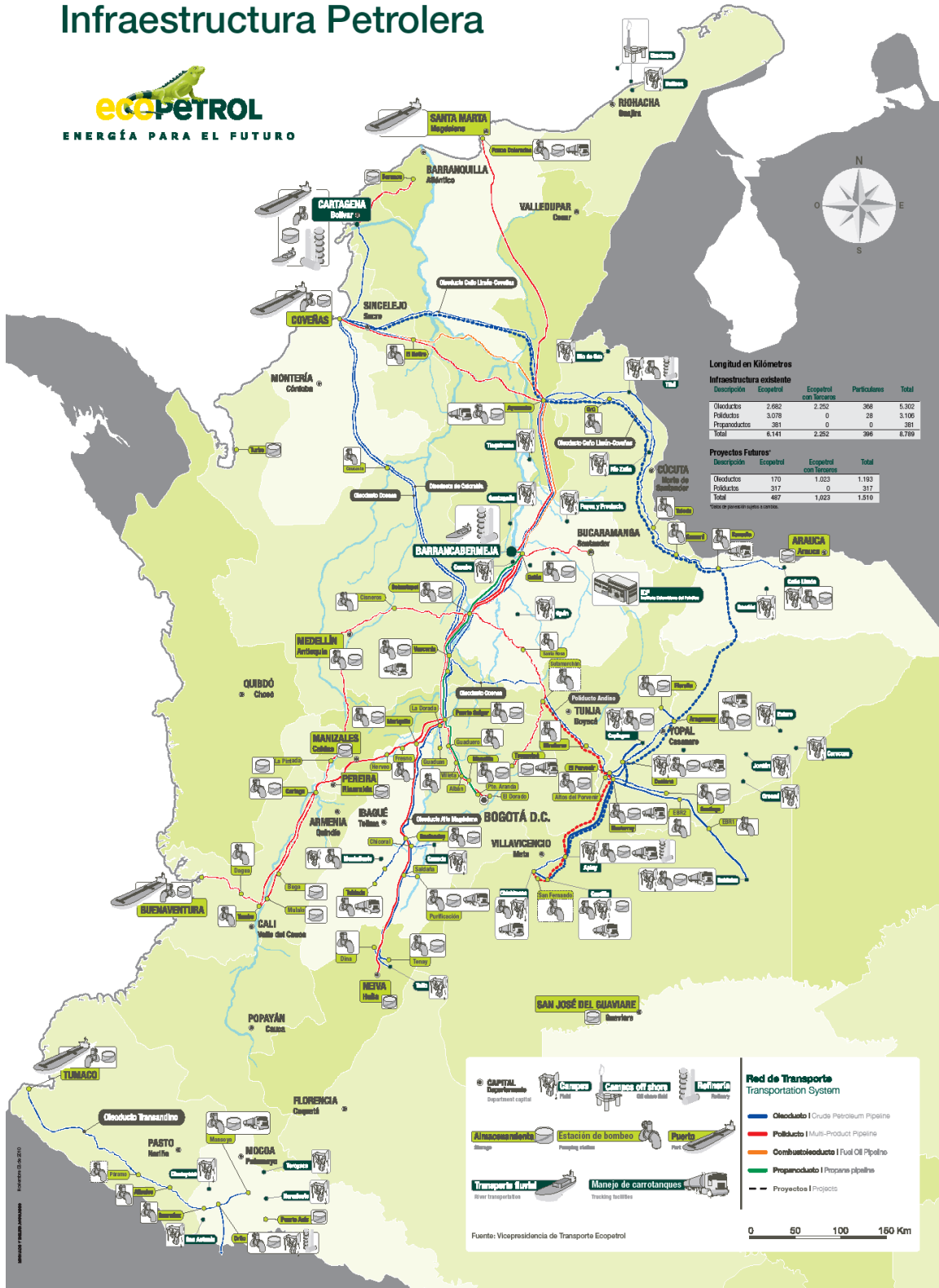
NEGOCIO	Presupuesto de Energía No Regulada 2012 - 2015															
	Cantidades en \$ / kWh															
	2012															
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	PROM 2012	2013	2014	2015
VIT Albin	313.056.333	318.262.397	313.235.542	309.130.464	301.616.027	297.035.070	296.773.355	304.929.132	306.805.020	314.348.142	319.470.810	332.879.590	310.626.825	327.633.696	355.856.256	369.977.536
VIT Altos del Poñenir	11.268.508	11.456.633	11.275.679	11.127.907	10.857.406	10.692.504	10.683.083	10.976.670	11.044.197	11.315.730	11.500.133	11.982.815	11.181.772	11.793.256	12.809.916	13.138.246
VIT Ayalgany	55.858.842	51.295.450	55.894.389	59.202.644	57.071.959	52.973.499	54.550.051	58.797.239	58.005.037	604.901.485	612.916.837	640.561.631	246.835.765	653.082.648	687.604.428	714.890.318
VIT Ayacucho	308.108.672	314.181.097	308.340.143	1.707.955.073	1.697.678.743	1.667.039.859	1.665.279.658	1.719.846.201	1.732.396.693	1.782.865.395	1.817.137.139	1.905.848.562	1.388.972.331	2.238.521.680	2.453.624.880	2.566.176.480
VIT Barranca- Galan	46.552.175	47.329.352	46.581.800	45.971.327	44.853.842	44.172.600	44.133.680	48.153.709	48.449.942	49.641.134	50.450.094	52.567.578	47.404.769	713.400.000	840.672.000	874.032.000
VIT Cartago	26.094.729	25.598.620	26.257.144	22.191.764	30.056.435	25.986.407	24.817.171	32.445.757	31.479.734	34.227.088	32.624.338	38.567.256	29.187.250	33.990.023	37.889.399	39.156.829
VIT Cauasia ODC	34.315.608	34.888.494	34.337.441	33.887.435	33.063.689	32.591.516	32.532.827	33.426.880	33.632.516	34.499.406	35.020.962	36.490.957	34.051.469	35.913.600	39.009.600	40.557.600
VIT Cisneros	169.518.710	163.272.591	185.540.484	145.339.255	165.790.976	156.267.372	176.733.809	166.226.675	177.269.067	185.563.535	186.480.635	202.712.916	171.718.020	184.857.616	202.907.138	213.178.374
VIT Coveñas GCA	459.630.684	467.304.104	459.923.182	453.895.704	442.862.269	436.138.059	435.751.784	447.216.925	450.481.259	461.558.810	1.847.152.149	1.924.680.539	690.591.789	1.894.233.600	2.057.529.600	2.139.177.600
VIT Coveñas ODC	212.417.797	215.964.059	212.552.974	209.767.382	204.668.293	201.559.782	201.382.190	206.916.488	208.189.400	213.307.954	216.784.055	225.882.882	210.782.771	222.309.592	241.474.212	251.065.522
VIT Fresno	81.577.999	76.220.958	86.833.766	82.293.896	83.412.095	85.709.116	77.681.970	85.999.685	85.485.871	83.518.393	83.416.143	95.816.044	83.997.161	90.225.694	98.558.851	103.888.521
VIT Guadalupe	307.449.012	313.508.435	307.679.987	302.920.305	294.207.599	288.896.153	288.592.975	298.049.042	300.224.000	308.970.004	314.906.545	330.456.618	304.655.279	324.187.182	356.933.362	373.306.452
VIT Guantánamo	17.072.766	16.406.382	16.147.470	15.936.070	15.548.905	15.312.958	15.299.676	15.720.351	15.871.277	16.206.383	16.470.711	17.162.323	16.091.767	16.890.760	18.346.860	19.074.910
VIT Hervero	81.708.740	70.796.064	86.581.067	83.329.298	82.238.800	83.573.640	76.120.223	85.833.152	85.276.381	84.282.774	85.082.983	93.327.327	83.183.787	89.436.990	98.078.519	102.948.614
VIT Manilla	75.801.793	77.067.286	75.850.032	74.855.987	73.086.365	71.927.085	71.863.711	73.838.638	74.292.880	76.119.448	77.359.903	80.606.841	75.218.331	79.331.704	86.170.644	89.590.114
VIT Maniquita	127.998.678	122.246.636	130.194.276	122.995.117	132.787.377	125.011.121	113.247.162	113.153.371	128.576.296	127.262.208	130.323.151	139.202.168	126.082.833	135.343.155	148.396.416	155.740.049
VIT Medellín	98.262.775	101.292.702	104.255.170	77.093.258	94.111.476	91.046.562	96.796.298	105.021.512	106.078.215	117.076.055	104.733.284	126.416.539	101.848.819	109.621.160	120.361.973	126.284.616
VIT Miraflores - OCE	54.310.871	55.217.577	54.345.433	53.633.214	52.329.482	51.534.700	51.489.299	52.904.299	53.229.757	54.538.466	55.427.234	57.753.617	53.892.829	57.536.000	63.000.000	65.500.000
VIT Pozos Colorados	81.466.306	82.836.366	81.518.150	80.449.822	78.494.223	77.302.049	100.404.121	103.163.388	103.798.026	106.390.008	108.083.105	112.619.553	93.039.593	110.888.000	157.437.000	163.884.500
VIT Puerto Salgar	612.269.724	622.491.415	612.699.558	604.630.211	589.932.676	580.972.754	580.460.865	596.412.838	600.081.860	614.835.499	624.854.958	651.081.276	607.556.953	640.781.680	696.021.480	723.641.380
VIT Sebastopol	700.047.175	711.734.290	700.492.669	691.312.431	674.507.798	664.263.346	663.678.070	972.653.099	978.636.682	1.002.697.486	1.019.037.607	1.061.808.499	820.072.429	1.045.011.520	1.135.088.720	1.180.142.320
VIT Suamarchan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n/a	336.652.200	365.656.700	379.958.950
VIT Tocandí	24.022.252	24.423.298	24.037.540	23.722.518	23.145.864	22.794.323	22.774.540	23.400.111	23.544.065	24.122.920	24.516.031	25.545.014	23.837.948	25.140.912	27.308.232	28.391.892
VIT Vasconia Ecopetrol	294.365.272	300.166.832	294.586.418	290.029.288	281.687.358	276.611.945	276.311.410	285.365.326	287.447.765	512.830.399	522.688.886	548.493.853	347.587.896	538.087.968	622.062.346	650.597.316
VIT Vasconia OCEMSA	47.291.644	48.228.701	47.327.172	46.595.040	45.254.856	44.437.853	44.391.176	45.945.745	46.180.302	47.526.602	48.439.219	50.830.646	46.861.913	49.866.300	54.903.300	57.421.800
VIT Vasconia ODC	1.095.452.289	1.117.042.241	1.096.275.264	1.079.316.338	1.048.272.642	1.029.347.762	1.028.266.564	1.061.959.848	1.069.709.447	1.044.667.707	1.431.670.588	1.302.351.663	1.473.849.432	1.622.723.112	1.697.159.952	1.769.331.780
VIT Villota	312.828.400	318.050.992	313.027.477	308.925.126	301.415.680	296.837.766	296.576.252	304.726.694	306.601.226	314.138.337	319.258.603	332.658.477	327.396.080	355.619.880	358.256.990	376.098.273
VIT Yumbo	18.508.701	13.665.111	16.111.979	12.752.884	16.301.808	15.945.257	16.992.517	15.942.138	19.087.756	17.735.686	16.137.017	15.850.421	16.244.273	326.558.312	378.558.990	376.098.273
VIT San Fernando	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	n/a	1.600.884.000	1.775.844.000	1.863.324.000
VIT Banadía	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774	1.156.956.774
TOTAL MENSUAL	6.824.133.226	6.877.845.849	6.858.819.229	8.246.116.533	8.132.162.417	8.002.888.830	8.020.541.352	8.526.931.702	8.598.777.463	9.762.020.597	13.128.306.666	13.748.407.792	14.820.061.534	16.246.612.588	16.905.063.716	16.905.063.716
Incremento mes a mes	1%	1%	0%	20%	-1%	-2%	0%	6%	1%	14%	34%	5%	8%	10%	4%	4%
Incremento frente enero 2012	1%	1%	1%	21%	19%	17%	18%	25%	26%	43%	92%	101%	117%	138%	148%	148%

