

PROPUESTA PARA GENERACIÓN DE VALOR PARA PETROMONT S.A.

DIANA ARNELLY LÓPEZ GARCÍA
DIEGO ARMANDO SÁNCHEZ BARAJAS
ISABEL CRISTINA BUSTAMANTE SÁNCHEZ
LEONARDO FABIO SANDOVAL PINEDA
PABLO CESAR VÁSQUEZ MARTÍNEZ

UNIVERSIDAD PILOTO DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA FINANCIERA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA Y ADMINISTRACIÓN FINANCIERA
BOGOTÁ
2015

PROPUESTA PARA GENERACIÓN DE VALOR PARA PETROLMONT S.A.

DIANA ARNELLY LÓPEZ GARCÍA
DIEGO ARMANDO SÁNCHEZ BARAJAS
ISABEL CRISTINA BUSTAMANTE SÁNCHEZ
LEONARDO FABIO SANDOVAL PINEDA
PABLO CESAR VÁSQUEZ MARTÍNEZ

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista y en Gerencia y
Administración Financiera

Verel E. Monroy Flores
Docente Trabajo de Grado

UNIVERSIDAD PILOTO DE COLOMBIA
FACULTAD DE INGENIERÍA FINANCIERA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA Y ADMINISTRACIÓN FINANCIERA
BOGOTÁ
2015

Nota de Aceptación _____

Jurado

Jurado

Bogotá D.C Mayo de 2015

CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA	Pág.
1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL	9
1.1.1 Nombre de la Empresa	9
1.1.2 Tipo de Empresa	9
1.1.3 Ubicación	9
1.1.4 Tamaño	9
1.1.5 Visión	10
1.1.6 Misión	10
1.1.7 Ventajas Competitivas	10
1.1.8 Análisis de la Industria	10
1.1.9 Productos o Servicios	12
1.1.9.1 Construcción y mantenimiento de redes de flujo	12
1.1.9.2 Obras Civiles	13
1.1.9.3 Obras electromecánicas	13
1.1.9.4 Obras mecánicas	13
1.1.9.5 Obras de protección geotécnica y ambiental	13
1.1.9.6 Montajes de plantas y estaciones	13
1.1.9.7 Perforación Horizontal Dirigida PHD	14
1.2. El Mercado	14
1.2.1 Tamaño del mercado	14
1.2.2 Descripción de la competencia y participación en el mercado	15
1.3 Estructura Organizacional	16
1.3.1 Mapas Procesos de la Organización	16
1.3.2 Plan de Calidad	17
2. DIAGNOSTICO FINANCIERO	
2.1 Descripción del Problema	18
2.1.2 Estado de Resultados	19
2.1.3 Balance General	22
2.1.4 Indicadores Financieros	24
3. METODOLOGÍA	
3.1 Diseño del Modelo Financiero	27
3.2 Descripción de la validación del Modelo	28
3.3 Generación De Valor	28

4. RESUMEN

4.1 Proyección de Ingresos Nueva Línea	29
4.2 Proyección de Costos Nueva Línea	30
4.3 Inversión en Equipos e Inversión Nueva Línea	31
4.4 Flujo Operativo	32
4.5 Herramientas de Evaluación de Proyectos Nueva Línea	33
4.6 Resumen de Escenarios Línea de Generación de Energía	34
4.7 Proyección de Estados Financieros	36
4.7.1 Balance General Proyectado	36
4.8 Estado de Resultados	37
4.9 Inductores de Valor	38
4.9.1 Análisis Margen Ebitda	39
4.9.2 Análisis Margen Bruto, Operacional y Neto	40
4.9.3 Análisis PKT	40
4.9.4 Análisis Del Capital De Trabajo	40
4.10 Análisis Roa– Roe	40
4.11 EVA – Ganancia Económica	41
4.12 Valoración de la Empresa	42

5. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DEL RIESGO

5.1 Riesgos	43
-------------	----

6. CONCLUSIONES

7. RECOMENDACIONES

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Clasificación de la Empresa	10
Tabla 2 Participación de empresas dueñas de Oleoductos	14
Tabla 3 Principales Competidores por Línea	15
Tabla 4 Estado de Resultados	19
Tabla 5 Balance General Consolidado	22
Tabla 6 Proyección de Ingresos Línea Generación de Energía	29
Tabla 7 Ingresos Proyectados	30
Tabla 8 Proyección de Costos	31
Tabla 9 Obligaciones Financieras	31
Tabla 10 Flujo Operativo	32
Tabla 11 Flujo de Inversión Neta	33
Tabla 12 Valor Residual	33
Tabla 13 Flujos de Efectivo	33
Tabla 14 Resumen de Escenarios	34
Tabla 15 Balance General Proyectado Activo	35
Tabla 16 Balance General Proyectado Pasivo	36
Tabla 17 Balance General Proyectado Patrimonio	36
Tabla 18 Estado de Resultados Proyectado	37
Tabla 19 Valoración de la Empresa	41
Tabla 20 Riesgo	43
Tabla 21 Criterio de Impacto	43
Tabla 22 Evaluación de Riesgo	44
Tabla 23 Matriz de Riesgo	45
Tabla 24 Matriz de Control de Riesgo	44

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Gráfico 1 Comparativo de los Sectores año 2013 – 2014	12
Gráfico 2 Estructura Organizacional	16
Gráfico 3 Mapa de procesos	16
Gráfico 4 Análisis del costo de ventas	20
Gráfico 5 Análisis de Rentabilidad	21
Gráfico 6 Composición del Activo	23
Gráfico 7 Composición del Pasivo Corriente	24
Gráfico 8 Comparativo Capital de Trabajo	24
Gráfico 9 Razón Corriente	25
Gráfico 10 Análisis de Apalancamiento	25
Gráfico 11 Comparativo Rentabilidad del Activo y del Patrimonio	26
Gráfico 12 Sensibilidad de Variables	35
Gráfico 13 Margen Ebitda	38
Gráfico 13 Margen Neto, Operacional Bruto	39
Gráfico 14 PKT	39
Gráfico 11 Análisis Roa – Roe	40

RESUMEN

Petrolmont es una empresa del sector de hidrocarburos líder en la Perforación Horizontal Dirigida (PHD), según los datos históricos de los periodos comprenden entre el 2010 al 2014, su estructura financiera en sus Activos tiene la mayor concentración en el rubro de maquinaria y equipo, pasivos en las obligaciones financieras ya que la naturaleza de su operación busca apalancar sus deudas con terceros, debido a que su modelo de negocio es la ejecución de obras y proyectos por lo cual su facturación es por avances de obra, esto con lleva a una estructura de negocio deficitaria.

En la nueva línea de negocio se busca agregar valor a la compañía en términos de incursión de nuevos mercado, diversificación de líneas y fortalecimiento del negocio; cabe resaltar que en la actualidad el sector de hidrocarburos se encuentra en decadencia por lo cual Petrolmont le apuesta a una nueva línea de negocio para la generación de energía eléctrica incursionando en el sector de minas y energía, según los reportes dados por MINMINAS el PIB paso de 9.3% al 9,8% en los últimos 4 años que en contraste con el PIB del hidrocarburos que ha pasado del 9,2% al 9,4 % en el mismo periodo.

Para la puesta en marcha del proyecto se contempla la adquisición de generadores y la construcción de la obra para la generación de energía que será financiado con recursos administrados por una fiducia. El éxito del proyecto está en que el sector energético garantiza un mínimo de energía sea consumida o no y contratos por mínimo 10 años para su producción. Se estima que para el inicio de la operación se demanden 6.000 Kws por hora, y cada año se logre un incremento de 1500 Kws por hora adicional. La capacidad máxima de los Generadores de Energía es de 20.000 Kws, por lo cual se estima que para el año 9 la producción este en su máxima capacidad de producción,

1. DESCRIPCIÓN GENERAL

1.1 DESCRIPCIÓN DE LA EMPRESA

PETROLMONT SA, fue fundada por el Ingeniero Heriberto Arias Aponte en 1976. Nos dedicamos a la construcción, montaje y mantenimiento de redes de flujo para el transporte de hidrocarburos con más de 800 kilómetros de tubería instalada con diámetros que oscilan entre 3 y 24 pulgadas, líder en perforación horizontal dirigida, con más de 50 kilómetros de tubería entre 4" y 32" de diámetro en el territorio nacional, montajes electromecánicos, obras civiles, obras eléctricas y de instrumentación para el sector Oil & Gas.

Debido a la actividad petrolera en Colombia con las actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y a la necesidad de transportar el crudo a las diferentes estaciones, PETROLMONT SA., ve un negocio creciente y con un amplio porvenir, de acá el deseo de desarrollar las diferentes líneas de servicios y productos que ofrece la compañía, con una línea relevante como lo es la Perforación Horizontal Dirigida, PHD, la cual ha aportado una vasta experiencia por más de 35 años y su reconocimiento dentro de las demás empresas como empresa líder en esta línea. Línea que aporta más de 50 KM en PHD en el desarrollo y transporte de hidrocarburos en el territorio nacional. Dentro de las Obras Civiles y Mecánicas alcanzan 200 Km a nivel nacional, llegando a una participación del 3% dentro de toda la infraestructura de redes de hidrocarburos en Colombia. 9.000 KM de tubería.

1.1.1 Nombre de la Empresa. PETROLMONT S.A., identificada con el Nit 860.048.081-4.

1.1.2 Tipo de Empresa. PETROLMONT SA, es una empresa que presta servicios para el sector de hidrocarburos, sus líneas principales son la Construcción y mantenimientos de redes de flujo, montajes de plantas y estaciones y Perforación Horizontal Dirigida, PHD.

1.1.3 Ubicación. PETROLMONT S.A. está ubicada en la ciudad de Bogotá, su domicilio principal está en la calle 14 c No 123 – 20, y sus oficinas administrativas están ubicadas en la carrera 9 No 115 – 06 edificio tierra firme oficina 602.

1.1.4 Tamaño. En Colombia el segmento empresarial está clasificado en micro, pequeñas, medianas y grandes empresas, esta clasificación está reglamentada en la Ley 590 de 2000 conocida como la Ley Mipymes y sus modificaciones (ley 905 de 2004),

Tabla 1. Clasificación de Empresas.

Tamaño	Activos Totales SMMLV
Microempresas	Hasta 500
Pequeña	Superior a 500 y hasta 5000
Mediana	Superior a 5000 y hasta 30000
Grande	Superior a 30000
SMMLV para el año 2015 \$ 644.350	

Fuente: <http://www.bancoldex.com/Sobre-pymes/Clasificaci%C3%B3n-de-empresas-en-Colombia315.aspx>

De acuerdo a lo anterior PETROLMONT S.A., por la totalidad de sus activos que a 30 de Septiembre de 2014 fueron de COP \$68.829.294.000, está clasificada como empresa grande.

1.1.5 Visión. Ser la organización preferida en el sector, reconocida por nuestra calidad y liderazgo en las actividades de construcción de redes de flujo, mantenimiento y montajes electromecánicos, para competir en los mercados internacionales.

1.1.6 Misión. PETROLMONT SA. se dedica a la construcción de redes de flujo, mantenimiento y montajes mecánicos en el sector de hidrocarburos con actividades de obras civiles, mecánicas y electromecánicas, satisfaciendo las expectativas de nuestros clientes ofreciendo un servicio óptimo como resultado final para seguridad de la comunidad. Todo bajo principios éticos de responsabilidad social y conservación del medio ambiente. .