TOTAL CAMBIO ANUAL	2012	2013	2014	2015
	106.736.311.676	177.840.288.405	194.959.351.059	202.860.764.596
		67%	10%	4%

467%

ANEXO B

Infraestructura Petrolera



ANEXO C

FORMATO PARA LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN A PROVEEDORES DE EQUIPOS Y SERVICIOS DE GENERACIÓN Modelo financiero para determinar viabilidad en proyectos de autogeneración eléctrica Vicepresidencia de Transporte y Logística Gerencia de Operación Central																																																																																										
<p>GENERALIDADES</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">Tipo de proyecto</td> <td><i>Autogeneración eléctrica</i></td> </tr> <tr> <td>Combustible</td> <td><i>Gas Natural (Residual)</i></td> </tr> <tr> <td>Años estimados del proyecto</td> <td><i>5 - 10 años</i></td> </tr> <tr> <td>Disponibilidad requerida</td> <td><i>> 97%</i></td> </tr> </table> <p>CARACTERÍSTICAS DEL LUGAR DE GENERACIÓN</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">Ubicación</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Coordenadas</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Altura sobre nivel del mar</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente máxima</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Humedad relativa máxima</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> </table> <p>CARACTERÍSTICAS CENTRO DE CONSUMO (CC)</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">Ubicación</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Coordenadas</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Potencia requerida</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Factor de potencia</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Fases</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Voltaje</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Frecuencia</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> </table>	Tipo de proyecto	<i>Autogeneración eléctrica</i>	Combustible	<i>Gas Natural (Residual)</i>	Años estimados del proyecto	<i>5 - 10 años</i>	Disponibilidad requerida	<i>> 97%</i>	Ubicación	<i>Diligenciar</i>	Coordenadas	<i>Diligenciar</i>	Altura sobre nivel del mar	<i>Diligenciar</i>	Temperatura ambiente máxima	<i>Diligenciar</i>	Humedad relativa máxima	<i>Diligenciar</i>	Ubicación	<i>Diligenciar</i>	Coordenadas	<i>Diligenciar</i>	Potencia requerida	<i>Diligenciar</i>	Factor de potencia	<i>Diligenciar</i>	Fases	<i>Diligenciar</i>	Voltaje	<i>Diligenciar</i>	Frecuencia	<i>Diligenciar</i>	<p>CARACTERÍSTICAS DEL GAS</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">Caudal prom:</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Cromatografía:</td> <td></td> </tr> <tr> <td> C1</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> C2</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> C3</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> IC4</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> NC4</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> IC5</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> NC5</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> C6</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> C7+</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> O₂</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> N₂</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> CO</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> CO₂</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> H₂</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> H₂S</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td> H₂O</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> </table>	Caudal prom:	<i>Diligenciar</i>	Cromatografía:		C1	<i>Diligenciar</i>	C2	<i>Diligenciar</i>	C3	<i>Diligenciar</i>	IC4	<i>Diligenciar</i>	NC4	<i>Diligenciar</i>	IC5	<i>Diligenciar</i>	NC5	<i>Diligenciar</i>	C6	<i>Diligenciar</i>	C7+	<i>Diligenciar</i>	O ₂	<i>Diligenciar</i>	N ₂	<i>Diligenciar</i>	CO	<i>Diligenciar</i>	CO ₂	<i>Diligenciar</i>	H ₂	<i>Diligenciar</i>	H ₂ S	<i>Diligenciar</i>	H ₂ O	<i>Diligenciar</i>	TOTAL	<i>Diligenciar</i>	<p>CARACTERÍSTICAS DEL GAS</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 30%;">Gravedad Específica</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Densidad [Lbs/Gl]</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>Peso molecular</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>GPM</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Neto Ideal</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Neto Real</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Bruto Ideal</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Bruto Real</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> <tr> <td>F Compresibilidad</td> <td><i>Diligenciar</i></td> </tr> </table> <p>DATOS ADICIONALES</p> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>	Gravedad Específica	<i>Diligenciar</i>	Densidad [Lbs/Gl]	<i>Diligenciar</i>	Peso molecular	<i>Diligenciar</i>	GPM	<i>Diligenciar</i>	BTU Neto Ideal	<i>Diligenciar</i>	BTU Neto Real	<i>Diligenciar</i>	BTU Bruto Ideal	<i>Diligenciar</i>	BTU Bruto Real	<i>Diligenciar</i>	F Compresibilidad	<i>Diligenciar</i>
Tipo de proyecto	<i>Autogeneración eléctrica</i>																																																																																									
Combustible	<i>Gas Natural (Residual)</i>																																																																																									
Años estimados del proyecto	<i>5 - 10 años</i>																																																																																									
Disponibilidad requerida	<i>> 97%</i>																																																																																									
Ubicación	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Coordenadas	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Altura sobre nivel del mar	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Temperatura ambiente máxima	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Humedad relativa máxima	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Ubicación	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Coordenadas	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Potencia requerida	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Factor de potencia	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Fases	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Voltaje	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Frecuencia	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Caudal prom:	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Cromatografía:																																																																																										
C1	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
C2	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
C3	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
IC4	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
NC4	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
IC5	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
NC5	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
C6	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
C7+	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
O ₂	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
N ₂	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
CO	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
CO ₂	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
H ₂	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
H ₂ S	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
H ₂ O	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
TOTAL	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Gravedad Específica	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Densidad [Lbs/Gl]	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
Peso molecular	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
GPM	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
BTU Neto Ideal	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
BTU Neto Real	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
BTU Bruto Ideal	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
BTU Bruto Real	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
F Compresibilidad	<i>Diligenciar</i>																																																																																									
INFORMACIÓN REQUERIDA																																																																																										
<p>Sobre la generación:</p> <p>Tipo de tecnología</p> <p>Potencia ofrecida</p> <p>Heat rate</p> <p>Sobre la necesidad de tratamiento:</p> <p>Cuáles son las condiciones mínimas de calidad del gas que requieren sus máquinas? En el evento que el gas no cumpla con los requerimientos mínimos de calidad, cuales serían las facilidades y la tecnología que se utilizaría para llevar el gas a los requerimientos mínimos (Ofrece dicha tecnología?).</p> <p>Sobre los costos</p> <p>Por favor indicar de acuerdo a las características presentadas del proyecto, el costo por Mw instalado, asociado a su tecnología; y un factor sobre el valor del CAPEX que permita determinar los costos anuales de Operación y Mantenimiento de la planta generadora.</p> <hr/> <p>NOTA 1: Por favor plantear 2 escenarios: El primero teniendo en cuenta el caudal de 450 KPCD y el segundo indicando el caudal requerido para cumplir con los requerimientos del centro de consumo.</p> <p>NOTA 2: Dado que se trata de un análisis a nivel conceptual, realice los supuestos que considere necesarios e indíquelos.</p>																																																																																										

ANEXO D

PROVEEDORES* DE SERVICIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

NOMBRE	WEBSITE	CIUDAD	DIRECCIÓN	NÚMERO TELÉFONO	PERSONA DE CONTACTO	E-MAIL
ENERGÍA INTEGRAL ANDINA S.A.	www.energiaintegralandina.com	Bogotá D.C	Carrera 198 -166-82	(1) 6684343	Blanca ortiz	blanca.ortiz@energiaintegralandina.com
ENERGY INTERNACIONAL COLOMBIA LIMITADA – ENINTCO LTDA	www.energyinternational.com	Bogotá D.C	Calle 93 Nº 17-25 Of. 309	(1) 2560422	Emil Goyes	emil_goyes@enintco.com mario_hurtado@enintco.co
AGGREKO COLOMBIA S.A.S.	www.aggreko.com.co	Bogotá D.C	Carrera 18 Nº 86A-14 Of. 309	(1) 7046135	Mauricio Perez	mauricio.perez@aggreko.com.co
DISICO S.A.		Bogotá D.C.	Carrera 25 Nº 24 A -47	(1) 3694747	Andres Sanchez Ivonney Tietje Chivita	disico@disico.com.co
MECÁNICOS ASOCIADOS S.A.	www.masateam.com	Bogotá D.C.	Carrera 7 No. 74-56 Of.703	(1) 5951222	Pedro Dario Novoa	informacion@masateam.com pnovoa@masateam.com
GENERAL ELECTRIC INTERNATIONAL INC. SUCURSAL COLOMBIA	www.ge.com	Bogotá D.C.	Calle 113 Nº 7-80 TOAR Of. 1001	(1) 7425660	Roberto Yepes Valdeirrama	roberto.yepes@ge.com
PEGSALTD.A. / E2 ENERGÍA EFICIENTE S.A. E.S.P. / DISICO	www.pegsa.com.co	Bogotá D.C.	Transv. 55 Nº 98 A-66, Of. 411	(1) 6210345	Ing. Pedro Elías Gomez Cala Ing. Wilson E. Anaya	pedro.gomez@pegsa.com.co wilson.anaaya@pegsa.com.co
EQUITEC S.A.	www.equitec.cc	Bogotá D.C.	Carrera 42 Nº 20 B - 4	(1) 3377066	Liliana cambas medellin	proyectos.especiales@equitec.cc
FTC ENERGY GROUP S.A.	www.ftcenergygroup.com.co	Bogotá D.C.	Calle 23 Nº 116-31 Bodega 7 y 8, Parque industrial I Puerto central	(1) 7459090	Dario Martinez Meneses	gerencia@ftcenergygroup.com.co
UNIÓN TEMPORAL "SOLUCIONES ENERGÉTICAS"		Bogotá D.C.	Calle 76 Nº 2-22 (201)	(1) 2100764	Eduardo Estrada Hurtado	eduardo.estrada@comhigenmovil.com
SUPERNOVA ENERGY SERVICES S.A.S	www.supernova-es.com	Medellin	Calle 7 No. 39 -215 Ofic. 604	(4) 3111854	Nestor Moséres	nestor.moseres@supernova-es.com
TRIENERGY S.A.	www.grupotrienergy.com	Bogotá D.C.	Calle 24 No. 95 -12 Bodega 46	(1) 4287266	Manuel Gimenez	m.gimenez@grupotrienergy.com
GENSER POWER COLOMBIA	www.genserpower.com	Bogotá D.C.	Calle 81 No. 19A -18 Of. 302	(1) 5300315	Pablo Tirbin	info@genserpower.com
M&C LTDA	www.mycltda.com	Barranca/meja	Calle 47 No. 22-29 Piso 2	(7) 6114383	Manuel Bayoba Bautista	info@mycltda.com
DYPROTEC LTDA	www.dyprotec.com	Bogotá D.C.	Calle 127 No. 16A-76 Piso 7	(1) 6279310	Hector Salazar René Rodríguez	info@dyprotec.com
WÁRTSILÁ COLOMBIA S.A.	www.wartsila.com	Bogotá D.C.	Calle 98 No. 69 -64	(1) 6432150	Jaime Figueras Olano	jaime.figueras@wartsila.com german.restrepo@wartsila.com
J. E. JAIMES INGENIEROS S.A.	www.generacioncolombiasa.com	Bogotá D.C.	Calle 63 No. 21 -36	(1) 3599300	Jhon Wilson Huertas	wilson.huertas@jaimesingenieros.com.co
PROYECTOS DE INGENIERIAS S.A. PROING S.A.	www.proing.com.co	Yumbo	Carrera 38 No. 15-229 ACOPI	(2) 6544436	Diego Yugueros Izquierdo	licitaciones@proing.com.co
STEWART & STEVENSON DELAS AMÉRICAS COLOMBIA LTDA	www.ssss.com.co	Bogotá D.C.	Av. Americas No. 32A 51	(1) 3694444	Julio Cesar Rey Gabriela Rueda B.	julio.rey@sss.com.co gabriela.rueda@sss.com.co

* Participantes de La Inteligencia de mercados IM 30-1359, realizada en Marzo de 2010 por la Dirección de Abastecimiento de Bienes y Servicios de Ecopetrol –DAB y cuyo objetivo era "Conocer el mercado y definir las estrategias para contratar los servicios de Generación de energía eléctrica con gas, crudo o diesel para Ecopetrol S.A."

ANEXO E

RESUMEN DE LAS CARGAS ELÉCTRICAS AYACUCHO

IDENTIFICACION EQUIPO ELECTRICO	SERVICIO	USO DEL EQUIPO	DISEÑO		OPERACION NORMAL		POTENCIA	VOLTAJE DE ALIMENTACION	OBSERVACIONES
			KW	KVA	KW	KVA	HP	V	
CARGAS EXISTENTES CONECTADAS AL TABLERO AYA-CMT-01, 6300 V, 3 FASES, 60 HZ									
UN-1510	UNIDAD DE REFINADOS 1								ELIMINADA
UN2-LN14	UNIDAD DE REFINADOS 2								ELIMINADA
UN3-LN16	UNIDAD No.3 LINEA 16"-CRUDO	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1119	1119	1316	1500	6300		Línea Ayacucho-Coveñas - 16"
UN1-LN14	UNIDAD No.1 LINEA 14"-CCL	SERVICIO NORMAL CONTINUO	746	746	878	1000	6300		Crudo Caño Limón-Coveñas - 14"
UN2-LN16	UNIDAD No.2 LINEA 16"-CRUDO	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1119	1119	1316	1500	6300		Línea Ayacucho-Coveñas - 16"
UN1-LN16	UNIDAD No.1 LINEA 16"-CRUDO	RESERVA	1119	0	0	1500	6300		Línea Ayacucho-Coveñas - 16"
CARGAS NUEVAS AYACUCHO 1, 6300 V, 3 FASES, 60HZ									
UN-9440	BOMBA TIPO TORNILLO No. 1	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1119	1119	1316	1500	6300		Existente Diesel a cambiar por eléctrica
UN-9450	BOMBA TIPO TORNILLO No. 2	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1119	1119	1316	1500	6300		Existente Diesel a cambiar por eléctrica
UN-9460	BOMBA TIPO TORNILLO No. 3	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1119	1119	1316	1500	6300		Existente Diesel a cambiar por eléctrica
UN-9470	BOMBA TIPO TORNILLO No. 4	RESERVA	1119	0	0	1500	6300		Standby
TR-3	TRANSFORMADOR No. 1 3 MVA - 6300 V/480 V, 3f, 60 HZ	SERVICIO NORMAL CONTINUO	2550	2550	3000		6300		Reemplaza al existente de 2 MVA
TR-4	TRANSFORMADOR No. 2 3 MVA - 6300 V/480 V, 3f, 60 HZ	RESERVA	2550	0	0		6300		Respaldo de TR-1
CARGAS NUEVAS AYACUCHO 2, 6300 V, 3 FASES, 60HZ									
BPC-1410	BOMBA PPAL No. 1 - AYACUCHO 2	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1753	1753	2062	2350	6300		
BPC-1420	BOMBA PPAL No. 2 - AYACUCHO 2	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1753	1753	2062	2350	6300		
BPC-1430	BOMBA PPAL No. 3 - AYACUCHO 2	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1753	1753	2062	2350	6300		
BPC-1440	BOMBA PPAL No. 4 - AYACUCHO 2	RESERVA	1753	0	0	2350	6300		
TR-5	TRANSFORMADOR NO.5, 6300 V/480 V, 3 FASES, 60 HZ	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1360	1360	1600		6300		
TR-6	TRANSFORMADOR NO.6, 6300 V/480 V, 3 FASES, 60 HZ	RESERVA	1360	0	0		6300		
CARGAS PROGRAMA DE EVACUACIÓN DE CRUDOS, 6300 V, 3 FASES, 60 HZ									
PENDIENTE	BOMBA EVACUACIÓN CRUDOS No.1	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1865	1865	2194	2500			
PENDIENTE	BOMBA EVACUACIÓN CRUDOS No.2	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1865	1865	2194	2500			
PENDIENTE	BOMBA EVACUACIÓN CRUDOS No.3	RESERVA	1865	0	0	2500			
PENDIENTE	RESERVA EQUIPADA No. 1, CRUDOS PESADOS (FUTURO)	SERVICIO NORMAL CONTINUO	4845	0	0				Esta carga se incluye dentro de la capacidad ONAF del trafo
PENDIENTE	RESERVA EQUIPADA No. 2, CRUDOS PESADOS (FUTURO)	RESERVA	4845	0	0				
TR-7	TRANSFORMADOR NO.7, 6300 V/480 V, 3 FASES, 60 HZ	SERVICIO NORMAL CONTINUO	1275	1275	1500		6300		
TR-8	TRANSFORMADOR NO.8, 6300 V/480 V, 3 FASES, 60 HZ	RESERVA	1275				6300		
CARGAS FUTURO DESCARGADERO - 6300 V, 3 FASES, 60 HZ.									
PENDIENTE	TRANSFORMADOR DESCARGADERO 6.300 V/ 480 V		425	425	500				

TOTAL CARGA SIMULTÁNEA DE OPERACIÓN NORMAL 20940 24636

RESERVA PARA AMPLIACIONES FUTURAS (22%) 4607 5420

CARGA MINIMA PARA DIMENSIONAMIENTO TRANSFORMS. 25547 30055

POTENCIA REQUERIDA DE LOS TRANSFORMADORES PRINCIPALES: TR-1 y TR-2 (KW-KVA) 25500 30000

NOTAS:

- 1HP = 0.746 Kw
- SE ASUME PF = 0.85 PARA TODOS LOS TRANSFORMADORES Y/O MOTORES

CONCLUSION:

Se seleccionan los transformadores principales TR-1 y TR-2 con potencia nominal ONA 25MVA y ONAF 30 MVA, con relación de transformación 115kV/6.3kV Tap central.

ANEXO F

CROMATOGRAFIA Y CAUDAL DEL GAS DISPONIBLE EN LA ESTACIÓN SAN ROQUE

CROMATOGRAFIA ESTACIÓN SAN ROQUE	
Presión base (Psia):	14.65
Temperatur base (°F):	60
Fecha:	31/03/2011
<u>RESULTADOS</u>	
C1	81.238
C2	6.032
C3	7.251
IC4	1.119
NC4	2.068
IC5	0.627
NC5	0.586
C6+	0.133
O2	0.000
N2	0.383
H2	0.000
CO	0.000
CO ₂	0.562
H ₂ O	0.000
TOTAL	100.00
Gravedad Específica	0.73613
Densidad [Lbs/Gl]	0.05618
Peso molecular	21.2493
GPM	4.00444
BTU Neto Ideal	1150.9209
BTU Neto Real	1155.1614
BTU Bruto Ideal	1264.5342
BTU Bruto Real	1269.193
F Compresibilidad	0.99633
Densidad del aire (@S.C)	-

Fuente: Características de los fluidos. Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol (SOM)

CANTIDADES DE GAS EN LA PLANTA SAN ROQUE				
Mes (2011)	TOTAL (KPC)	Consumo en el campo	Quemado al aire	Prom. gas disponible / día
ABRIL	15131	2100	13031.00	434.37
MAYO	16901	3022	13879.00	462.63
JUNIO	15804	1800	13504.00	450.13
JULIO	16322	1860	13462.00	448.73
AGOSTO	16486	2030	13456.00	448.53
SEPTIEMBRE	16566	2100	13466.00	448.87
OCTUBRE	16317	2170	13647.00	454.90
NOVIEMBRE	16154	2100	13554.00	451.80
DICIEMBRE	16677	2170	13507.00	450.23
			Promedio:	450.02 KPCD

Fuente: Forma 30 – Informe ambiental estación San Roque,
Superintendencia de Operaciones de Mares de Ecopetrol (SOM)

ANEXO G

PRESUPUESTO LINEA AGUACHICA - AYACUCHO 115 KV 35 MVA

UNIDAD CONSTRUCTIVA	DESCRIPCION	VALOR INSTALADO \$ DIC 2007	VALOR UNITARIO \$ DIC 2007	VIDA UTIL	% DE LA CONEXIÓN	UNIDADES	SUB TOTAL	IPP	TOTAL PROYECTO
N45	km LINEA RURAL-CIRCUITO SENCILLO - ESTRUCTURA CONCRETO-CONDUCTOR D N4-1	\$ 161,668,000		40	100%	40	\$ 6,466,720,000	1.149	\$ 7,429,671,887
N457	BAHIA DE LINEA - CONFIGURACION BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA - TIPO CONVENCIONAL	\$ 700,846,000		30	100%	1	\$ 700,846,000	1.149	\$ 805,208,177
N4CR2	COMPENSACION REACTIVA - CAPACIDAD FINAL MAYOR 6 AL2 MVAR NIVEL 4	\$ 14,820	\$ 36,038,000	30	100%	10000	\$ 184,238,000	1.149	\$ 211,672,670
N4S45	SISTEMA DE CONTROL DE LA SUBESTACION (S/E 115 KV/34.5 KV)	\$ 112,285,000		10	57%	1	\$ 64,002,450	1.149	\$ 73,532,982
N4S41	MODULO COMUN TIPO 1 (L.A. 3 BAHIAS) TIPO CONVENCIONAL O ENCAPSULADA CUALQUIER CONF	\$ 519,313,000		30	57%	1	\$ 296,008,410	1.149	\$ 340,086,684
N4S48	CASA DE CONTROL NIVEL DE TENSION 4 (\$/M2)	\$ 2,000,000		30	57%	0	\$ -	1.149	\$ -
N4S19	PROTECCION DIFERENCIAL DE BARRAS DE UNA/DIS/TRES/CUATRO ZONAS	\$ 81,322,000		30	57%	1	\$ 46,353,540	1.149	\$ 53,255,993
N4EQ1	UNIDAD DE ADQUISICION DE DATOS	\$ 74,373,000		10	57%	1	\$ 42,392,610	1.149	\$ 48,705,245
N4EQ2	TRANSFORMADOR DE TENSION NIVEL 4	\$ 33,967,000		40	57%	1	\$ 19,361,190	1.149	\$ 22,244,243
N4EQ3	ARMARIO CONCENTRADOR (MARSHALL IN KIOSK)	\$ 9,776,000		40	57%	1	\$ 5,572,320	1.149	\$ 6,402,088
N4EQ4	UNIDAD DE CALIDAD DE POTENCIA PQ. CREG 024 2005	\$ 14,907,000		10	57%	1	\$ 8,496,990	1.149	\$ 9,762,267
N4EQ5	ENLACE DE COMUNICACIONES SATELITAL	\$ 11,776,000		10	57%	1	\$ 6,712,320	1.149	\$ 7,711,844
N4EQ6	ENLACE DE COMUNICACIONES MICOONDAS	\$ 61,043,000		10	57%	1	\$ 34,794,510	1.149	\$ 39,975,721
N4EQ7	ENLACE DE FIBRA OPTICA	\$ 14,080,000		10	57%	1	\$ 8,025,600	1.149	\$ 9,220,683
N4EQ8	SISTEMA DE COMUNICACIONES POR ONDA PORTADORA	\$ 26,446,000		10	57%	1	\$ 15,074,220	1.149	\$ 17,318,905
N4EQ9	SISTEMA DE TELEPROTECCION	\$ 18,665,000		10	57%	1	\$ 10,639,050	1.149	\$ 12,223,299
N4EQ10	INTERFASE DE USUARIO (IHM)	\$ 92,069,000		10	57%	1	\$ 52,479,330	1.149	\$ 60,293,967
N4EQ11	UNIDAD TERMINAL REMOTA	\$ 149,672,000		10	57%	1	\$ 85,313,040	1.149	\$ 98,016,907
N4EQ12	GATEWAY COMUNICACIONES	\$ 13,646,000		10	57%	1	\$ 7,778,220	1.149	\$ 8,936,466
CCS9	SCADA TIPO 2	\$ 5,341,312,000		10	57%	1	\$ 3,044,547,840	1.149	\$ 3,497,907,980
CCS10	SISTEMA DE MANEJO DE ENERGIA EMS TIPO 2	\$ 1,624,656,000		10	57%	1	\$ 926,053,920	1.149	\$ 1,063,951,551
CCS11	SISTEMA DE GESTION DE DISTRIBUCION DMS TIPO 2	\$ 704,306,000		10	57%	1	\$ 401,454,420	1.149	\$ 461,234,539
CCS12	SISTEMA DE INFORMACION GEOGRAFICO: GIS TIPO 2	\$ 1,073,394,000		10	57%	1	\$ 611,834,580	1.149	\$ 702,942,168
CCS13	ENLACE ICCP TIPO 2	\$ 88,659,000		10	57%	1	\$ 50,535,630	1.149	\$ 58,060,833
CCS14	SISTEMA DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO (DES-FES, PQ, KW/H) TIPO 2	\$ 704,772,000		10	57%	1	\$ 401,720,040	1.149	\$ 461,539,712
CCS15	SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 2	\$ 846,723,000		10	57%	1	\$ 482,632,110	1.149	\$ 554,500,306
CCS16	EDIFICIO DE CONTROL TIPO 2	\$ 1,059,999,000		30	57%	1	\$ 604,199,430	1.149	\$ 694,170,077
									\$ 16,748,547,194