1.1.7 Ventajas Competitivas.

1.1.8 Análisis de la Industria. El sector de hidrocarburos se compone de dos fases de actividades, la primera que consiste en la exploración y explotación de yacimientos de hidrocarburos, que se denomina “aguas arriba” y la segunda fase en la que se realiza el transporte, la refinanciación, la comercialización, la distribución del petróleo y sus derivados, conocida como “aguas abajo”. La actividad de transporte es aquella que sucede a la explotación de un yacimiento para trasladar el crudo hacia los centros de refinación o a los puertos de embarque con destino a la exportación, los cuales proporcionan un valor agregado al crudo. En Colombia, la actividad de transporte de crudo por excelencia se efectúa por medio de los oleoductos.¹

Los oleoductos consisten en unir tubos de acero a lo largo de un trayecto determinado, desde el campo productor hasta el punto de refinación y/o de embarque. La capacidad de transporte de los oleoductos varía y depende

¹www.ecopetrol.com

principalmente del diámetro de la tubería. Es decir, cuanto más grande sea el diámetro, mayor la capacidad. En Colombia hay oleoductos desde 4 hasta 36 pulgadas.

Estas líneas de acero pueden ir aéreas en puentes colgantes y sobre la superficie o bajo tierra y atraviesan la más variada topografía. En Colombia, las tuberías bajo tierra generalmente van enterradas a 1,20 y 2,0 metros de profundidad.

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.

El desempeño eficiente y competitivo del sector de hidrocarburos ha sido vital para la generación de empleo y aporte al PIB de la Nación, pasando de tasas de participación del 9,7% en el año 2000 a 26,9% en el año 2008. Debe sumarse a lo anterior cómo su importancia se manifiesta no solo en la producción nacional, sino en el flujo de inversión extranjera en el país, al pasar de participar de un 13% para el año 2005 al 38% para el año 2011 y al 43% para los dos primeros trimestres del 2012 (Banco de la República, 2012). El desarrollo de este sector se ha destacado por la creciente participación de empresas privadas en el sector, lo que se evidencia en el significativo incremento del volumen de crudo explotado en Colombia.

No obstante el sector de hidrocarburos ha presentado una coyuntura económica bastante seria. La caída de 50% en los precios del crudo durante los últimos siete meses ha puesto contra las cuerdas a todas las compañías que explotan hidrocarburos en Colombia, y todo los procesos que implican y empiezan a partir de la exploración del petróleo, transporte, refinancian y comercialización.

Ecopetrol y Pacific, las dos más grandes del país, ya anunciaron ajustes en inversión que sumados podrían alcanzar los US\$4.000 millones anuales; es decir, una baja de por los menos 50% de la inversión total del sector. Las firmas de servicios petroleros fueron las primeras en sentir el impacto de tales decisiones.

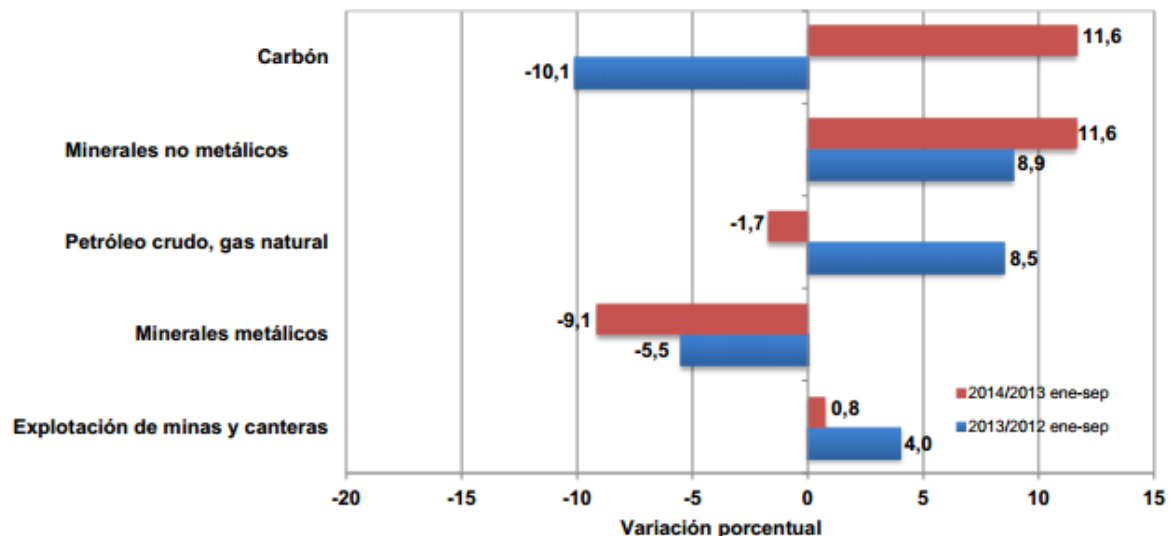
El tema ha empezado a afectar también el mercado de valores. Las acciones de las principales compañías petroleras registran caídas considerables y la situación se ha vuelto preocupante. El jueves 29 de enero la Superintendencia Financiera le solicitó a Pacific Rubiales que comunicara al mercado si tenía información sobre las causas del descenso de la acción en la última semana de enero, esta firma perdió alrededor de 30% del valor con el que inició 2015. En respuesta a la

solicitud, Pacific señaló que no conoce información distinta a la caída en el precio del crudo que explique semejante comportamiento.

El primer impacto es el fiscal y hay quienes lo minimizan. El Marco Fiscal de Mediano Plazo estaba con US\$98 el barril y el Gobierno ya ha señalado que ahora es de US\$48; son US\$50 menos por cada barril; descontada la devaluación del peso, el hueco que se le abre a las finanzas públicas es de \$300.000 millones por cada dólar que caiga el precio. Con la situación actual, eso sería un hueco adicional en las finanzas públicas de \$15 billones para 2015”.

Lo que está quedando en evidencia ahora mismo es cómo las empresas petroleras iniciaron ajustes. Las compañías empiezan a cerrar algunos pozos y campos de producción, en especial los de baja producción que ya dejan de ser rentables; otros proyectos los van a aplazar. En materia de exploración, el panorama es muy complejo en razón básicamente a la caída en los precios y al impacto de la reforma tributaria. Las empresas empiezan a verse en la necesidad de revisar sus presupuestos de inversión y la gran sacrificada en este ajuste es la exploración. Esto se corrobora con los números. Vemos que la sísmica on shore ha caído. En 2010 se hicieron 20.000 kilómetros equivalentes de sísmica y en 2014 fueron 8.000. Para este año, habrá de 6.000 a 8.000 kilómetros. Y empezamos a ver como el PIB empieza a verse afectado por la crisis que afronta este sector.

Gráfico 1. Comportamiento de los Sectores Comparativo año 2013 – 2014



Fuente: DANE, Dirección de Síntesis y cuentas nacionales

1.1.9 Productos y Servicios

1.1.9.1 Construcción y mantenimiento de redes de flujo en el sector de

hidrocarburos. La empresa está capacitada para instalarse dentro y fuera del territorio colombiano, pero teniendo como eje de su funcionamiento administrativo la sede de Bogotá D.C.

Dentro de las actividades relacionadas en el sector de Hidrocarburos, PETROLMONT SA., asegura la satisfacción de sus clientes con la experiencia destacada en Construcción, Montajes e instalaciones Mecánicas en Gasoductos, Poliductos y Oleoductos; Mantenimiento de Plantas Industriales, aplicando procedimientos relacionados con:

1.1.9.2 Obras Civiles. Estas constituyen sin limitarse a: Estructuras en concretos y derivados de la construcción; Estructuras Metálicas; Cruces de pasos especiales; Vías, andenes sardineles y cerramientos; Demoliciones y Movimientos de Tierra (explanaciones, excavaciones y rellenos)

1.1.9.3 Obras Electromecánicas. Comprende obras eléctricas y de instrumentación en el sector hidrocarburos; Sistemas de puesta a tierra; Sistemas de protección catódica; Sistemas Scada; Cableados de potencia y control; instalación de tableros de control; instalación de tubería conduit y construcción de bancos de ductos.

1.1.9.4 Obras Mecánicas. Comprende la Alineación y Soldadura de tubería y accesorios de acero; Instalación y montajes de válvulas y accesorios; Doblado de Tubería en frío; HOT-TAPS y Tie-ins; Aplicación de revestimientos y pinturas; Pruebas de resistencia y hermeticidad.

1.1.9.5 Obras Protección y Geotécnica Ambiental. Relacionados con la Estabilización de terrenos; Construcción de gaviones, Muros, Filtros, Drenes, Desagües, descoles, Canales de recolección de agua, Trinchos, cortacorrientes, Pilotes, cunetas, arborización y Revegetalización.

1.1.9.6 Montajes de plantas y estaciones. Petrolmont S.A., Realiza proyectos para montajes de estaciones y plantas en la industria Oil&Gas; prefabricación y montaje de tuberías; montajes de válvulas, equipos rotativos y accesorios; facilidades industriales de producción; construcción y montaje de tanques, filtros y trampas; obras eléctricas y de instrumentación; Commission y precommission de plantas y estaciones.

1.1.9.7 Perforación Horizontal Dirigida PHD. La perforación horizontal dirigida, ha innovado la forma de instalar tuberías y conducciones, al ser una tecnología

que substituye el zanjado a cielo abierto, mediante la apertura de un agujero piloto, donde se tiran líneas de servicio, a través del mismo. Dicha tecnología en los últimos años ha sido muy apetecida por los clientes de PETROLMONT SA porque aumenta la productividad del cliente al disminuir el tiempo de instalación, menos interrupción de las actividades en zonas urbanas con alta concentración de población, comercio y tráfico vehicular, costos más bajos en el manejo de materiales, menor alteración del ecosistema y daños a la infraestructura pública y privada.

Nuestra empresa es líder en el tema de la PHD, con más de 50 kilómetros de PHD de 3", 4", 6", 8", 10", 14", 22" y 24" de diámetro en el territorio Nacional urbano y rural, contando con el mejor equipo humano, para planificar y diseñar estrategias de perforación y máquinas perforadoras con tecnología de punta con capacidades de halado de tubería desde 13.5 hasta 500 Tn. fuerza

1.2 EL MERCADO

1.2.1 Tamaño del Mercado. Los principales clientes de PETROLMONT SA., son del sector de Oíl & Gas personas jurídicas, se destacan: Ecopetrol S.A., Promigas, Pacific Rubiales Energy, Mansarovar Energy Colombia Ltda, TGI.

Tabla 2. Participación de empresas dueñas de Oleoductos.

PROPIETARIO	PARTICIPACION
ECOPETROL	80,00%
OXY	3,15%
OIMEX	2,81%
HOCOL	2,69%
ANDIAN	1,80%
INTERCOL	1,57%
EUROCAN	1,24%
PETRONORTE	1,12%
KELT	0,97%
LASMO	0,97%
CEPE	0,94%
HOUSTON	0,75%
CHEVRON	0,71%
ANTEX	0,52%
PETROLCOL	0,37%
ESSO	0,37%

Fuente: Ecopetrol

1.2.2 Descripción de la competencia y participación en el mercado.

La línea principal línea de la empresa es la Perforación Horizontal Dirigida, PHD, la cual ha aportado su mayor experiencia por más de 35 años y su reconocimiento dentro de las demás empresas como empresa líder en esta línea. Línea que aporta más de 50 KM en PHD en el desarrollo y transporte de hidrocarburos en el territorio nacional. Dentro de las Obras Civiles y Mecánicas alcanzan 200 Km a nivel nacional, llegando a una participación del 3% dentro de toda la infraestructura de redes de hidrocarburos en Colombia que llega a más de 9.000 KM de tubería. Los principales competidores se describen a continuación.

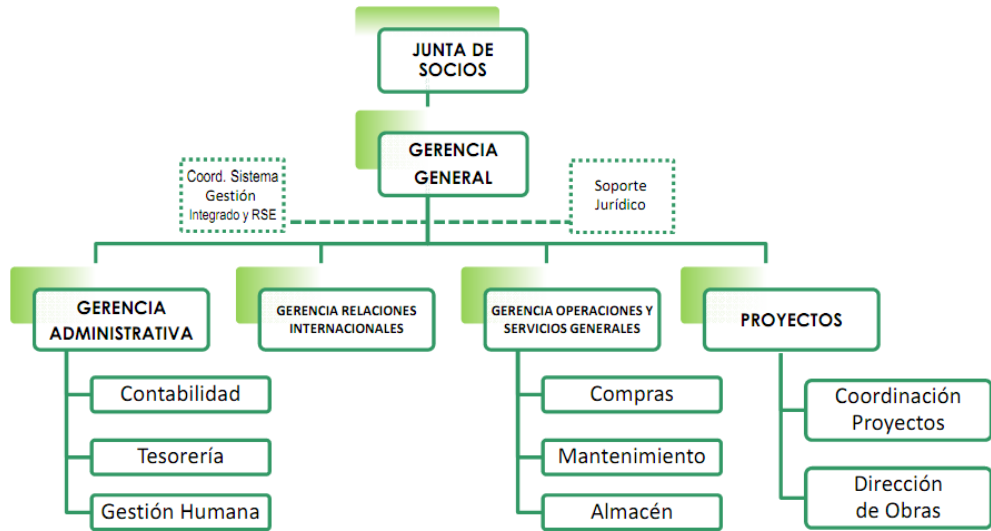
Tabla 3. Principales Competidores por Línea

PERFORACION HORIZONTAL DIRIGIDA	CONSTRUCCION OBRAS CIVILES
COLSERPETROL LTDA	TERMOTECNICA COINDUSTRIAL
CONSTRUCCIONES SANDO S.A.	M.G. INGENIERIA S.A.
TERRATEST COLOMBIA SAS	INCOPAV S.A.
MACO INGENIERIA S.A	COPIA CONSTRUCTURA PIRENAICA S.A.
LR CONSTRUCTORES	FENIX INGENIERIA LTDA
MONTAJES MORELCO S.A.	JOSE MARIA VARGAS MOTTA
MONTECZ S.A.	INGENIERIAS TRITURADOS Y CONCRETOS S.A.
ZAMORANA DE PERFORACION DIRIGIDA S.L	COLSERPETROL LTDA
CONSORCIO MASA - RO&MA	CONSTRUCCIONES SANDO S.A.
PT INGENIERIA DE PROYECTOS S.A.S	TERRATEST COLOMBIA SAS
ACCIONA INFRAESTRUCTURAS S.A.	MACO INGENIERIA S.A
CONSORCIO RHEMA INTERNACIONAL	LR CONSTRUCTORES
	MONTAJES MORELCO S.A.
	MONTECZ S.A.
	ZAMORANA DE PERFORACION DIRIGIDA S.L
	CONSORCIO MASA - RO&MA
	PT INGENIERIA DE PROYECTOS S.A.S
	ACCIONA INFRAESTRUCTURAS S.A.
	CONSORCIO RHEMA INTERNACIONAL

Fuente: Ecopetrol

1.3 ESTRUCTURA ORGANIZACIONAL

Gráfico 2 Estructura Organizacional



Fuente: Petromont

1.3.1 Mapa de Procesos de la Organización.

Gráfico 3 Mapa de procesos



Fuente: Petromont

1.3.2 Plan de Calidad. PETROLMONT S.A., implementa un Plan de Calidad que aplica los elementos del Sistema de Gestión de la calidad ISO 9001:2008, debido a la necesidad de mantener un Sistema de Gestión de Calidad que garantice un seguimiento y control adecuado de todo proceso que la misma ejecute.

El Ingeniero Residente QA/QC, del proyecto mantendrá y seguirá unas acciones planificadas para asegurar que los procedimientos sean implementados y registrados en documentos normalizados de manera que se pueda evidenciar la calidad del proyecto.

El Plan de Calidad es usado para divulgar el sistema de gestión de la calidad ante el Cliente y permite demostrar, la manera de cómo se va a emprender la ejecución del Proyecto, garantizando el control del mismo, a través de la elaboración y recolección de datos o información (Registros de Calidad), y análisis de los mismos; los cuales formaran parte del informe final (Libro de terminación de Obra), garantizando una mejora continua de los procesos constructivos.

Este plan de calidad, asegura la implementación y el uso de un sistema unificado de documentos, procedimientos, registros, formatos, etc. en todas las actividades para el desarrollo del proyecto.

2. DIAGNOSTICO FINANCIERO PETROLMONT SA

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Teniendo en cuenta la coyuntura que vive actualmente la industria de hidrocarburos en el mundo y la fuerte caída de los precios del petróleo los cuales han decrecido en un 50% en los últimos meses. Esto ha generado un estancamiento en este sector afectando el crecimiento de la economía del país. Ante este panorama la empresa se ve obligada a buscar nuevas alternativas de negocio con el fin de continuar desarrollando su actividad ya que claramente se observa un recorte en la adjudicación de contratos por parte de las grandes empresas petroleras limitando la exploración de los pozos y con esto afectando directamente la principal fuente de ingresos de la empresa. Por esta razón en este documento analizaremos la viabilidad de implementar una nueva línea de negocio en la empresa Petrolmont SA, con el fin de hacer frente a la situación que vive actualmente la industria petrolera.

Para realizar el diagnostico financiero de la compañía se analizó la información financiera de los últimos dos años 2012 y 2013.

Para realizar el diagnostico financiero de la compañía se analizó la información financiera de los últimos dos años 2012 y 2013.

2.1.2 Estado de Resultados: A continuación observamos el estado de resultados comparativo de la empresa PETROLMONT SA

Tabla 4 Estado de resultados

Continuación de la tabla en la siguiente hoja

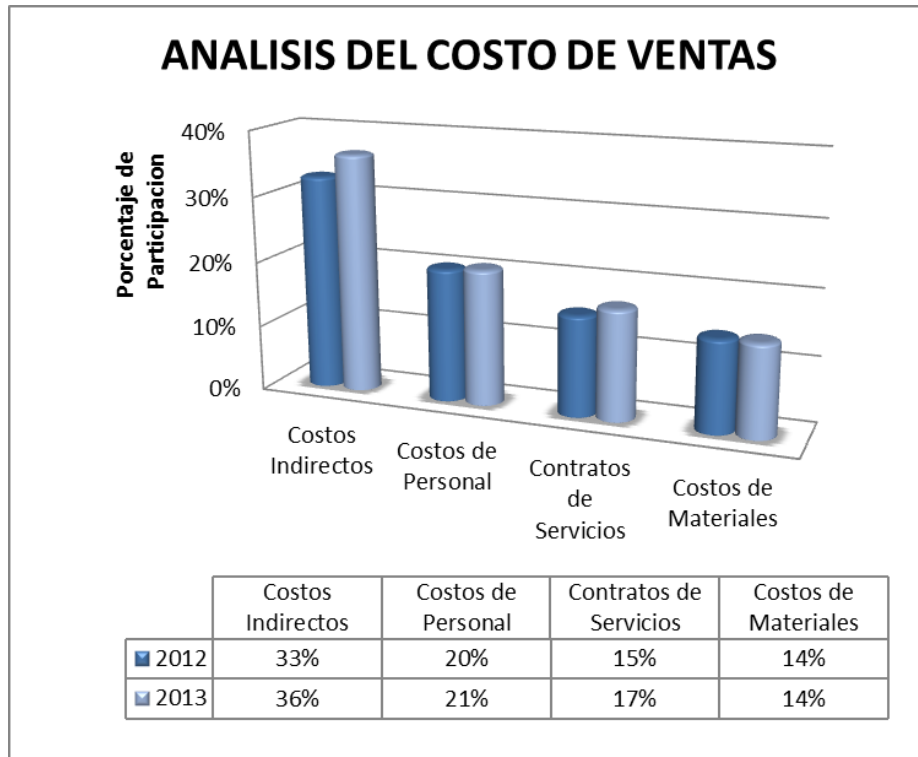
Estado de Resultados Comparativo (Expresados en millones de pesos colombianos)							
ESTADO DE RESULTADOS	2012	2013	ANALISIS VERTICAL 2012	ANALISIS VERTICAL 2013	ANALISIS HORIZONTAL 2013 - 2012		
Ingresos de Operación	\$ 62.093.353	\$ 86.725.085	100%	100%	\$ 24.631.732,00	40%	
Menos Devoluciones	\$ -	\$ -	0%	0%	\$ -	0%	
Total ingresos	\$ 62.093.353	\$ 86.725.085	100%	100%	\$ 24.631.732,00	40%	
Menos: Costo de Prestacion Servicios	\$ 51.237.133	\$ 76.386.135	83%	88%	\$ 25.149.002,00	49%	
Costos de Materiales	\$ 8.704.571	\$ 12.181.764	14%	14%	\$ 3.477.193,00	40%	
Costos de Personal	\$ 12.624.797	\$ 17.976.683	20%	21%	\$ 5.351.886,00	42%	
Costos Indirectos	\$ 20.399.378	\$ 31.648.289	33%	36%	\$ 11.248.911,00	55%	
Contratos de Servicios	\$ 9.508.387	\$ 14.579.399	15%	17%	\$ 5.071.012,00	53%	
Utilidad Bruta	\$ 10.856.220	\$ 10.338.950	17%	12%	\$ - 517.270,00	-5%	
Gastos Operacionales de Administracion	\$ 5.690.015	\$ 6.134.999	9%	7%	\$ 444.984,00	8%	
Total Utilidad Operacional	\$ 5.166.205	\$ 4.203.951	8%	5%	\$ - 962.254,00	-19%	
Otros Ingresos (Financieros, Divididos, Recup	\$ 1.403.213	\$ 3.284.731	2,3%	3,8%	\$ 1.881.518,00	134%	
Gastos No Operacionales (Financieros)	\$ 699.842	\$ 1.099.369	1,1%	1,3%	\$ 399.527,00	57%	
Otros Gastos No Operacionales (Extraordinari	\$ 133.295	\$ 286.229	0,2%	0,3%	\$ 152.934,00	115%	
Total Utilidad Y/O Perdida No Operacioi	\$ 570.076	\$ 1.899.133	1%	2%	\$ 1.329.057,00	233%	
Utilidad Antes de Impuesto	\$ 5.736.281	\$ 6.103.084	9%	7%	\$ 366.803,00	6%	
	\$ 0	\$ 0					
Provisión impuesto sobre la renta	\$ 1.691.102	\$ 2.267.135	3%	3%	\$ 576.033,00	34%	
Reserva legal	\$ -	\$ -	0%	0%	\$ -	0%	
Utilidad Neta	\$ 4.045.179	\$ 3.835.949	7%	4%	\$ - 209.230,00	-5%	

Fuente: Datos suministrados por la empresa PetroMont SA

La empresa aumento sus ingresos del año 2012 al 2013 en un 40% esto gracias al desarrollo de varios contratos de construcción los cuales fueron asignados mediante procesos licitatorios y con la participación en Consorcios y Uniones Temporales, entre los que se destacan el desarrollo de las obras Rio Magdalena Promigas con una participación del 44% del total de los ingresos, Estación de Recolección Tratamiento Casabe Sur con una participación del 12 % y Mcm Llanos con un 9%, entre otros.

Los costos de ventas para el año 2013 ascendieron a la suma de \$76.386.135,000 presentando un incremento frente al año 2012 del 49%. Esta variación aunque va de la mano con el incremento porcentual en ventas, se explica principalmente por la variación en el aumento de un 55% en los costos indirectos, entre los que se encuentran el mantenimiento y reparaciones, con una participación del 15%, Servicios contratados con terceros con 9%, entre otros. Igualmente en la variación del costo de ventas se incrementó en un 53% en el año 2013 frente al año 2012 los Contratos de Servicios, los cuales están relacionados con el desarrollo de actividades a través de los Consorcios o Uniones temporales. En este rubro se encuentra calculada la participación de la empresa a través de esta modalidad.