Generalidades de la línea

Potencia:	30 MVA
Tensión:	115 Kv
Kilómetros de línea:	40 km
Total presupuesto:	\$16,748,547,194
Estimado \$COP/km:	\$418,713,680
Estimado \$USD/km:	\$220,376
Tasa AOM:	3.20%

Potencia en Aguachica

MVA	% DE POTENCIA
30	ECOPETROL AYACUCHO 57%
10	TISQUIRAMA 19%
13	AGUACHICA 25%
53	

ANEXO H


CALCULO DE LA DISTANCIA ENTRE LOS CENTROS DE CONSUMO Y GENERACIÓN

CALCULO DE DISTANCIAS			
Lugar	Coordenadas	Distancia lineal	Aumento del 20% por no linealidad del sistema.
Ayacucho	Latitud: 8,6014 N Longitud: 73,6088 O	32 km	40 km
Aguachica	Latitud: 8,3146 N Longitud: 73,6088 O		
Aguachica	Latitud: 8,3146 N Longitud: 73,6088 O	34 km	41 km
San Roque	Latitud: 8,0139 N Longitud: 73,5959 O		
TOTAL			81 km

NOTA: Para el cálculo de las distancias, se hizo uso de la herramienta ofrecida por Tutiempo.net y disponible en internet en la dirección http://www.tutiempo.net/p/distancias/calcular_distancias.html

ANEXO I

FORMATO PARA LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN A PROVEEDORES DE SERVICIOS DE GENERACIÓN - CASO AYACUCHO

FORMATO PARA LA SOLICITUD DE INFORMACIÓN A PROVEEDORES DE EQUIPOS DE GENERACIÓN Y TRATAMIENTO Modelo financiero para determinar viabilidad en proyectos de autogeneración eléctrica Vicepresidencia de Transporte y Logística Gerencia de Operación Central																																																																																										
<p>GENERALIDADES</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Tipo de proyecto</td> <td><i>Autogeneración eléctrica</i></td> </tr> <tr> <td>Combustible</td> <td><i>Gas Natural (Residual)</i></td> </tr> <tr> <td>Años estimados del proyecto</td> <td><i>5 - 10 años</i></td> </tr> <tr> <td>Disponibilidad requerida</td> <td><i>> 97%</i></td> </tr> </table> <p>CARACTERÍSTICAS DEL LUGAR DE GENERACIÓN</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Ubicación</td> <td><i>San Roque - Sur del Cesar</i></td> </tr> <tr> <td>Coordenadas</td> <td><i>Ltd: 8° 2' 37.886" Long: 73° 35' 45.206"</i></td> </tr> <tr> <td>Altura sobre nivel del mar</td> <td><i>87 msnm</i></td> </tr> <tr> <td>Temperatura ambiente máxima</td> <td><i>96 - 110 °F</i></td> </tr> <tr> <td>Humedad relativa máxima</td> <td><i>85 %</i></td> </tr> </table> <p>CARACTERÍSTICAS CENTRO DE CONSUMO (CC)</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Ubicación</td> <td><i>Ayacucho - Sur del Cesar</i></td> </tr> <tr> <td>Coordenadas</td> <td><i>Ltd: 8° 2' 37.886" Long: 73° 35' 45.206"</i></td> </tr> <tr> <td>Potencia requerida</td> <td><i>21 MW</i></td> </tr> <tr> <td>Factor de potencia</td> <td><i>0.8</i></td> </tr> <tr> <td>Fases</td> <td><i>3</i></td> </tr> <tr> <td>Voltaje</td> <td><i>6300 V</i></td> </tr> <tr> <td>Frecuencia</td> <td><i>60 Hz</i></td> </tr> </table>	Tipo de proyecto	<i>Autogeneración eléctrica</i>	Combustible	<i>Gas Natural (Residual)</i>	Años estimados del proyecto	<i>5 - 10 años</i>	Disponibilidad requerida	<i>> 97%</i>	Ubicación	<i>San Roque - Sur del Cesar</i>	Coordenadas	<i>Ltd: 8° 2' 37.886" Long: 73° 35' 45.206"</i>	Altura sobre nivel del mar	<i>87 msnm</i>	Temperatura ambiente máxima	<i>96 - 110 °F</i>	Humedad relativa máxima	<i>85 %</i>	Ubicación	<i>Ayacucho - Sur del Cesar</i>	Coordenadas	<i>Ltd: 8° 2' 37.886" Long: 73° 35' 45.206"</i>	Potencia requerida	<i>21 MW</i>	Factor de potencia	<i>0.8</i>	Fases	<i>3</i>	Voltaje	<i>6300 V</i>	Frecuencia	<i>60 Hz</i>	<p>CARACTERÍSTICAS DEL GAS</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Caudal prom:</td> <td><i>450 MPCD</i></td> </tr> <tr> <td>Cromatografía:</td> <td></td> </tr> <tr> <td> C1</td> <td><i>81.238</i></td> </tr> <tr> <td> C2</td> <td><i>6.032</i></td> </tr> <tr> <td> C3</td> <td><i>7.251</i></td> </tr> <tr> <td> IC4</td> <td><i>1.119</i></td> </tr> <tr> <td> NC4</td> <td><i>2.068</i></td> </tr> <tr> <td> IC5</td> <td><i>0.627</i></td> </tr> <tr> <td> NC5</td> <td><i>0.586</i></td> </tr> <tr> <td> C6</td> <td><i>0.133</i></td> </tr> <tr> <td> C7+</td> <td><i>0.000</i></td> </tr> <tr> <td> O₂</td> <td><i>0.000</i></td> </tr> <tr> <td> N₂</td> <td><i>0.383</i></td> </tr> <tr> <td> CO</td> <td><i>0.000</i></td> </tr> <tr> <td> CO₂</td> <td><i>0.562</i></td> </tr> <tr> <td> H₂</td> <td><i>0.000</i></td> </tr> <tr> <td> H₂S</td> <td><i>0.000</i></td> </tr> <tr> <td> H₂O</td> <td><i>0.001</i></td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td><i>100.000</i></td> </tr> </table>	Caudal prom:	<i>450 MPCD</i>	Cromatografía:		C1	<i>81.238</i>	C2	<i>6.032</i>	C3	<i>7.251</i>	IC4	<i>1.119</i>	NC4	<i>2.068</i>	IC5	<i>0.627</i>	NC5	<i>0.586</i>	C6	<i>0.133</i>	C7+	<i>0.000</i>	O ₂	<i>0.000</i>	N ₂	<i>0.383</i>	CO	<i>0.000</i>	CO ₂	<i>0.562</i>	H ₂	<i>0.000</i>	H ₂ S	<i>0.000</i>	H ₂ O	<i>0.001</i>	TOTAL	<i>100.000</i>	<p>CARACTERÍSTICAS DEL GAS</p> <table style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="width: 30%;">Gravedad Especifica</td> <td><i>100</i></td> </tr> <tr> <td>Densidad [Lbs/Gl]</td> <td><i>0</i></td> </tr> <tr> <td>Peso molecular</td> <td><i>0.73613</i></td> </tr> <tr> <td>GPM</td> <td><i>0.05618</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Neto Ideal</td> <td><i>21.2493</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Neto Real</td> <td><i>4.00444</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Bruto Ideal</td> <td><i>1150.9209</i></td> </tr> <tr> <td>BTU Bruto Real</td> <td><i>1155.1614</i></td> </tr> <tr> <td>F Compresibilidad</td> <td><i>1264.5342</i></td> </tr> </table> <p>DATOS ADICIONALES</p> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/> <hr/>	Gravedad Especifica	<i>100</i>	Densidad [Lbs/Gl]	<i>0</i>	Peso molecular	<i>0.73613</i>	GPM	<i>0.05618</i>	BTU Neto Ideal	<i>21.2493</i>	BTU Neto Real	<i>4.00444</i>	BTU Bruto Ideal	<i>1150.9209</i>	BTU Bruto Real	<i>1155.1614</i>	F Compresibilidad	<i>1264.5342</i>
Tipo de proyecto	<i>Autogeneración eléctrica</i>																																																																																									
Combustible	<i>Gas Natural (Residual)</i>																																																																																									
Años estimados del proyecto	<i>5 - 10 años</i>																																																																																									
Disponibilidad requerida	<i>> 97%</i>																																																																																									
Ubicación	<i>San Roque - Sur del Cesar</i>																																																																																									
Coordenadas	<i>Ltd: 8° 2' 37.886" Long: 73° 35' 45.206"</i>																																																																																									
Altura sobre nivel del mar	<i>87 msnm</i>																																																																																									
Temperatura ambiente máxima	<i>96 - 110 °F</i>																																																																																									
Humedad relativa máxima	<i>85 %</i>																																																																																									
Ubicación	<i>Ayacucho - Sur del Cesar</i>																																																																																									
Coordenadas	<i>Ltd: 8° 2' 37.886" Long: 73° 35' 45.206"</i>																																																																																									
Potencia requerida	<i>21 MW</i>																																																																																									
Factor de potencia	<i>0.8</i>																																																																																									
Fases	<i>3</i>																																																																																									
Voltaje	<i>6300 V</i>																																																																																									
Frecuencia	<i>60 Hz</i>																																																																																									
Caudal prom:	<i>450 MPCD</i>																																																																																									
Cromatografía:																																																																																										
C1	<i>81.238</i>																																																																																									
C2	<i>6.032</i>																																																																																									
C3	<i>7.251</i>																																																																																									
IC4	<i>1.119</i>																																																																																									
NC4	<i>2.068</i>																																																																																									
IC5	<i>0.627</i>																																																																																									
NC5	<i>0.586</i>																																																																																									
C6	<i>0.133</i>																																																																																									
C7+	<i>0.000</i>																																																																																									
O ₂	<i>0.000</i>																																																																																									
N ₂	<i>0.383</i>																																																																																									
CO	<i>0.000</i>																																																																																									
CO ₂	<i>0.562</i>																																																																																									
H ₂	<i>0.000</i>																																																																																									
H ₂ S	<i>0.000</i>																																																																																									
H ₂ O	<i>0.001</i>																																																																																									
TOTAL	<i>100.000</i>																																																																																									
Gravedad Especifica	<i>100</i>																																																																																									
Densidad [Lbs/Gl]	<i>0</i>																																																																																									
Peso molecular	<i>0.73613</i>																																																																																									
GPM	<i>0.05618</i>																																																																																									
BTU Neto Ideal	<i>21.2493</i>																																																																																									
BTU Neto Real	<i>4.00444</i>																																																																																									
BTU Bruto Ideal	<i>1150.9209</i>																																																																																									
BTU Bruto Real	<i>1155.1614</i>																																																																																									
F Compresibilidad	<i>1264.5342</i>																																																																																									
INFORMACIÓN REQUERIDA																																																																																										
<p>Sobre la generación:</p> <p>Tipo de tecnología</p> <p>Potencia ofrecida</p> <p>Heat rate</p> <p>Sobre la necesidad de tratamiento:</p> <p>Cuáles son las condiciones mínimas de calidad del gas que requieren sus máquinas? En el evento que el gas no cumpla con los requerimientos mínimos de calidad, cuáles serían las facilidades y la tecnología que se utilizaría para llevar el gas a los requerimientos mínimos (Ofrece dicha tecnología?).</p> <p>Sobre los costos</p> <p>Por favor indicar de acuerdo a las características presentadas del proyecto, el costo por Mw instalado, asociado a su tecnología; y un factor sobre el valor del CAPEX que permita determinar los costos anuales de Operación y Mantenimiento de la planta generadora.</p> <hr/> <p>NOTA 1: Por favor plantear 2 escenarios: El primero teniendo en cuenta el caudal de 450 KPCD y el segundo indicando el caudal requerido para cumplir con los requerimientos del centro de consumo.</p> <p>NOTA 2: Dado que se trata de un análisis a nivel conceptual, realice los supuestos que considere necesarios e indíquelos.</p>																																																																																										

ANEXO J

RESPUESTA DE LOS PROVEEDORES A LA SOLICITUD DE ASESORIA FRENTE AL PROYECTO AYACUCHO

Proveedor

ENERGY INTERNACIONAL COLOMBIA LIMITADA – ENINTCO LTDA.