Gráfico No. 4 Análisis del costo de ventas



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

La utilidad bruta para el año 2013 ascendió a la suma de \$10.338.950,000, reflejando una baja de un 5% frente al año inmediatamente anterior.

Con respecto a los gastos administrativos, aunque mostraron un aumento del año 2012 al 2013 de \$ 444.984,000 es decir un incremento del 8%, su participación frente a las ventas presentó una disminución del 9% al 7%. Entre los gastos de administración se destacan: los gastos de personal con un 3,64% de participación con respecto a las ventas, las amortizaciones con un 1,12% y los servicios con un 0,96%, entre otros.

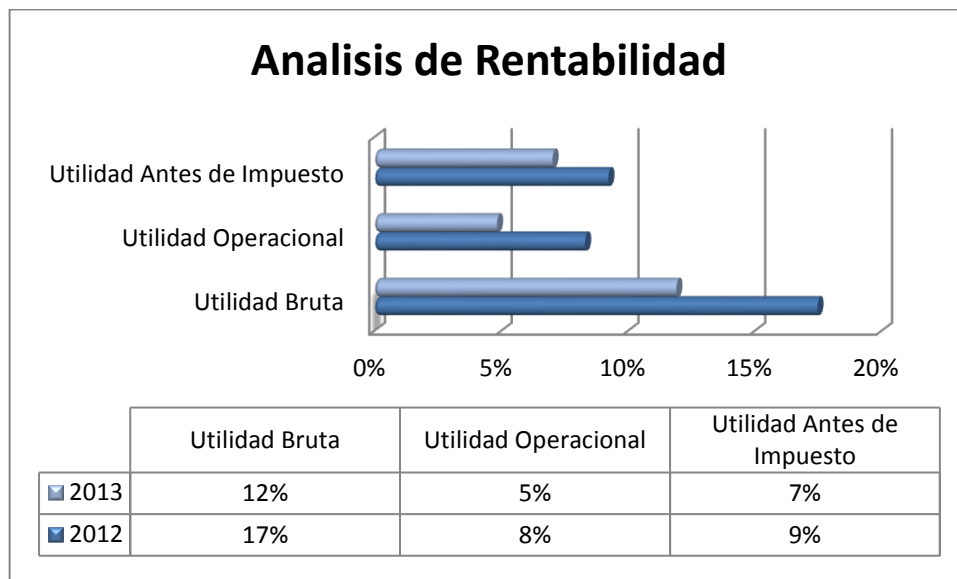
La utilidad operacional mostro una disminución del año 2012 al 2013 en un 19%, ya que, aunque se presentó un incremento significativo en los ingresos de la compañía, fue mayor el aumento entre el costo de ventas y los gastos administrativos.

Los gastos financieros mostraron un incremento del 134% del año 2012 al 2013, principalmente, por la aprobación de líneas de crédito de corto plazo para el desarrollo de los proyectos ejecutados en el año 2013.

La utilidad antes de impuestos para el año 2013 alcanzó un valor de \$6.103.084,000, es decir de un 6% frente a la mostrada en el año 2012, sin embargo, bajó dos puntos porcentuales frente al año anterior con respecto a las ventas, tal como se muestra en el grafico No. 4

En resumen, aunque la empresa mostro un aumento significativo en sus ventas de un año a otro, el incremento en sus costos y gastos fue mayor; lo que dio como resultado un deterioro de su rentabilidad.

Gráfico 5. Análisis de Rentabilidad



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

2.1.3 Balance General. A continuación se presenta el Balance General Comparativo de la empresa para los años 2012 y 2013

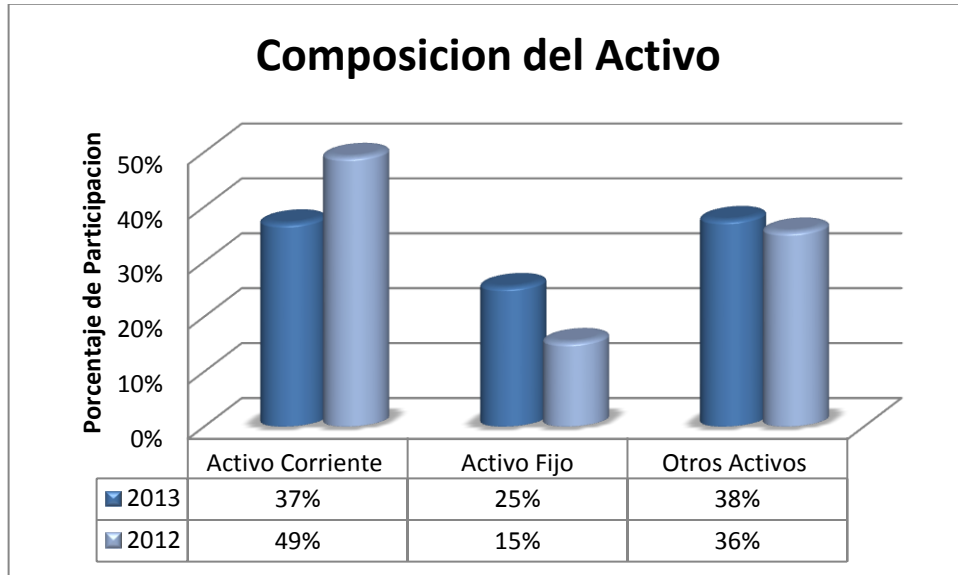
Tabla 5 Balance General Consolidado

Continúa la tabla en la siguiente hoja.

Balances Generales CONSOLIDADOS (Expresados en millones de pesos colombianos)							
BALANCE GENERAL	2012	2013	ANALISIS VERTICAL 2012	ANALISIS VERTICAL 2013	ANALISIS HORIZONTAL 2013 - 2012		
Activo Corriente							
Disponible	\$ 5.330.485,00	\$ 2.043.237,00	9%	4%	-\$ 3.287.248,00	-62%	-6%
Inversiones	\$ 115.551,00	\$ 237.210,00	0%	0%	\$ 121.659,00	105%	0%
Deudores	\$ 13.272.207,00	\$ 13.694.046,00	23%	27%	\$ 421.839,00	3%	1%
Cuentas de Operacion Conjunta	\$ 9.103.111,00	\$ 3.050.369,00	16%	6%	-\$ 6.052.742,00	-66%	-11%
Inventarios	\$ -	\$ -	0%	0%	\$ -	0%	0%
Total Activo Corriente	\$ 27.821.354,00	\$ 19.024.862,00	49%	37%	-\$ 8.796.492,00	-32%	-16%
Propiedad, Planta y Equipo							
Construcciones y Edificaciones	\$ 566.108,00	\$ 566.108,00	1%	1%	\$ -	0%	0%
Maquinaria y Equipo	\$ 10.899.925,00	\$ 16.229.924,00	19%	32%	\$ 5.329.999,00	49%	9%
Equipo de Oficina	\$ 684.518,00	\$ 751.748,00	1%	1%	\$ 67.230,00	10%	0%
Equipo de Computo	\$ 253.181,00	\$ 270.621,00	0%	1%	\$ 17.440,00	7%	0%
Flota y Equipo de Transporte	\$ 1.450.438,00	\$ 1.552.518,00	3%	3%	\$ 102.080,00	7%	0%
Total Propiedad Planta Y Equipo	\$ 13.854.170,00	\$ 19.370.919,00	24%	38%	\$ 5.516.749,00	40%	10%
Depreciacion Acumulada	-\$ 5.144.862,00	-\$ 6.316.311,00	-9%	-12%	-\$ 1.171.449,00	23%	-2%
Total Propiedad Planta Y Equipo	\$ 8.709.308,00	\$ 13.054.608,00	15%	25%	\$ 4.345.300,00	50%	8%
Otros Activos							
Intangibles	\$ 6.303.946,00	\$ 5.508.545,00	11%	11%	-\$ 795.401,00	-13%	-1%
Cargos Diferidos	\$ 224.643,00	\$ 247.661,00	0%	0%	\$ 23.018,00	10%	0%
Valorizacion de Activos Fijos	\$ 13.579.450,00	\$ 13.579.450,00	24%	26%	\$ -	0%	0%
Total Otros Activos	\$ 20.108.039,00	\$ 19.335.656,00	36%	38%	-\$ 772.383,00	-4%	-1%
Total Activos	\$ 56.638.701,00	\$ 51.415.126,00	100%	100%	-\$ 5.223.575,00	-9%	-9%
Pasivo Corriente:							
Obligaciones financieras CP	\$ 3.130.240,00	\$ 4.031.536,00	6%	8%	\$ 901.296,00	29%	2%
Proveedores	\$ 695.906,00	\$ 1.997.777,00	1%	4%	\$ 1.301.871,00	187%	2%
Cuentas por Pagar CP	\$ 1.671.774,00	\$ 2.505.692,00	3%	5%	\$ 833.918,00	50%	1%
Impuestos Gravámenes y Tasas	\$ 2.037.312,00	\$ 1.205.560,00	4%	2%	-\$ 831.752,00	-41%	-1%
Obligaciones Laborales	\$ 212.213,00	\$ 1.274.902,00	0%	2%	\$ 1.062.689,00	501%	2%
Total Pasivo Corriente	\$ 7.747.445,00	\$ 11.015.467,00	14%	21%	\$ 3.268.022,00	42%	6%
Pasivo Mediano y Largo Plazo							
Obligaciones financieras LP	\$ 4.493.486,00	\$ 2.440.839,00	8%	5%	-\$ 2.052.647,00	-46%	-4%
Cuentas por Pagar	\$ 10.832.292,00	\$ 1.565.011,00	19%	3%	-\$ 9.267.281,00	-86%	-16%
Otros pasivos a largo plazo (Nota 19)	\$ 11.729.904,00	\$ 10.757.846,00	21%	21%	-\$ 972.058,00	-8%	-2%
Total Pasivo Mediano y Largo Plazo	\$ 27.055.682,00	\$ 14.763.696,00	48%	29%	-\$ 12.291.986,00	-45%	-22%
Total Pasivo	\$ 34.803.127,00	\$ 25.779.163,00	61%	50%	-\$ 9.023.964,00	-26%	-16%
Patrimonio							
Capital Suscrito y Pagado	\$ 1.200.000,00	\$ 1.200.000,00	2%	2%	\$ -	0%	0%
Reservas	\$ 383.220,00	\$ 600.001,00	1%	1%	\$ 216.781,00	57%	0%
Revalorizacion del Patrimonio	\$ 627.964,00	\$ 591.404,00	1%	1%	-\$ 36.560,00	-6%	0%
Utilidad del Ejercicio	\$ 4.045.179,00	\$ 3.835.948,00	7%	7%	-\$ 209.231,00	-5%	0%
Utilidades Acumuladas	\$ 2.000.761,00	\$ 5.829.160,00	4%	11%	\$ 3.828.399,00	191%	7%
Superavit por Valorizacion de Activos Fijos	\$ 13.579.450,00	\$ 13.579.450,00	24%	26%	\$ -	0%	0%
Total Patrimonio	\$ 21.836.574,00	\$ 25.635.963,00	39%	50%	\$ 3.799.389,00	17%	7%
Total Pasivos y Patrimonio	\$ 56.639.701,00	\$ 51.415.126,00	100%	100%	(5.224.575,00)	-9%	-9%

Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

Grafico 6. Composición del Activo



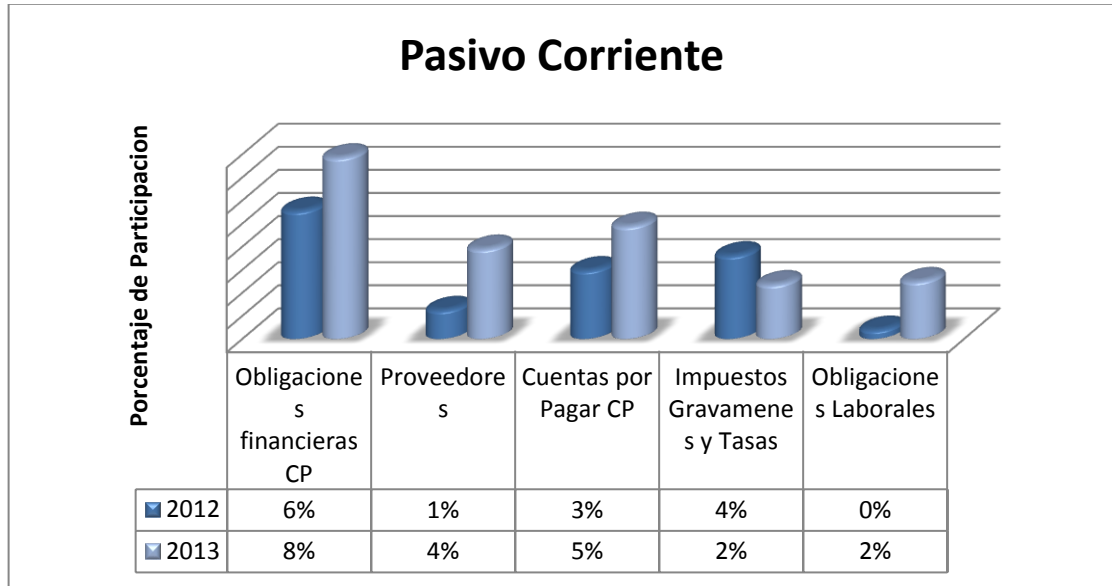
Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

La composición del activo de la compañía para el año 2012 estaba concentrada en el activo corriente con un 49% y en un 37% para el año 2013. Del activo corriente las cuentas por cobrar a cliente es la cifra más representativa tanto para el año 2012 con un 23% como para el año 2013 con un 27%. Las cuentas de operación conjunta representaban para el año 2012 un 16% frente a un 6% en el año 2013. Estas cifras contemplan los anticipos para los diferentes proyectos de construcción los cuales se desarrollan bajo la modalidad de Consorcios o Uniones Temporales.

Con respecto a la Propiedad Planta y Equipo para el año 2012 represento 15% y para el 2013 mostro un incremento significativo posicionándose en un 25%, lo anterior, debido al aumento de proyectos para el segundo semestre del año 2013

En cuanto a los pasivos, las obligaciones financieras presentan durante el periodo analizado la mayor concentración donde las obligaciones a Corto Plazo con el 6% para el año 2012 pasan al 8% para el año 2013. Este aumento se debe al impulso que se da a los proyectos asignados los cuales cuentan con tiempos de ejecución muy precisos. Estas obligaciones son en su mayoría créditos de tesorería.

Grafica 7. Composición del Pasivo Corriente



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

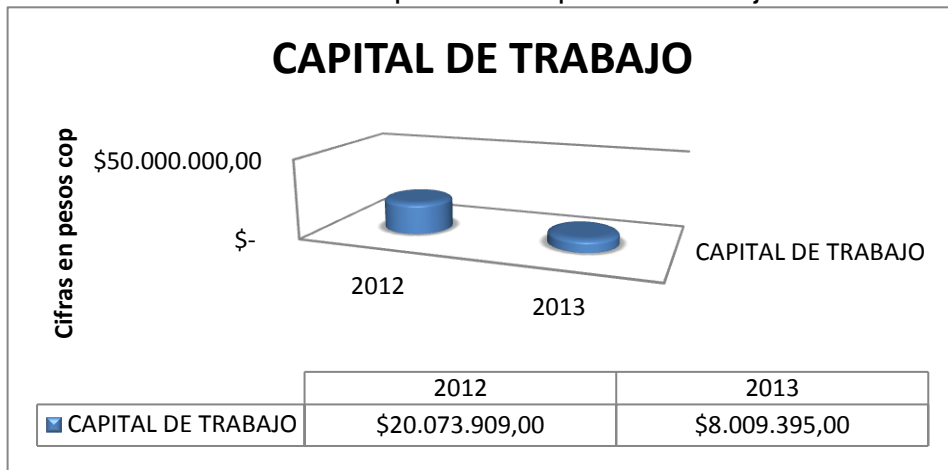
Con respecto al Patrimonio el superávit por valorización de activo fijo representa la mayor concentración en el 2013 con el 53%, esto se debe a la inversión que hace la empresa en maquinaria para llevar a cabo su operación.

2.1.4 Indicadores Financieros

- Indicadores de Liquidez

El capital de trabajo de la compañía presento una disminución de 2012 a 2013 especialmente por la cuentas de operación conjunta.

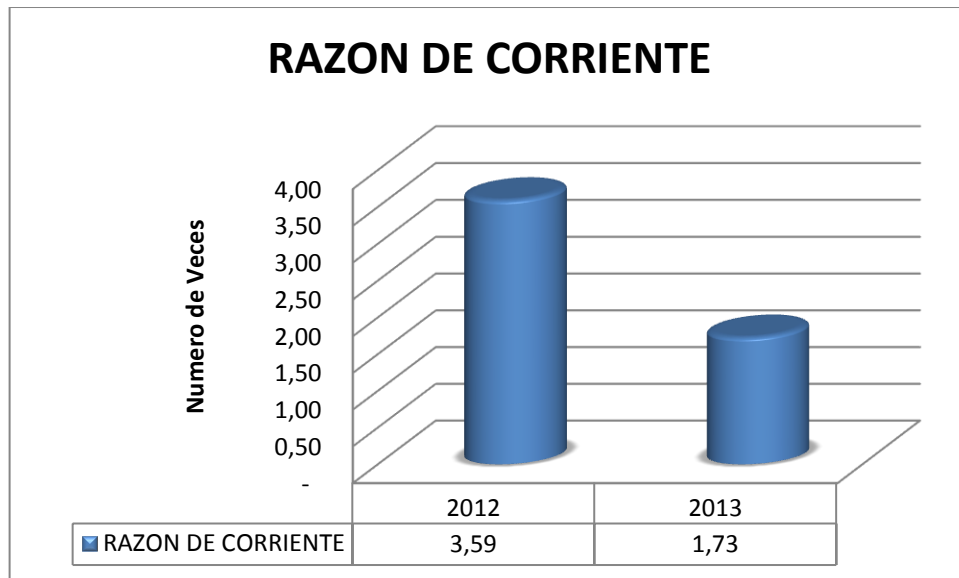
Gráfico 8 Comparativo Capital de Trabajo



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

Analizando el indicador de razón corriente, se puede observar un mejoramiento significativo en la utilización de los recursos, principalmente por la disminución de las cuentas de operación conjunta, las cuales son reflejo de la utilización de recursos en la ejecución de grandes contratos de construcción en el año 2013.

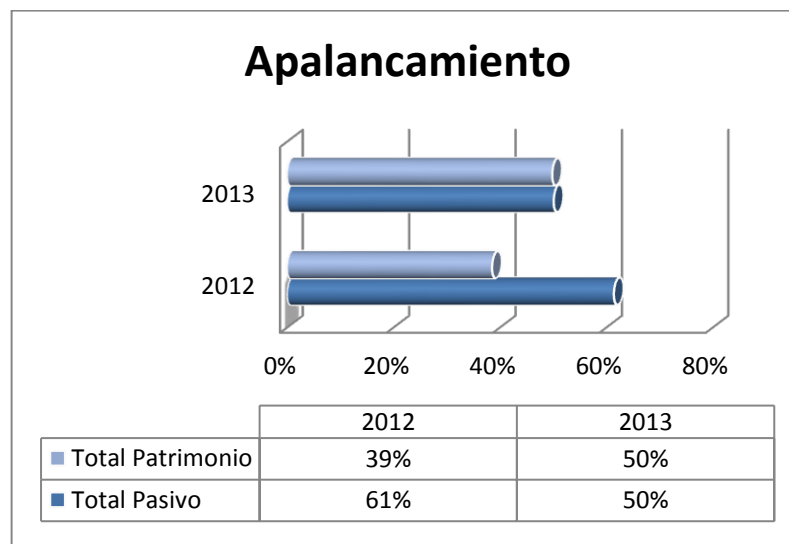
Gráfico 9 Razón Corriente



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

- Indicadores de Endeudamiento

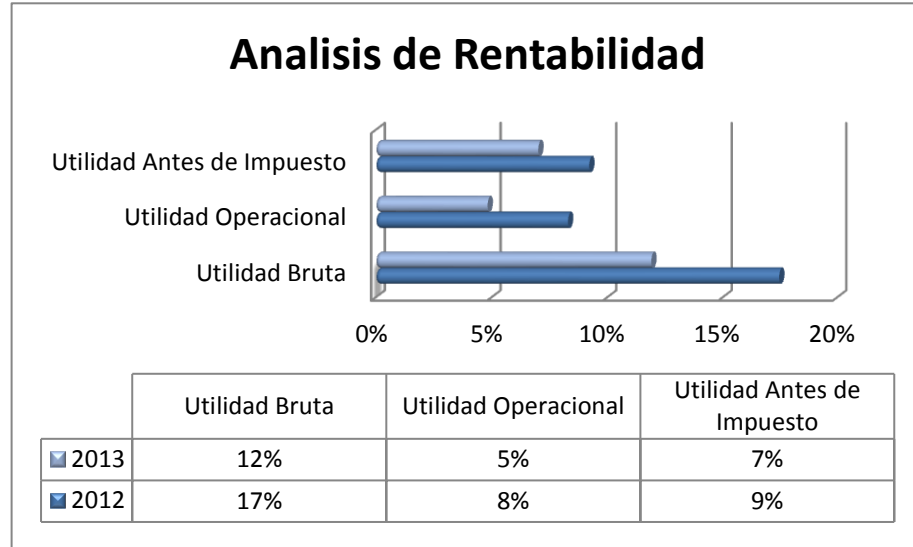
Gráfico 10 Análisis de Apalancamiento



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

La estructura de apalancamiento de la compañía para el año 2013 se encuentra en un 50% con recursos de terceros y un 50% con recursos propios. El apalancamiento con el sector financiero es muy importante en el desarrollo de la actividad principal de la compañía. Estos varían de un año a otro en la misma medida en la que se aprueban nuevos proyectos de construcción.

- Indicador de rentabilidad
 - Gráfico 11 Comparativo Rentabilidad del Activo y del Patrimonio



Fuente: Información suministrada por la empresa PetroMont SA

El rendimiento del Patrimonio disminuye en dos puntos del año 2012 al año 2013, principalmente por la disminución de la participación en el apalancamiento del sector financiero y el incremento del apalancamiento por parte de recursos propios.

El rendimiento del activo se mejoró pasando de un 10% en el año 2012 a un 12% en el año 2013. Este resultado se debe a una mejora que presentó la compañía en la rotación de sus activos.

3. METODOLOGÍA

Para realizar el presente trabajo fue necesario recolectar la información de la empresa Petrolmont S.A. dedicada a la construcción, montaje y mantenimiento de redes de flujo para el transporte de hidrocarburos; en la investigación se utilizó el enfoque descriptivo ya que su meta no se limita a la recolección de datos, sino a la predicción e identificación de las relaciones que existen entre dos o más variables, además un enfoque propositivo porque es una actuación crítica y creativa, caracterizado por planear opciones o alternativas de solución a los problemas suscitados por una situación utilizando variables de carácter Cuantitativo, utilizamos las siguientes técnicas para la recopilación de la información:

Investigación documental: utilizamos esta técnica en la consulta de tesis libros, fuentes electrónicas y el registro administrativo cuya información fue básicamente los estados de Resultado y los Balances generales de los últimos 2 años que nos sirvieron de guía para enfocar nuestra investigación.

Entrevista: Se realizó una reunión donde estuvieron presentes los integrantes del grupo en conjunto con los dueños de la empresa Petrolmont S.A. estos últimos accedieron a suministrar la información necesaria para el objeto de nuestro estudio.

Encuesta: con el fin de medir las diferentes variaciones sufridas por la empresa en el transcurso de los tiempos, realizamos una encuesta que nos permitió identificar las problemáticas presentadas en este transcurso de tiempo.

3.1 DISEÑO DEL MODELO FINANCIERO

El modelo financiero se construyó con el fin de sustentar la viabilidad de la implementación de la nueva línea de negocio, la cual propone una solución a largo plazo, que consiste básicamente en la generación de ingresos de una manera sostenible con la generación de energía eléctrica para blindar a la empresa de una problemática que consiste en la disminución de los ingresos por falta de nuevos proyectos por parte de la industria petrolera, consecuencia de la coyuntura económica del sector de hidrocarburos en el país. El análisis se realizó a partir del estudio de los índices más representativos que afectan directamente la actividad económica de la empresa. Se realizó de manera dinámica y flexible a los cambios que pudieran determinar el futuro de la compañía. El principal objetivo del modelo es demostrar un escenario que se aproxime a la realidad y así tomar las diferentes decisiones que pueden afectar el futuro de la empresa.

3.2 DESCRIPCIÓN DE LA VALIDACIÓN DEL MODELO

Para la elaboración del modelo financiero se determinó proyectar a 7 años los estados financieros, se registró por separado y en paralelo las proyecciones de los rubros para el negocio actual de la empresa diferenciado de la nueva línea de Negocio es decir, en el Estado de resultado se mostraron por separado los Ingresos, Costo de Venta, Gasto Administrativo, Obligaciones Financieras y Gasto Financiero, esto con el fin de evidenciar las variaciones que permitieron evaluar la toma de decisiones respecto a la Viabilidad de la Propuesta y el impacto de esta en los indicadores Financieros.

La proyección de los estados financieros se realizó bajo unos supuestos que se formularon según el análisis macroeconómico del sector de hidrocarburos, este análisis arrojó como resultado la identificación de Variables que inciden directamente en el negocio, para la proyección de ventas del negocio base se realizó bajo la proyección del PIB del 2015 al 2021 por que la actividad principal de la empresa de construcción de líneas de transporte de crudo va ligada al crecimiento del país, los ingresos proyectados de la Nueva línea de Negocio se realizaron con la variación del IPP en los mismos años, esto debido a que los ingresos se originaron bajo la producción y Generación de Energía, para los costos y Gastos se proyectaron con la inflación del mismo rango de años.

3.3 GENERACIÓN DE VALOR

Después de identificar variables macroeconómicas que influyen a una evidente retracción del sector de hidrocarburos debido a la alza del precio del barril del petróleo, la disminución de hallazgos de nuevos pozos y la devaluación del Peso Dólar, se pudo determinar las dificultades que podría enfrentar si no se toman correctivos a tiempo, según las expectativas de mercado se prevé que a partir del año 2016 comenzará un declive en la producción nacional de petróleo, factor que afecta directamente la compañía si se tiene en cuenta que las obras de construcción bajaran significativamente para el ámbito nacional.

Dado lo anterior la empresa amplió su portafolio a una nueva línea de negocio a partir de la Generación de Energía y con ella busca ingresar a otro sector de la economía en Colombia como lo es el sector de minas y energía.

4. RESULTADOS

Se realizó la proyección de los estados financieros para la nueva línea de negocio, Generación de Energía Eléctrica, tomando variables macroeconómicas como el Producto Interno Bruto, Inflación, Índices de Precio al Consumidor, Deposito a Termin Fijo, Tasa de Interés, Tasa Representativa, para realizar la evaluación y modelación del proyecto a ocho (8) años. Simulando tres escenarios, Realista, Optimista, y Pesimista a partir de datos de entrada en las variables de ventas, costos, gastos, compra de maquinaria, obligaciones financieras e inversión inicial, con el objetivo de evaluar a través de herramientas de evaluación de proyectos como los son; Valor Presente Neto, Beneficio Costos, CAUE, y Tasa Interna de Retorno, el comportamiento y viabilidad de esta propuesta de valor.

La Línea de Generación de Energía, se presenta como la propuesta para mitigar la desaceleración que actualmente presenta el sector Oil & Gas y que viene afectando la compañía en su crecimiento económico, de tal manera contamos con la certeza, que la inclusión de esta nueva línea negocio a las ventas tradicionales, soportara la disminución de ingresos por parte de la línea tradicional y será un desarrollo y alternativa en la diversificación de productos para la compañía.

4.1 Proyección de Ingresos Línea Generación de Energía Eléctrica

La demanda de energía eléctrica en Colombia se estima a través de un escenario medio, con un crecimiento de 4.0% para una demanda total de 64.679GWh en el 2015.

A continuación se presentan las estimaciones de demanda de energía para los próximos 14 años.

Tabla 6 Proyección de Ingresos Línea Generación de Energía

PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL GWh				PROYECCIÓN TOTAL NACIONAL Demanda Energía			
Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo	Año	Esc. Alto	Esc. Medio	Esc. Bajo
2014	63 470	62 206	60 943	2014	4.2%	2.2%	0.1%
2015	66 056	64 679	63 302	2015	4.1%	4.0%	3.9%
2016	68 967	67 561	66 155	2016	4.4%	4.5%	4.5%
2017	71 172	69 734	68 296	2017	3.2%	3.2%	3.2%
2018	74 068	72 600	71 132	2018	4.1%	4.1%	4.2%
2019	76 905	75 406	73 907	2019	3.8%	3.9%	3.9%
2020	78 781	77 252	75 723	2020	2.4%	2.4%	2.5%
2021	80 320	78 762	77 203	2021	2.0%	2.0%	2.0%
2022	81 780	80 190	78 601	2022	1.8%	1.8%	1.8%
2023	82 793	81 172	79 550	2023	1.2%	1.2%	1.2%
2024	84 228	82 576	80 924	2024	1.7%	1.7%	1.7%
2025	85 757	84 072	82 386	2025	1.8%	1.8%	1.8%
2026	87 191	85 473	83 754	2026	1.7%	1.7%	1.7%
2027	88 726	86 973	85 220	2027	1.8%	1.8%	1.7%
2028	90 245	88 458	86 671	2028	1.7%	1.7%	1.7%

Fuente: Autores

Teniendo en cuenta las proyecciones anteriores, las relaciones cercanas con las principales empresas consumidoras de Energía, como Ecopetrol con la Cira Infantas y OXY, se proyectaron las ventas a partir de un mínimo de energía garantizada de 6.000KW's por hora a un precio de \$104 pesos, siendo estos valores un escenario realista para el inicio del proyecto. Debido a la anterior información, a las proyecciones de demanda de energía y a que los equipos pueden llegar a generar un máximo de 20.000KW's por hora, se proyectó un incremento en ventas de 1.500KW's por hora por cada año, y un incremento en el precio de venta por hora de 3.4%, variable que depende del incremento a los Índices de Precio de los Productores. Siendo esto un escenario realista a continuación se presenta la información:

Tabla 7 Ingresos Proyectados

PROYECCION DE VENTAS								
	AÑO 0	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
CANTIDADES KW's	0	51.840	64.800	77.760	90.720	103.680	116.640	129.600
PRECIO	0	104,00	107,54	111,19	114,97	118,88	122,92	127,10
VENTAS	\$ 0	\$ 5.391.360	\$ 6.968.333	\$ 8.646.307	\$ 10.430.329	\$ 12.325.668	\$ 14.337.834	\$ 16.472.578

Fuente: Autores

4.2 Proyección de Costos Línea de Generación de Energía Eléctrica

La proyección de los costos se realizó a partir del incremento de energía garantizada por hora por año y el aumento en el precio de costo a partir de la Inflación.

Los estimaron costos de nómina, mantenimiento de equipos, mantenimiento en red, consumos de aceite en equipos para la puesta en marcha y operación de esta línea, los cuales se relacionan a continuación:

Tabla 8 Proyección de Costos

Continuación siguiente hoja.

COSTOS DEL NUEVO PROYECTO	CANTIDAD	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2107	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
GASTOS OPERACIÓN MENSUAL		929.309,00	1.028.654,08	1.150.899,61	1.506.734,14	1.701.715,63	1.754.468,82	1.808.857,35
OPERADOR	4,00	282.146,00	361.429,03	462.990,58	593.090,94	759.749,49	783.301,72	807.584,08
SUPERVISOR	2,00	290.350,00	299.350,85	308.630,73	472.513,64	487.161,56	502.263,57	517.833,74
DIRECTOR DE PROYECTO	1,00	135.360,00	139.556,16	143.882,40	148.342,76	152.941,38	157.682,56	162.570,72
HSE	1,00	94.253,00	97.174,84	100.187,26	153.386,70	158.141,69	163.044,08	168.098,45
GASTOS LOGISTICOS		127.200,00	131.143,20	135.208,64	139.400,11	143.721,51	148.176,88	152.770,36
COSTOS DE MANTENIMIENTO EQUIPOS		435.634,00	449.138,65	593.061,95	621.446,87	500.711,73	589.233,79	704.500,04
MANTENIMIENTO DE RED		272.314,00	280.755,73	289.459,16	298.432,40	307.683,80	317.222,00	327.055,88
TOTAL CONSUMO ACEITE ANUAL POR MAQUINA		76.800,00	79.180,80	81.635,40	84.166,10	86.775,25	89.465,28	92.238,71
TOTAL COSTOS OPERACIÓN NUEVA LINEA DE NEGOCIO		1.714.057,00	1.837.729,27	2.115.056,13	2.510.779,51	2.596.886,41	2.750.389,89	2.932.651,98

Fuente: Autores

4.3 Inversión en Equipos e Inversión Inicial Línea de Generación de Energía

La inversión en los Generadores de Energía Eléctrica, se harían a través de un proveedor en China y su costo ascendería a Dos Millones Ochocientos mil dólares \$2.800.000, más los gastos de nacionalización que se estiman en un 33% sobre el valor CIF, este valor se calculó a una Tasa Representativa de \$2.420. Estimación realizada a través del método de estimación de divisa por un periodo de treinta 30 días.

La inversión inicial, puesta en marcha, arranque, e instalación de equipos se estima es Tres Millones de dólares \$3.000.000, estimación realizada bajo el mismo método de la inversión de equipos.

Para garantizar el apalancamiento y financiación, se propone ceder los derechos económicos a una Fiduciaria bajo una tasa de interés del DTF más 4 puntos, que es la tasa que actualmente maneja la empresa con las entidades bancarias. Por ser un proyecto a largo plazo, la financiación se haría a 8 años y su apalancamiento se haría en su totalidad con recursos de terceros.

A continuación se muestra la financiación del proyecto.