Contacto: Mario Hurtado.
Email: mario_hurtado@enintco.co
Ciudad: Bogotá D.C

1. SOBRE LA GENERACIÓN.

➤ **Tipo de tecnología:**

Podemos ofrecer generación con turbinas a gas o motores a gas, todo dependería de la configuración de las cargas para determinar el equipo exacto que aplicaría.

➤ **Referencia del equipo, potencia ofrecida y heat rate:**

Al ser un proyecto de generación de 21Mw recomendaríamos turbinas a gas de 5Mw o 10Mw facilitando la maniobrabilidad de las cargas, si la carga es en bloque podemos colocar una turbina de 21Mw. Al utilizar estos equipos los costos de instalación, mantenimiento y operación son bajos e igualmente la disponibilidad y confiabilidad serian altas.

2. SOBRE LAS NECESIDADES DEL TRATAMIENTO

➤ **Condiciones del gas:**

Preliminarmente el gas que nos envían podría funcionar para generar pero requiere un tratamiento. El volumen de gas necesario a utilizar esta entre 4.4 mmscdf y 5mmscdf de pendiendo de los equipos que se elijan.

La tecnología para el tratamiento del gas depende de análisis que hagamos con fabrica, de todos modos confirmamos que para la composición del gas que han enviado podemos ofrecer también el sistema de tratamiento de gas.

3. TIPO DE CONTRATO A OFRECER:

Podemos ofrecer un contrato mediante la modalidad de EPC, y podemos también ofrecer un contrato tipo BOOMT, preferiblemente a 8 o 10 años donde Energy International, realizaría el suministro de los equipos, construcción, montaje, arranque, operación y mantenimiento y a través de una tarifa de Kwh se realizaría el retorno de la inversión, actualmente tenemos contratos con este modelo, dentro y fuera del país. Adjunto catálogos de algunos de los proyectos.

Proveedor
AGGREKO COLOMBIA S.A.S.

Contacto: Mauricio Pérez
Email: mauricio.perez@aggreko.com.co
Ciudad: Bogotá D.C

1. SOBRE LA GENERACIÓN.

- **Tipo de tecnología:** Motores de Combustión Interna para Gas natural
- **Referencia del equipo:** Cummins QSK60
- **Potencia ofrecida:** 1MW por cada generador

2. SOBRE LAS NECESIDADES DEL TRATAMIENTO

Evaluando la calidad del gas, no habría necesidad de realizar un tratamiento para este gas; el Índice de Metano que obtenemos después del análisis es de 54, lo cual representa un derrateo de 25% sobre la capacidad/potencia de la maquina.

3. TIPO DE CONTRATO A OFRECER:

AGgreko desarrolla la ingeniería, hace la procura necesaria y construye las planta de generación de acuerdo con el criterio técnico propio y de la legislación loca; sin embargo el modelo Aggreko considera que la propiedad de las maquinas se mantenga como nuestra y lo suministramos es el KWh.

INFO. ADICIONAL:

- Con una disponibilidad de 450KPCD tendremos una capacidad estimada de generar 1,8 MW de forma continua; considerando la capacidad de 21 MW, estimamos se requerirían 5,9 MMPCD.
 - Considerando el suministro de 21 MW de potencia continúa por 5 años; el precio final de venta del servicio de generación sin incluir el costo del gas estaría entre 60 y 65 US\$/MWh. El heat raten de los equipos ofrecidos es de 10.000 BTU's/KWh y la O&M debe estar en el orden de 12,5 US\$/MWh
-

Proveedor

GENERAL ELECTRIC INTERNATIONAL INC. SUCURSAL COLOMBIA

Contacto: José Matiz
Email: jose.matiz@ge.com
Ciudad: Bogotá D.C

1. SOBRE LA GENERACIÓN.

- **Tipo de tecnología:** Turbina de trabajo pesado modelo GE MS5001PA, diseñada bajo estándares API.
- **Potencia ofrecida:** en las condiciones especificadas hasta 21.8 MWe a 96°F (para mayores detalles ver archivo anexo con estimaciones a diferentes temperaturas medioambientales)
- **Heat rate:** en las condiciones especificadas 13,474 kJ/kWh a 96°F (para mayores detalles ver archivo anexo con estimaciones a diferentes temperaturas medioambientales)
- **Costo aproximado:** Turbina GE MS5001PA es de: USD 10 a 12 Millones EXW dependiendo de los accesorios y especificaciones. El costo típico de mantenimiento está en el orden de USD4,00/MWh a USD4.40/MWh

2. SOBRE LAS NECESIDADES DEL TRATAMIENTO

En principio podemos utilizar el gas especificado sin ningún tratamiento.

3. TIPO DE CONTRATO A OFRECER:

Nosotros somos fabricantes de equipos, no somos una empresa EPC, en caso necesario podemos asociarnos con una compañía EPC para estos proyectos.

Proveedor
UNION TEMPORAL GENERACIÓN COLOMBIA

Contacto: Wilson Huertas
Email: Wilson.huertas@jejaimesingenieros.com.co
Ciudad: Bogotá D.C

Tecnología usada para la generación UTGC utiliza motores recíprocos (combustión interna) con potencias que van de 1MW hasta 8MW, utilizando como combustible gas Natural.

Estructura de costos.(CAPEX - OPEX), El valor de Capex por MW instalado está entre US \$ 1 millones y US\$ 1,3 millones y el OPEX esta del orden del 20 al 25 % del valor de la inversión.

Caudales de gas usado. El consumo de gas está entre 250kpcd y 300kpcd por cada Megavatio generado dependiendo el fabricante de equipos que se escoja.

Es muy importante que tengas en cuenta, que otra de las variables que en el modelo «Take or Pay» hacen el proyecto viable y atractivo para un contratista es también el potencial de generación a desarrollar y en este caso este flujo «Se dispondría de una cantidad en promedio de 450 KPCD» escasamente nos podría dar una potencia entre 1,2 y 1,5 Mw y esto no es muy atractivo para un contratista a no ser que se hable de mínimo 7 años generando con tarifas por encima de \$160 kw/HR, y en este caso es mas practico y económico para ECP un modelo EPC.

Proveedor
MECÁNICOS ASOCIADOS S.A. - MASA

Contacto: Edison Ramirez
Email: Edison.ramirez@masateam.com
Ciudad: Bogotá D.C

Para el caso de Ayacucho te envío una evaluación rápida y preliminar que han hecho nuestros especialistas de ingeniería, también te adjunto archivo con la respuesta preliminar dada por nuestros especialistas a tu mail del 5 de Enero pasado.

Hemos hecho cálculos muy aproximados con la composición del gas de San Roque, tomando los datos como composición molar y creemos que es necesario implementar un proceso de retiro del propano, 7,251% para llevarlo al 2%, que es máximo permitido por los motores recíprocos, que son los más eficientes para estos casos, del orden del 38%, con la cantidad disponible se podrían generar 2 MW. Otra posibilidad es utilizar turbinas, las cuales no exigen el retiro del propano pero su eficiencia es del orden de 27%, con lo cual se llegaría probablemente al mismo resultado.

Como una indicación del cálculo del CAPEX en centros de generación utilizando motores recíprocos de 3 MW cada uno, el costo total que incluye ingeniería básica y de detalle, compras, construcción, montaje pruebas y puesta en servicio, es de COP 1.500.000.000 por MW, este valor no incluye tratamiento del gas.

ANEXO K

PAGINA DE INICIO DEL APLICATIVO DEL MODELO

MODELO PARA DETERMINAR VIABILIDAD FINANCIERA EN PROYECTOS DE AUTO GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A GAS EN LAS ESTACIONES DEL SISTEMA DE TRANSPORTE DE ECOPETROL S.A



SOBRE EL MODELO

OBJETIVO Y ALCANCE DEL MODELO

INSTRUCCIONES DE USO VIDEO

CONVENCIÓN DE COLORES Y UNIDADES

DATOS DE ENTRADA



1. DATOS GENERALES

2. CARACTERIZACIÓN DEL CENTRO DE CONSUMO

3. CARACTERIZACIÓN DEL LUGAR DE GENERACIÓN

4. OFERTA DE GAS

5. PRECIO DE LA ENERGÍA COMPRADA AL SIN

6. FACILIDADES PARA LA TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

7. CARACTERÍSTICAS DE LA GENERACIÓN

INFORMES Y RESULTADOS

COSTO UNITARIO DE GENERACIÓN

FLUJO DE CAJA DEL TERCERO

FLUJO DE CAJA DE ECOPETROL



RESULTADOS

ANEXO I – A

RESUMEN DE LAS TARIFAS Y FLUJO DE CAJA INCREMENTAL PARA PROYECTO AYACUCHO

RESULTADOS

Autogeneración para Ayacucho con gas disponible en San Roque

Características del proyecto		
Potencia requerida	21	MW
Capacidad instalada planta de generación	1,7	MW
% de la potencia contratada en firme bajo ToP	100	%

Inventario de energía y gas

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía												
<i>Demanda total del centro de consumo</i>	kWh / año	-	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000
<i>Demanda suplida al año por ToP</i>	kWh / año	-	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091
<i>Demanda suplida al año comprada al SIN</i>	kWh / año	-	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909
Gas												
<i>Caudal disponible en el año</i>	KPCD	-	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
<i>Caudal de gas usado en el proceso</i> <small>Requerido por el contrato ToP</small>	KPCD	-	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450

Resumen de los costos de generación

<i>Costo de Capital - CAPEX</i>	2.752.840.909	COP	1.448.864	USD
<i>Costos anuales de AQM - OPEX</i>	297.306.818	COP	156.477	USD
<i>Costo unitario de generación</i>	95,6	COP /kWh	0,0503	USD /kWh

Resumen de tarifas

<i>Tarifa energía comprada al SIN</i>	247,01	COP /kWh	0,1300	USD /kWh
<i>Tarifa de generación (Take or Pay)</i>	111,80	COP /kWh	0,0588	USD /kWh
<i>Costos del combustible por kWh producido</i>	0	COP /kWh	0	USD /kWh
<i>Tarifa de transmisión</i>	430,01	COP /kWh	0,2263	USD /kWh
<i>Tarifa de respaldo a la red</i>	15,20	COP /kWh	0,0080	USD /kWh

Comparación tarifaria entre comprar al SIN y la Autogeneración

<i>Tarifa unitaria de la energía comprada al SIN</i>	247,01	COP /kWh	0,1300	USD /kWh
<i>Tarifa unitaria de la energía por Autogeneración</i>	557,00	COP /kWh	0,2932	USD /kWh

Flujo de caja agregado para el suministro eléctrico para la estación Ayacucho

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	
Flujo de caja para el suministro de la energía comprada al SIN	kUSD	0	-19.133	-19.515	-19.906	-20.304	-20.710	-21.124	-21.547	-21.978	-22.417	-22.865
Flujo de caja para el suministro de la energía incluyendo Autogeneración	kUSD	-72	-20.946	-21.365	-21.793	-22.228	-22.673	-23.126	-23.589	-24.061	-24.542	-25.033
Diferencia entre los flujos para el suministro de energía	kUSD	-72	-1.813	-1.850	-1.887	-1.924	-1.963	-2.002	-2.042	-2.083	-2.125	-2.167

VPN SUMINISTRO DE ENERGÍA	-\$11.089.722	USD	-\$21.070.470.919	COP
TIR	#¡NUM!			