Tabla 9 Obligaciones Financieras

CUOTAS FIJAS VENCIDAS	
Valor prestamo	\$ 14.036.000
Numero cuotas	8
Tasa interes	8,47% EA
CUOTA	\$ 2.486.209

	AÑO 0	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
Saldo	\$ 14.036.000	\$ 12.738.640	\$ 11.331.393	\$ 9.804.953	\$ 8.149.223	\$ 6.353.252	\$ 4.405.163	\$ 2.292.071
Interes		\$ 1.188.849	\$ 1.078.963	\$ 959.769	\$ 830.479	\$ 690.239	\$ 538.120	\$ 373.117
Cuota		\$ 2.486.209	\$ 2.486.209	\$ 2.486.209	\$ 2.486.209	\$ 2.486.209	\$ 2.486.209	\$ 2.486.209
Amortizacion		\$ 1.297.360	\$ 1.407.247	\$ 1.526.440	\$ 1.655.730	\$ 1.795.970	\$ 1.948.089	\$ 2.113.092

Fuente: Autores

4.4 Flujo Operativo – Flujo de Inversión Neta – Valor Residual – Flujo Neto de Efectivo. Línea de Generación de Energía

Una vez proyectadas las ventas, costos y financiamiento, se calculó el flujo operativo, la inversión neta de trabajo, el valor residual a partir del año 2021 con una tasa interna de oportunidad del 7,4356% E.A., que es la tasa mínima que esperan los socios de su línea tradicional.

Los datos que se presenta a continuación son los cálculos generados a partir de la anterior información presentada y que solo corresponden a la propuesta de la línea de generación de energía eléctrica, sin incluir ninguna información financiera de la línea tradicional que históricamente ha manejado la empresa.

Tabla 10 Flujo Operativo

	AÑO 0	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
Ingresos	\$ 0	\$ 5.391.360	\$ 6.968.333	\$ 8.646.307	\$ 10.430.329	\$ 12.325.668	\$ 14.337.834	\$ 16.472.578
Costos Totales	\$ 0	\$ 1.720.825	\$ 1.844.707	\$ 2.122.236	\$ 2.518.182	\$ 2.604.511	\$ 2.758.243	\$ 2.940.741
Depreciacion	\$ 0	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280
Costos Financieros	\$ 0	\$ 1.188.849	\$ 1.078.963	\$ 959.769	\$ 830.479	\$ 690.239	\$ 538.120	\$ 373.117
Utilidad antes de Imp	\$ 0	\$ 2.278.406	\$ 3.841.383	\$ 5.361.022	\$ 6.878.387	\$ 8.827.638	\$ 10.838.190	\$ 12.955.440
Provision de Imp.	\$ 0	\$ 774.658	\$ 1.306.070	\$ 1.822.747	\$ 2.338.652	\$ 3.001.397	\$ 3.684.985	\$ 4.404.849
Utilidad Neta	\$ 0	\$ 1.503.748	\$ 2.535.313	\$ 3.538.275	\$ 4.539.735	\$ 5.826.241	\$ 7.153.205	\$ 8.550.590
Depreciacion	\$ 0	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280
Amortizacion	\$ 0	\$ 1.297.360	\$ 1.407.247	\$ 1.526.440	\$ 1.655.730	\$ 1.795.970	\$ 1.948.089	\$ 2.113.092
FLUJO OPERATIVO	\$ 0	\$ 409.668	\$ 1.331.346	\$ 2.215.114	\$ 3.087.285	\$ 4.233.551	\$ 5.408.396	\$ 6.640.778

Fuente: Autores

Tabla 11 Flujo de Inversión Neta

	AÑO 0	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
Inversion Fija	\$ 6.776.000							
Inversion de K	\$ 2.909.674	\$ 13.996	\$ 158.335	\$ 266.656	-\$ 53.911	\$ 1.614	\$ 17.495	\$ 0
Prestamos	\$ 14.036.000							
INVERSION NETA	-\$ 4.350.326	\$ 13.996	\$ 158.335	\$ 266.656	-\$ 53.911	\$ 1.614	\$ 17.495	\$ 0

Fuente: Autores

Tabla 12 Valor Residual

+. RECUPERACION DEL ACTIVO	\$ 5.353.040
+. RECUPERACION K DE W	\$ 3.313.858
+. VALOR DE CONTINUIDAD	\$ 71.085.067
- DEUDAS	\$ 2.292.071
VALOR RESIDUAL	\$ 77.459.895

Fuente: Autores

Tabla 13. Flujos de Efectivo

	AÑO 0	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
FLUJO NETO DE EFECTIVO	-\$ 4.350.326	\$ 395.672	\$ 1.173.011	\$ 1.948.458	\$ 3.141.197	\$ 4.231.937	\$ 5.390.902	\$ 6.640.778

Fuente: Autores

4.5 Herramientas de Evaluación de Proyectos Línea de Generación de Energía

A través de las herramientas de evaluación de proyectos como los son; Valor Presente Neto, CAUE, Beneficio Costo, y Tasa Interna de Rentabilidad, se evaluó los resultados del proyecto a partir de datos realistas y una proyección consecuente con los datos macroeconómicos proyectados, la información obtenida da como viable la nueva propuesta de negocio de Generación de Energía Eléctrica, teniendo resultados positivos en cada herramienta evaluada. Valor Presente Neto de \$20.696.477, CAUE de \$3.524.723, Beneficio Costo de 5,76, y una Tasa Interna de Retorno de 33,79% E.A., superior a la Tasa Interna de Oportunidad de 7,4346% E.A., que es la misma tasa WACC que es la tasa que esperan los accionistas en su línea tradicional.

4.6 Resumen de Escenarios Línea de Generación de Energía

A través de una simulación de tres escenarios, Realista, Pesimista y Optimista, se proyectaron las variables de entrada como lo son; Ventas, Costos, Precio de KWs por hora, y variaciones en la Tasa Representativa del Mercado, el comportamiento de las variables de salida; Valor Presente Neto, CAUE, Beneficio Costo, y Tasa Interna de Retorno, herramientas a través de las cuales podemos realizar evaluación de proyectos. Una vez obtenido analizados los resultados podemos concluir, que ante una sumatoria negativa con cambios cerca al 40% de todas las variables de entrada, solo en este punto, el negocio deja de ser rentable.

Tabla 14. Resumen de Escenarios

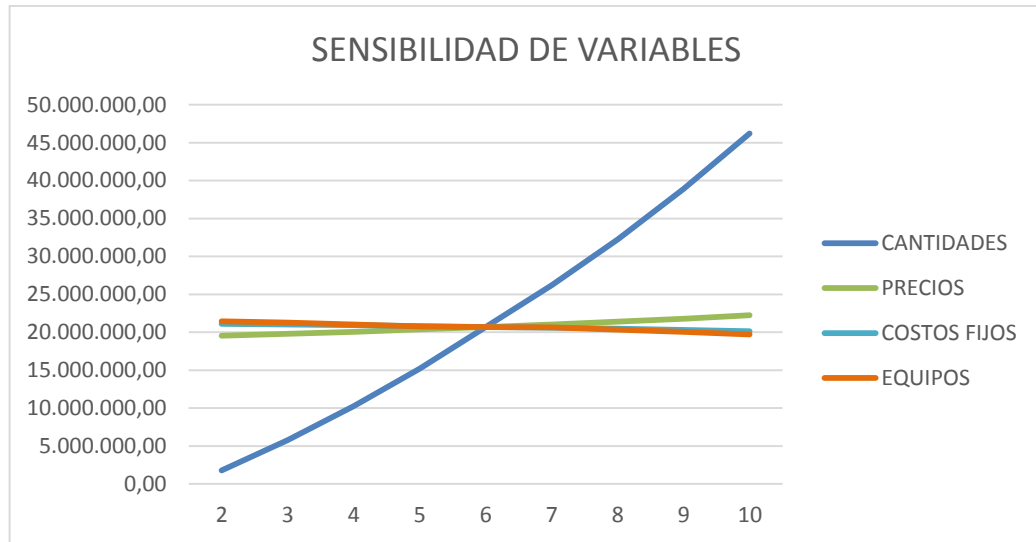
Resumen del escenario				
	Valores actuales:	Realista	Pesimista	Optimista
Celdas cambiantes:				
CANTIDADES	51.840	51.840	34.012	75.899
PRECIO	104,00	104,00	68,23	152,27
COSTOS	\$ 1.720.825	\$ 1.720.825	\$ 2.519.459	\$ 1.129.033
EQUIPOS	\$ 6.776.000	\$ 6.776.000	\$ 9.289.421	\$ 4.791.512
Celdas de resultado:				
VPN	20.696.467	20.696.467	-466.593	49.624.683
CAUE	3.524.723	3.524.723	-79.463	8.451.359
B_C	5,76	5,76	0,55	8,16
TIR	33,79%	33,79%	-11,34%	58,82%

Notas: La columna de valores actuales representa los valores de las celdas cambiantes en el momento en que se creó el Informe resumen de escenario. Las celdas cambiantes de cada escenario se muestran en azul.

Fuente: Autores

Adicionalmente, se realizó una sensibilización a las variables de entrada más representativas y que pueden influir en una mayor medida la rentabilidad del proyecto, se observó que ante cambios en las cantidades mínimas garantizadas en la Propuesta de Generación de Energía, sería la variable más sensible ante cualquier cambio.

Gráfico 12 Sensibilidad de Variables



Fuente: Autores

4.7 PROYECCIÓN DE ESTADOS FINANCIEROS

4.7.1 Balance General Projectado

Activo

Tabla 15 Balance General Projectado Activo

	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
Activo Corriente	\$ 27.279.232	\$ 27.754.497	\$ 28.619.965	\$ 30.281.610	\$ 32.034.333	\$ 33.195.758	\$ 33.966.069
Disponible	\$ 4.007.422	\$ 6.238.167	\$ 8.810.191	\$ 11.576.692	\$ 13.780.292	\$ 16.479.644	\$ 18.768.988
Deudores	\$ 18.001.694	\$ 16.298.914	\$ 14.644.533	\$ 13.591.330	\$ 13.191.588	\$ 11.704.286	\$ 10.235.371
Cuentas de Operacion Conjunta	\$ 5.270.117	\$ 5.217.415	\$ 5.165.241	\$ 5.113.589	\$ 5.062.453	\$ 5.011.828	\$ 4.961.710
Activo No Corriente							
Propiedad Planta y Equipo	\$ 26.297.994	\$ 26.297.994	\$ 26.297.994	\$ 26.297.994	\$ 26.297.994	\$ 26.297.994	\$ 26.297.994
Depreciacion Acumulada	\$ (11.386.125)	\$ (12.701.024)	\$ (14.015.924)	\$ (15.330.824)	\$ (16.645.724)	\$ (17.960.623)	\$ (19.275.523)
Intangibles	\$ 15.503.895	\$ 15.503.895	\$ 15.503.895	\$ 15.503.895	\$ 15.503.895	\$ 15.503.895	\$ 15.503.895
Depreciacion Equipo GE	\$ (701.800)	\$ (1.403.600)	\$ (2.105.400)	\$ (2.807.200)	\$ (3.509.000)	\$ (4.210.800)	\$ (4.912.600)
Valorizacion de Activos Fijos	\$ 13.579.450	\$ 13.579.450	\$ 13.579.450	\$ 13.579.450	\$ 13.579.450	\$ 13.579.450	\$ 13.579.450
Inversiones y Otros Activos	\$ 2.227.387	\$ 2.990.510	\$ 3.204.556	\$ 3.482.218	\$ 3.857.119	\$ 3.950.569	\$ 4.291.895
Total Activos	\$ 72.800.034	\$ 72.021.721	\$ 71.084.536	\$ 71.007.144	\$ 71.118.067	\$ 70.356.243	\$ 69.451.180

Fuente: Autores

Se observa en la estructura del activo en el primer año que la mayor parte se concentra en el Activo corriente, dentro del cual el mayor rubro es representado en la Cuenta de Clientes con un 38% donde se refleja la política de pagos de la compañía, en los activos no Corrientes se visualiza que el rubro más

representativo son los intangibles 21% debido a la compra de la nueva máquina para la nueva línea de negocio, cabe aclarar que este Activo no afecta la cuenta Propiedad Planta y Equipo debido a que se obtiene por medio de un Leasing, el siguiente rubro más representativo es Valorización de Activos fijos, rubro que no genera valor a la compañía debido a que no representa flujo de efectivo en el corto tiempo.