CONCLUSIÓN: El proyecto de Autogeneración no es conveniente para Ecopetrol



ANEXO I - B ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA PLATA DE GENERACIÓN

ESTRUCTURA DE COSTOS DE LA PLATA DE GENERACIÓN (CONTRATISTA)

COSTO DE CAPITAL - CAPEX

Costos Directos

Valor Equipos Principales	(EP)	49% del CAPEX	712.718	USD
Instalación y montaje de Equipos Principales		10% de EP	71.272	
Suministros e instalaciones Mecánicas		18% de EP	128.289	
Suministros e instalaciones Eléctricas		14% de EP	99.780	
Suministros e instalaciones Civiles		12% de EP	85.526	
Subtotal Costos Directos	(CD)		1.097.585	USD

Costos Indirectos

Diseño e Ingenierías - Comisionamiento y Arranque		12% de CD	131.710	
Especiales [Permisos, Licencias, etc.]		3% de EP	21.382	
Gerencia de Proyecto		10% de CD	109.759	
Subtotal Costos Indirectos	(CI)		262.850	USD

Total proyecto

Subtotal Costos Indirectos	(D+)		1.360.435	
Escalación		3% de D+I	34.011	
Contingencias		4% de D+I	54.417	
TOTAL PROYECTO (CAPEX)			\$ 1.448.864	USD

COSTO DE OPERACIÓN - OPEX

Administración, operación y mantenimiento

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Administración		72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443
Operación		43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466
Mantenimiento		57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955
Total Costos de AOM	USD	0	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864
Total Costos anuales de Operación	USD	0	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864
VPN Costos de Operación		728.918									

COSTOS DE FINANCIACIÓN

Tasa Impositiva	33%
Inversión Inicial	1.448.864

USD

APALANCAMIENTO FINANCIERO	
MONTO	1.448.864
TIPO DE CUOTA	Fija
TASA DE INTERÉS	13%
COSTO ESTUDIO DE CRÉDITO	0
PLAZO (AÑOS)	5

USD

EA

AÑO		0	1	2	3	4	5						
APALANCAMIENTO FINANCIERO	USD	1.448.864											
CUOTA FIJA			411.933	411.933	411.933	411.933	411.933	411.933					
Abono a Capital			223.581	252.646	285.490	322.604	364.542	364.542					
Saldo de Capital		1.448.864	1.225.283	972.637	687.146	364.542	0	0					
Intereses			188.352	159.287	126.443	89.329	47.391	47.391					
Gastos Financieros (anuales)			188.352	159.287	126.443	89.329	47.391	47.391					
Total Costos y Gastos anuales del Centro de generación	USD	0	362.216	333.150	300.306	263.193	221.254	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864	173.864

ANEXO I - C INVENTARIO DE ENERGÍA Y GAS

Autogeneración para Ayacucho con gas disponible en San Roque

Inventario de energía y gas

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía												
<i>Demanda total del centro de consumo</i>	kWh / año	-	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000	147.168.000
<i>Demanda suplida al año por ToP</i>	kWh / año	-	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091
<i>Demanda suplida al año comprada al SIN</i>	kWh / año	-	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909	135.580.909
Gas												
<i>Caudal disponible en el año</i>	KPCD	-	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
<i>Caudal de gas usado en el proceso</i> <small>Requerida por el contrato ToP</small>	KPCD	-	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450

ANEXO I - D FLUJO DE CAJA DEL TERCERO

FLUJO DE CAJA - TERCERO

Información paramétrica

DATOS ANUALES

<i>Parámetros energía</i>		
Potencia instalada	1,7	MW
Disponibilidad	97	%
Margen de utilidad	17	%

<i>Parámetros costos</i>		
Costo de Capital	1.448.864	USD
Costos anuales de Administración	72.443	USD
Costos anuales de Operación	43.466	%
Costos anuales de Mantenimiento	57.955	%
Precio gas	0	USD / MPC
Depreciación	72.443	USD

<i>Impuestos para el generador</i>		
Alumbrado público	316	USD
Impuesto a la renta	33	%

Demanda energética cubierta por la Planta

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Energía producida en la planta al año	kWh	-	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091
Gas utilizado	KPCD	-	450	450	450	450	450	450	450	450	450



FLUJO DE CAJA DEL TERCERO

Costo de generación	0,0503	USD /kWh
Margen de utilidad	0,0085	USD /kWh
Tarifa generación Take or Pay	0,0588	USD /kWh
	111,80	COP/kWh

ESTRUCTURA DE COTOS DE LA PLANTA DE GENERACIÓN



	Año	0 2012	1 2013	2 2014	3 2015	4 2016	5 2017	6 2018	7 2019	8 2020	9 2021	10 2022
Ingresos	USD											
<i>Ingresos por generación eléctrica</i>			681.779	695.414	709.323	723.509	737.979	752.739	767.794	783.150	798.813	814.789
Cantidad de energía producida	kWh - año	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091
Tarifa para costear la generación	USD / kWh		0,059	0,060	0,061	0,062	0,064	0,065	0,066	0,068	0,069	0,070
Costos	USD											
- Costos de Operación (Sobre la inversión)			43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466	43.466
- Costos de Mantenimiento (Sobre la inversión)			57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955	57.955
Gastos	USD											
- Gastos administrativos (Sobre la inversión)			72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443
- Gastos financieros			188.352	159.287	126.443	89.329	47.391	0	0	0	0	0
Utilidad antes de impuestos	USD		449.961	492.662	539.414	590.714	647.123	709.273	724.328	739.684	755.347	771.323
- Depreciación			72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443
Ganancias gravables	USD		377.518	420.219	466.971	518.271	574.680	636.830	651.885	667.241	682.904	698.880
- Impuesto a la renta			124.581	138.672	154.100	171.029	189.644	210.154	215.122	220.189	225.358	230.630
- Otros impuestos			316	316	316	316	316	316	316	316	316	316
Utilidad neta	USD		252.621	281.230	312.554	346.926	384.719	426.360	436.447	446.735	457.229	467.933
+ Depreciación			72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443	72.443
- Inversión de capital		-1.448.864	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja libre	USD	-1.448.864	325.064	353.674	384.998	419.369	457.163	498.803	508.890	519.178	529.673	540.377
VPN TERCERO	USD		3.088.324									
TIR			25%									

ANEXO I - E

FLUJO DE CAJA DE ECOPETROL PARA EL SUMINISTRO DE ENERGIA

FLUJO DE CAJA DE ECOPETROL

Información paramétrica

DATOS ANUALES

Parámetros energía

Potencia requerida	20	MW
Capacidad instalada	1,7	MW
Disponibilidad	97	%
Factor de potencia	0,80	

Inversión para Ecopetrol

Inversión para las facilidades del gas	5	% del CAPEX del proyecto de generación
--	---	--

Demanda energética cubierta por la Planta

		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Energía requerida en el Centro de consumo	kWh	-	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000
Energía suplida por ToP al año	kWh	-	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091

Evolución de las tarifas (Indexadas con el IPP)

			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Tarifa energía comprada al SIN	USD/kWh	-	0,130	0,133	0,135	0,138	0,141	0,144	0,146	0,149	0,152	0,155	
Tarifa Generación (Take or Pay)	USD/kWh	-	0,059	0,060	0,061	0,062	0,064	0,065	0,066	0,068	0,069	0,070	
Tarifa de Transmisión	USD/kWh	-	0,226	0,231	0,235	0,240	0,245	0,250	0,255	0,260	0,265	0,270	
Tarifa de Respaldo	[No aplica] USD/kWh	-	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	



FLUJO DE CAJA DE ECOPETROL - PARA EL SUMINISTRO DE ENERGÍA

PRIMER ESCENARIO

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Costos de la energía comprada al SIN												
Costo energía suplementaria comprada al SIN	USD		18.221.693	18.586.127	18.957.850	19.337.007	19.723.747	20.118.222	20.520.586	20.930.998	21.349.618	21.776.610
Demanda promedio energética del centro de consumo	kWh - año	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000	140.160.000
Tarifa energía comprada al SIN	USD / kWh		0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16
Flujo de caja libre (Para la compra de energía para Ecopetrol)	USD	0	-18.221.693	-18.586.127	-18.957.850	-19.337.007	-19.723.747	-20.118.222	-20.520.586	-20.930.998	-21.349.618	-21.776.610
VPN SUMINISTRO DE ENERGÍA	USD		-110.699.779									

SEGUNDO ESCENARIO

		Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
			2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Ingresos													
Ingresos por condensados	[Gas sin tratar]	USD		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cantidad producción de condensados		Bls - año		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Valoración de los condensados		USD / Bl		50,00	51,00	52,02	53,06	54,12	55,20	56,31	57,43	58,58	59,75
Costos de la energía Autogenerada													
Costo de Generación (Take or Pay)		USD		681.779	695.414	709.323	723.509	737.979	752.739	767.794	783.150	798.813	814.789
Cantidad Generación (Take or Pay)		kWh - año		11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091
Tarifa Generación (Take or Pay)		USD / kWh		0,0588	0,0600	0,0612	0,0624	0,0637	0,0650	0,0663	0,0676	0,0689	0,0703
Costo del combustible		USD		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cantidad de gas usado		KPC - año		15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250	15.932.250
Costo del gas				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costo de Transmisión		USD		2.622.390	2.674.838	2.728.335	2.782.901	2.838.559	2.895.331	2.953.237	3.012.302	3.072.548	3.133.999
Cantidad Generación (Take or Pay)		kWh - año		11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091	11.587.091
Tarifa Generación (Take or Pay)		USD / kWh		0,2263	0,2308	0,2355	0,2402	0,2450	0,2499	0,2549	0,2600	0,2652	0,2705
Costos de respaldo (C.Inst. >10MW)	[No aplica]	USD		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Costos de la energía comprada al SIN													
Costo energía suplementaria comprada al SIN		USD		16.715.298	17.049.604	17.390.596	17.738.408	18.093.176	18.455.039	18.824.140	19.200.623	19.584.635	19.976.328
Cantidad energía suplementaria		kWh - año		128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909	128.572.909
Tarifa energía comprada al SIN		USD / kWh		0,13	0,13	0,14	0,14	0,14	0,14	0,15	0,15	0,15	0,16
Gastos adicionales para Ecopetrol por la autogeneración													
Adecuaciones para la disposición del gas			72.443	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Impuesto de transferencias		USD		15.721	16.036	16.357	16.684	17.017	17.358	17.705	18.059	18.420	18.789
Cantidad gravable del impuesto (4%)		kWh - año		463.484	463.484	463.484	463.484	463.484	463.484	463.484	463.484	463.484	463.484
Tarifa del impuesto		USD / kWh		0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Flujo de caja libre (Para la compra de energía para Ecopetrol)		USD	-72.443	-20.035.188	-20.435.892	-20.844.610	-21.261.502	-21.686.732	-22.120.466	-22.562.876	-23.014.133	-23.474.416	-23.943.904

VPN SUMINISTRO DE ENERGÍA

-\$121.789.500

USD

FLUJO DE CAJA INCREMENTAL

	Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
<i>Flujo de caja Primer Escenario (Status Qua)</i>	USD	0	-18.221.693	-18.586.127	-18.957.850	-19.337.007	-19.723.747	-20.118.222	-20.520.586	-20.930.998	-21.349.618	-21.776.610
<i>Flujo de caja Segundo Escenario (Autogeneración)</i>	USD	-72.443	-20.035.188	-20.435.892	-20.844.610	-21.261.502	-21.686.732	-22.120.466	-22.562.876	-23.014.133	-23.474.416	-23.943.904
<i>Diferencia entre los flujos para el suministro de energía</i>		-72.443	-1.813.495	-1.849.765	-1.886.760	-1.924.495	-1.962.985	-2.002.245	-2.042.290	-2.083.135	-2.124.798	-2.167.294

VPN SUMINISTRO DE ENERGIA	-\$11.089.722	USD	-\$21.070.470.919	COP
TIR	#iNUM!			

CONCLUSIÓN: El proyecto de Autogeneración no es conveniente para Ecopetrol

ANEXO I - F
PARAMETROS USADOS PARA EL CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

CÁLCULO DE LA TARIFA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA

Datos Infraestructura de transmisión

Total activos	COP	\$ 33.915.808.080
Horizonte de tiempo	años	20
% AOM	%	3,2%
Tasa de descuento	%	13%

Datos energía

Energía a transportar/año	kWh	11.587.091
---------------------------	-----	------------

Cálculos

Anualidad activos	COP	\$4.828.043.768
Anualidad costos AOM	COP	\$154.497.401
Total anualidad	COP	\$4.982.541.169

Tarifa

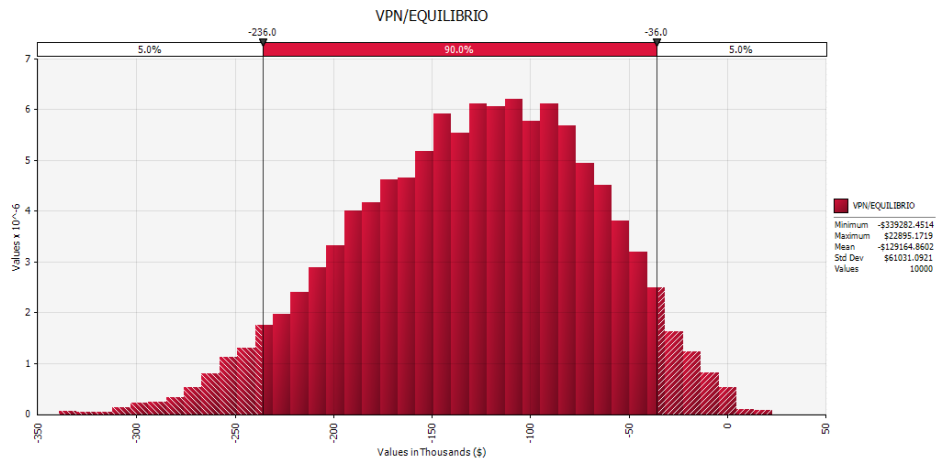
Tarifa de Transporte estimada	\$ 430,01	COP/kWh
	0,226320	USD / kWh

ANEXO I – G

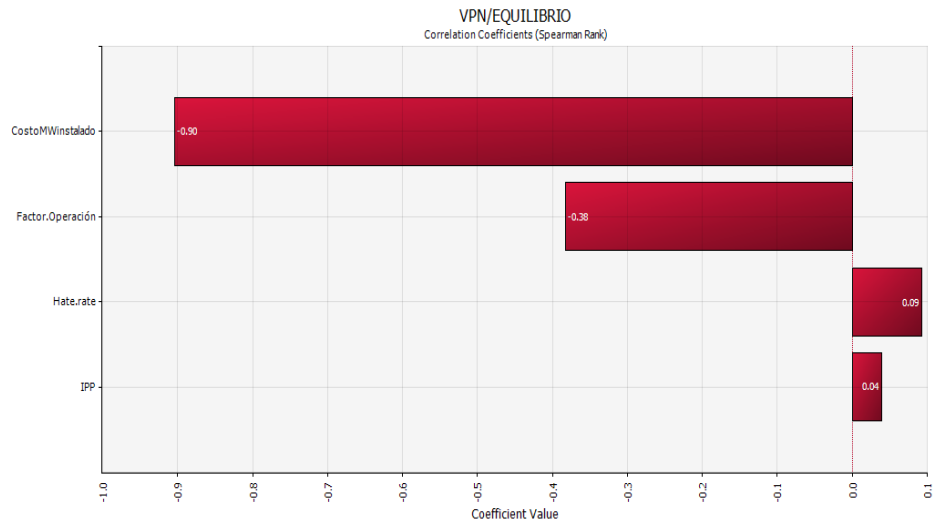
RESULTADOS OBTENIDOS DE LA SIMULACIÓN SOBRE LAS VARIABLES DE SALIDA DEL CASO AYACUCHO

1. VPN DEL TERCERO SIN UTILIDAD O DE EQUILIBRIO

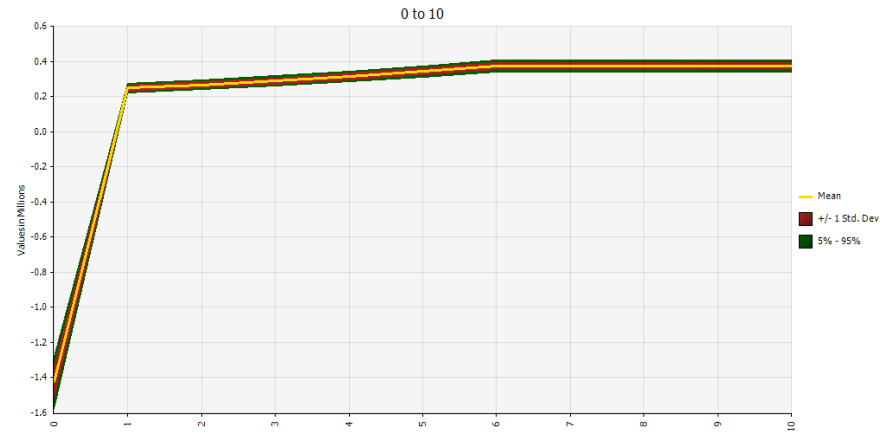
- **Distribución de los valores tomados por la variable**



- **Correlación con variables de entrada**

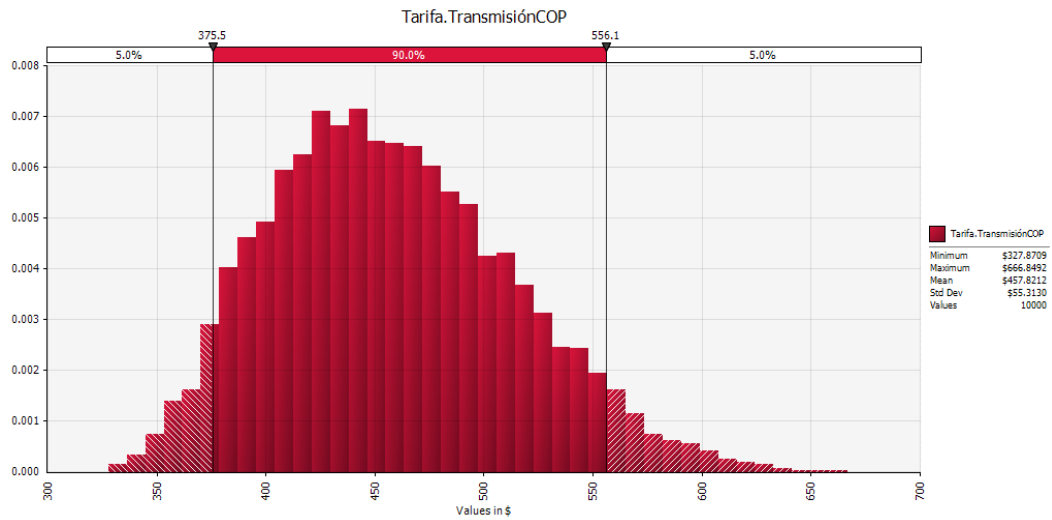


- Insertidumbre de los flujos de caja del tercero

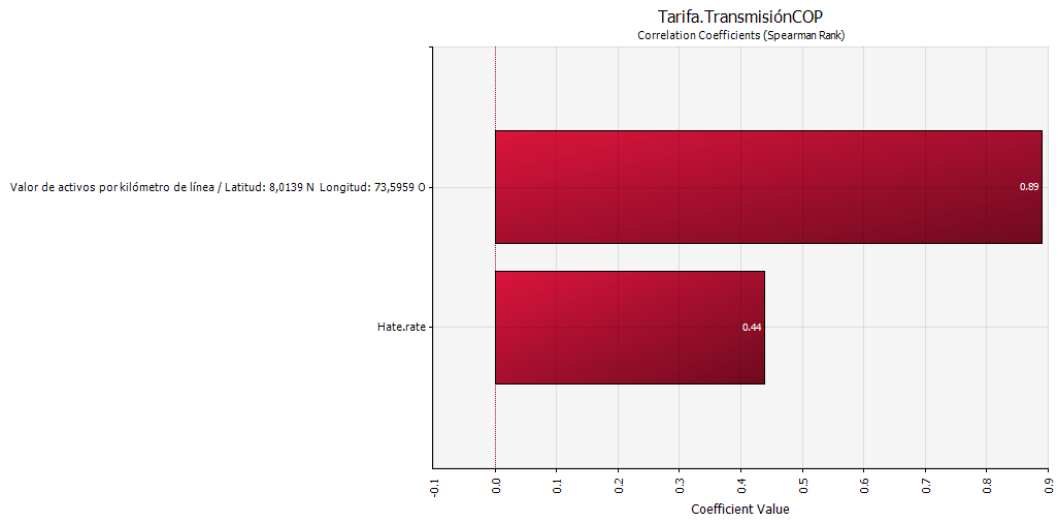


2. TARIFA DE TRANSMISIÓN

- Distribución de los valores tomados por la variable

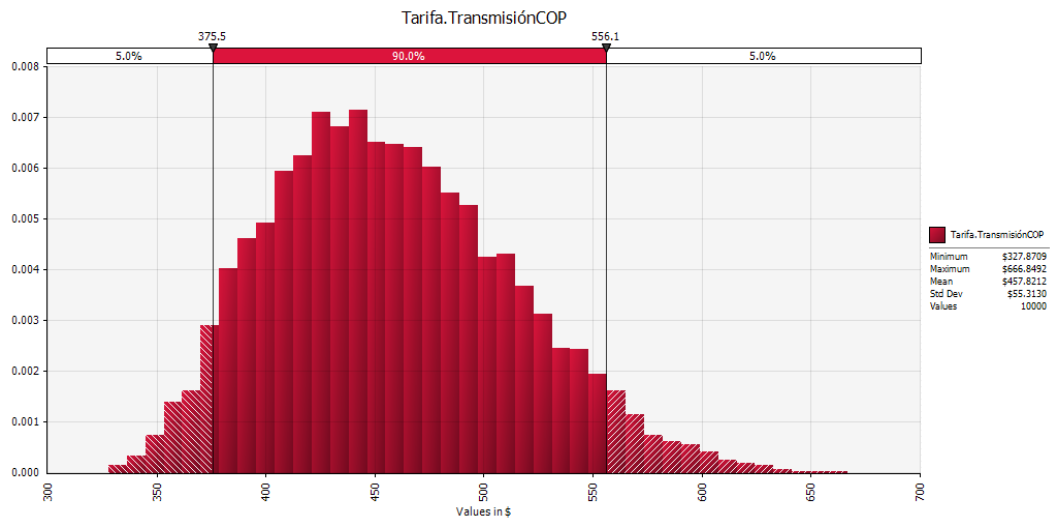


- **Correlación con variables de entrada**



3. TARIFA DE LA ENERGIA COMPRADA AL SIN

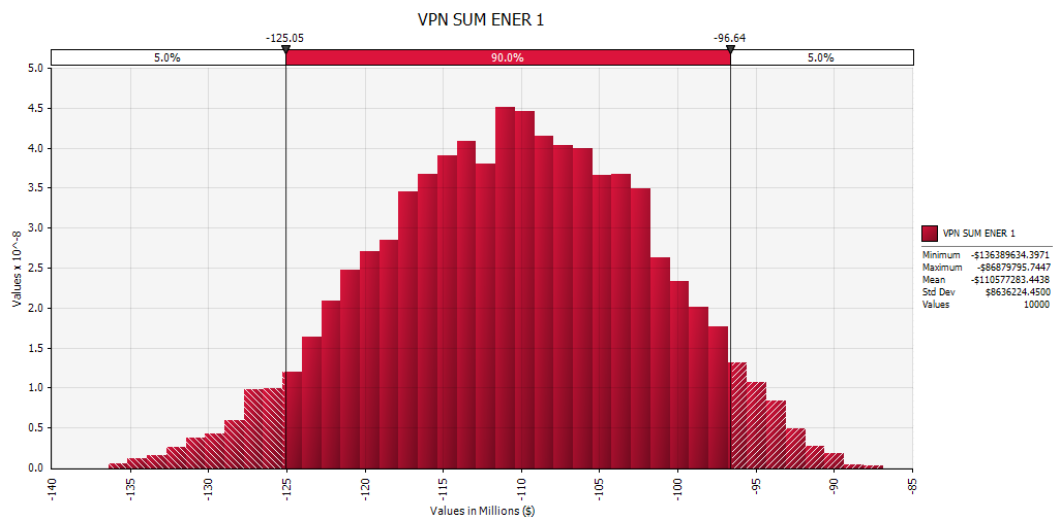
- **Distribución de los valores tomados por la variable**



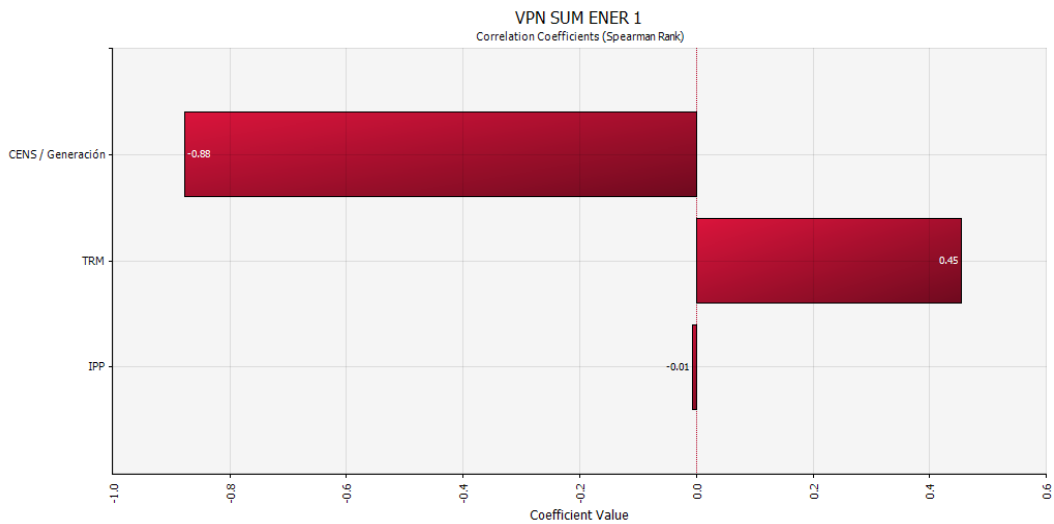
4. VPN PARA EL SUMINISTRO ENERGÉTICO DE AYACUCHO

PRIMER ESCENARIO

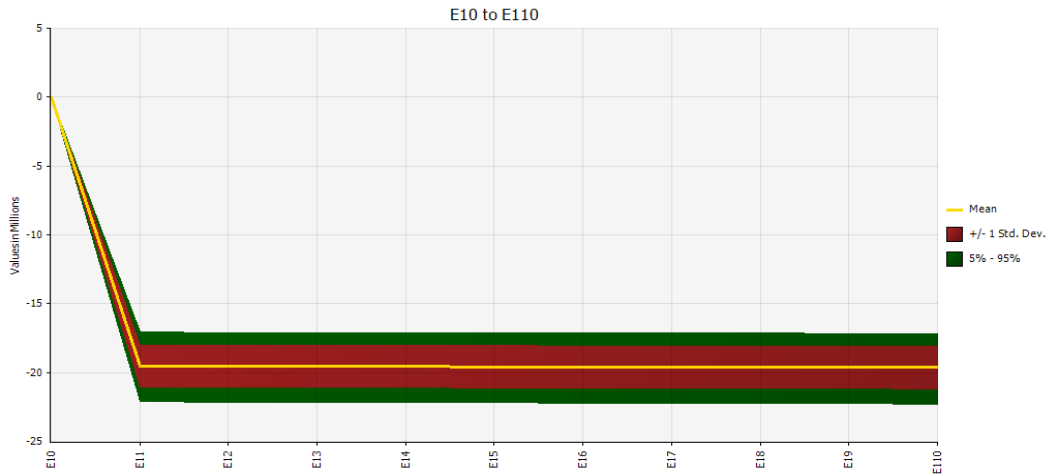
- Distribución de los valores del VPN para el primer escenario



- Correlación con variables de entrada

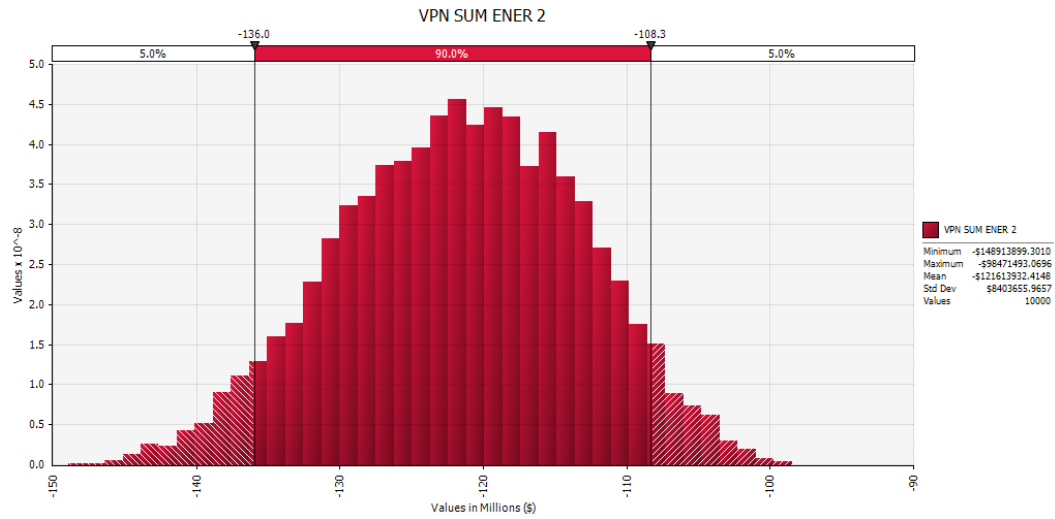


- Insertidumbre de los flujos de caja del primer escenario

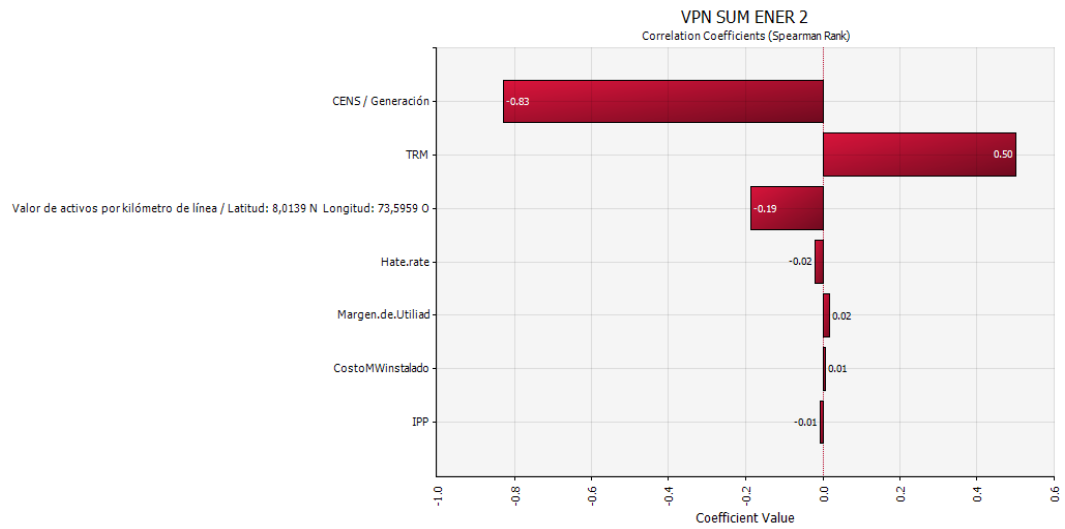


SEGUNDO ESCENARIO

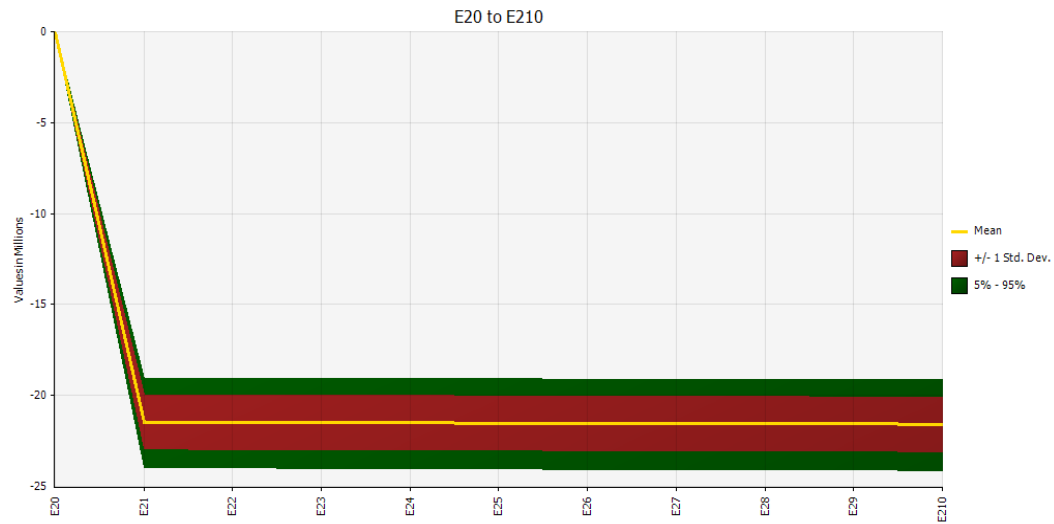
- Distribución de los valores del VPN para el segundo escenario



- **Correlación con variables de entrada**

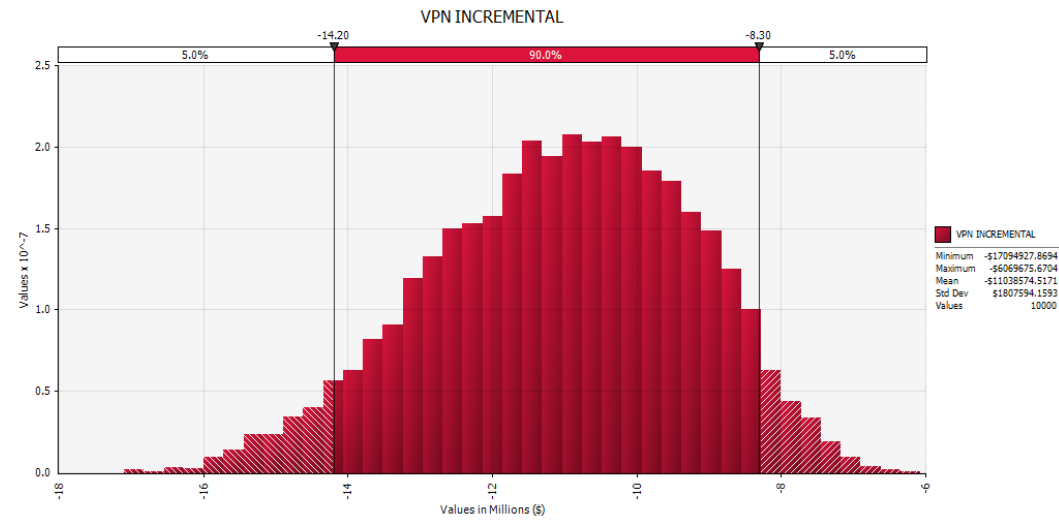


- **Insertidumbre de los flujos de caja del segundo escenario**

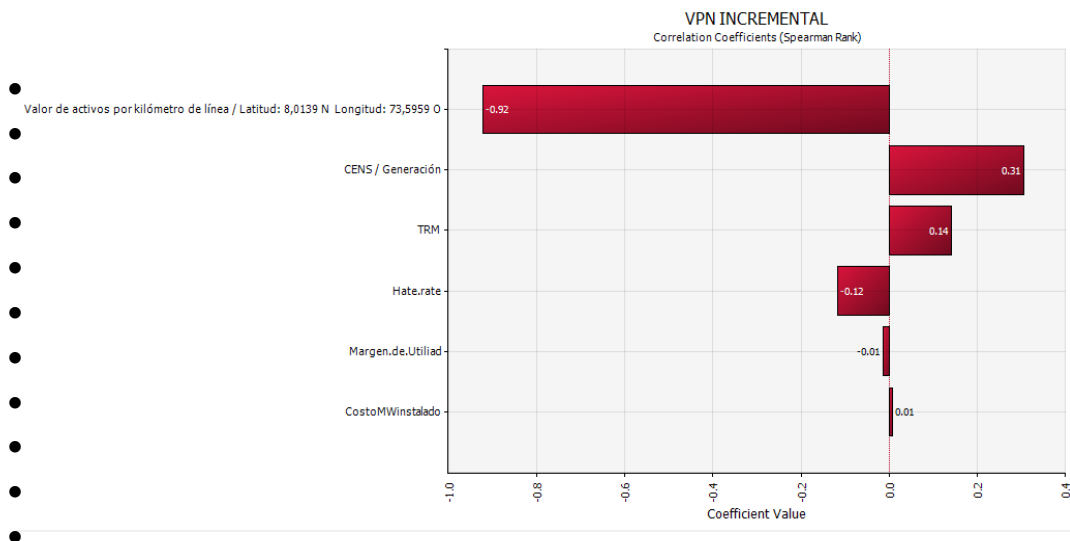


VPN INCREMENTAL

- Distribución de los valores del VPN incremental



- Correlación con variables de entrada



- Incertidumbre en los flujos de caja para el VPN incremental