En la proyección del balance general se evidencia que el disponible aumenta progresivamente debido a la entrada de la nueva línea de negocio, gracias a este comportamiento, la empresa puede realizar inversiones en todos los años. En la nueva política de agregación de valor los clientes cumplen un papel importante debido a que no se maneja una cartera superior a 60 días, por este motivo en la proyección se visualiza que este rubro va decreciendo año tras año.

PASIVO

Tabla 16 Balance General Proyectado Pasivo

Pasivo Corriente:	\$ 15.774.453	\$ 14.963.727	\$ 14.230.476	\$ 13.517.808	\$ 14.676.638	\$ 14.066.500	\$ 13.129.269
Obligaciones financieras CP	\$ 7.072.963	\$ 6.418.966	\$ 5.709.641	\$ 4.940.307	\$ 4.105.887	\$ 3.200.876	\$ 2.219.300
Proveedores	\$ 1.562.563	\$ 1.556.475	\$ 1.567.667	\$ 1.647.977	\$ 3.513.738	\$ 3.542.407	\$ 3.575.870
Cuentas por Pagar CP	\$ 6.477.818	\$ 6.320.564	\$ 6.278.770	\$ 6.248.381	\$ 6.369.059	\$ 6.628.383	\$ 6.632.317
Impuestos Gravámenes y Tasas	\$ 499.464	\$ 504.459	\$ 509.503	\$ 514.598	\$ 519.744	\$ 524.942	\$ 530.191
Obligaciones Laborales	\$ 161.646	\$ 163.263	\$ 164.896	\$ 166.545	\$ 168.210	\$ 169.892	\$ 171.591
Pasivo No Corriente:							
Obligaciones financieras LP	\$ 19.228.637	\$ 17.450.673	\$ 15.522.294	\$ 13.430.774	\$ 11.162.311	\$ 8.701.937	\$ 6.033.415
Otros pasivos a largo plazo	\$ 7.542.835	\$ 7.165.693	\$ 6.807.408	\$ 6.467.038	\$ 6.143.686	\$ 5.836.502	\$ 5.544.677
Otros pasivos	\$ 469.136	\$ 473.827	\$ 478.566	\$ 483.351	\$ 488.185	\$ 493.067	\$ 497.997
Total Pasivo	\$ 43.015.061	\$ 40.053.920	\$ 37.038.744	\$ 33.898.971	\$ 32.470.820	\$ 29.098.005	\$ 25.205.357

Fuente: Autores

En la estructura del pasivo en el primer año, el rubro más representativo son las obligaciones financieras a largo plazo que representa el 45% del total del pasivo, esto debido al préstamo utilizado para la nueva máquina de la nueva línea de negocio que se proyecta en los siguientes 8 años; los proveedores representan apenas el 4% y se mantiene dentro de la proyección para la empresa debido a que por políticas de los proveedores estos pagos no pueden superar los 60 días para no incurrir en multas por incumplimiento. Dentro de las obligaciones laborales no se representa mayor incremento en la proyección debido a que no es necesario contratar mayor personal para el funcionamiento de la nueva línea de negocio. Al final del ejercicio podemos observar que el manejo adecuado del crédito permite afianzar a la compañía dentro de los siguientes años proyectados.

PATRIMONIO

Tabla 17 Balance General Proyectado Patrimonio

Patrimonio														
Utilidad del Ejercicio anteriores	\$	14.448.288	\$	11.773.077	\$	12.025.130	\$	13.583.624	\$	12.704.327	\$	13.173.512	\$	13.928.169
Utilidad del Ejercicio	\$	(597.609)	\$	4.260.430	\$	6.086.368	\$	7.590.254	\$	10.008.625	\$	12.150.431	\$	14.383.360
Otro Patrimonio	\$	2.354.844	\$	2.354.844	\$	2.354.844	\$	2.354.844	\$	2.354.844	\$	2.354.844	\$	2.354.844
Superavit por Valorización de Act	\$	13.579.450	\$	13.579.450	\$	13.579.450	\$	13.579.450	\$	13.579.450	\$	13.579.450	\$	13.579.450
Total Patrimonio	\$	29.784.973	\$	31.967.801	\$	34.045.792	\$	37.108.172	\$	38.647.246	\$	41.258.238	\$	44.245.823

Fuente: Autores

En el patrimonio proyectado se visualiza un decrecimiento en los primeros años que se explica con las pérdidas representadas en el primer año al final del ejercicio dada la inversión de la nueva línea de negocio, después del primer año se presenta una recuperación gradual dadas las ganancias que se generan en los periodos siguientes y permite pagar dividendos a los socios de la compañía en el transcurso de los años.

4.8 Estado de Resultados

Tabla 18 Estado de Resultados Proyectado:

ESTADOS DE RESULTADOS PROYECTADO								
(Expresado en Millones de Pesos Colombianos)								
	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021	
Ingresos Línea Tradicional	\$ 102.580.516	\$ 101.691.093	\$ 101.023.330	\$ 104.257.370	\$ 111.736.498	\$ 111.848.404	\$ 111.960.310	
Ingresos Nueva Línea de Negocio	\$ 5.391.360	\$ 6.968.333	\$ 8.646.307	\$ 10.430.329	\$ 12.325.668	\$ 14.337.834	\$ 16.472.578	
TOTAL INGRESOS	\$ 107.971.876	\$ 108.659.426	\$ 109.669.638	\$ 114.687.698	\$ 124.062.167	\$ 126.186.238	\$ 128.432.888	
Menos: Costo de Ventas	\$ 95.290.076	\$ 94.333.256	\$ 93.824.952	\$ 97.340.523	\$ 104.130.871	\$ 104.386.062	\$ 104.670.011	
Utilidad Bruta	\$ 12.681.800	\$ 14.326.171	\$ 15.844.685	\$ 17.347.176	\$ 19.931.296	\$ 21.800.176	\$ 23.762.876	
Gastos Operacionales de Administración	\$ 9.044.952	\$ 6.018.951	\$ 5.975.159	\$ 6.211.033	\$ 6.637.575	\$ 6.654.052	\$ 6.672.366	
Gastos Depreciación	\$ 2.016.700	\$ 2.016.700	\$ 2.016.700	\$ 2.016.700	\$ 2.016.700	\$ 2.016.700	\$ 2.016.700	
Total Utilidad Operacional	1.620.149,00	6.290.519,89	7.852.826,63	9.119.443,17	11.277.021,58	13.129.424,83	15.073.810,33	
Otros Ingresos (Financieros, Dividendos, Recuperaciones)	\$ 295.259	\$ 296.276	\$ 357.100	\$ 374.449	\$ 396.436	\$ 426.654	\$ 433.905	
Gastos Financieros	\$ 2.414.811	\$ 2.225.115	\$ 2.019.371	\$ 1.796.222	\$ 1.554.193	\$ 1.291.690	\$ 1.006.978	
Otros Gastos No Operacionales (Extraordinarios y Diversos)	\$ 98.206	\$ 101.251	\$ 104.187	\$ 107.417	\$ 110.639	\$ 113.958	\$ 117.377	
Total Utilidad y/o Pérdida No Operacional	\$ (2.217.758)	\$ (2.030.090)	\$ (1.766.459)	\$ (1.529.189)	\$ (1.268.396)	\$ (978.993)	\$ (690.451)	
Utilidad Antes de Impuesto	\$ (597.609)	\$ 4.260.430	\$ 6.086.368	\$ 7.590.254	\$ 10.008.625	\$ 12.150.431	\$ 14.383.360	
TASA IMPOSITIVA	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	34,00%	
Provisión impuesto sobre la renta	\$ -	\$ 1.448.546	\$ 2.069.365	\$ 2.580.686	\$ 3.402.933	\$ 4.131.147	\$ 4.890.342	
Reserva legal								
Provisión impuesto de la Equidad								
Utilidad Neta	\$ (597.609)	\$ 2.811.884	\$ 4.017.003	\$ 5.009.568	\$ 6.605.693	\$ 8.019.285	\$ 9.493.017	

Fuente: Autores

Para evidenciar el impacto de la nueva línea de negocio se consideró indicar las proyecciones de los ingresos por separado, de tal manera que se aprecie la sostenibilidad de ingresos que se desea para Petrolmont en los próximos 7 años, se consideró la proyección de ingresos de la Línea Tradicional de negocios frente a estudios de sector de hidrocarburos representados por la equivalencia de la producción nacional por día de Barriles de petróleo, debido a que con datos históricos la exploración de pozos de petróleo cada vez está disminuyendo y los más grave aún que los pozos encontrados efectivos son cada vez más escasos, es por eso que Ecopetrol proyecta para el 2015 una disminución en 25% en su plan de inversión que lo ubica en una meta de producción de 760.000 barriles diarios más baja de la meta proyectada en 2014 pero similar a la del corte del

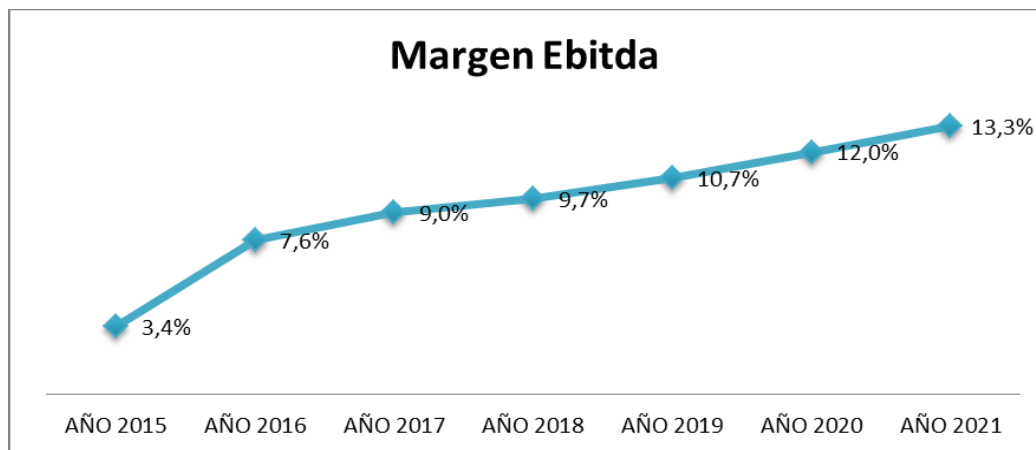
tercer trimestre del 2014 con 754.800 barriles por día, según artículo “Pese a expectativas, producción petrolera sí puede sufrir este año” de la página web del periódico El Tiempo del 22 de enero del 2015. Según la situación del sector de hidrocarburos se construye un índice en contraste de la disminución de la proyección de producción nacional de barriles de petróleo por día y esta variación anual se proyectan los ingresos de la línea nacional evidenciándose en 2015, 2016 y 2017 una caída de la producción del -4,65%, -0,98% y -0,77% respectivamente.

Dado esto la proyección de los ingresos anteriormente explicada en el presente capítulo en el numeral 4.1 muestran la sostenibilidad de la empresa y el negocio con la nueva línea de Generación de Energía Eléctrica, en el primer año proyectado se evidencia perdida por efecto de la inversión con una obligación financiera de la nueva línea de negocio y con la ejecución de esta los ingresos por Generación de Energía aumentaran según la proyección del índice de los precios al productor, a medida del aumento de los ingresos se saldara la deuda y mejorando los márgenes del negocio.

4.9 INDUCTORES DE VALOR

4.9.1 Análisis Margen Ebitda

Gráfico 13 Margen Ebitda



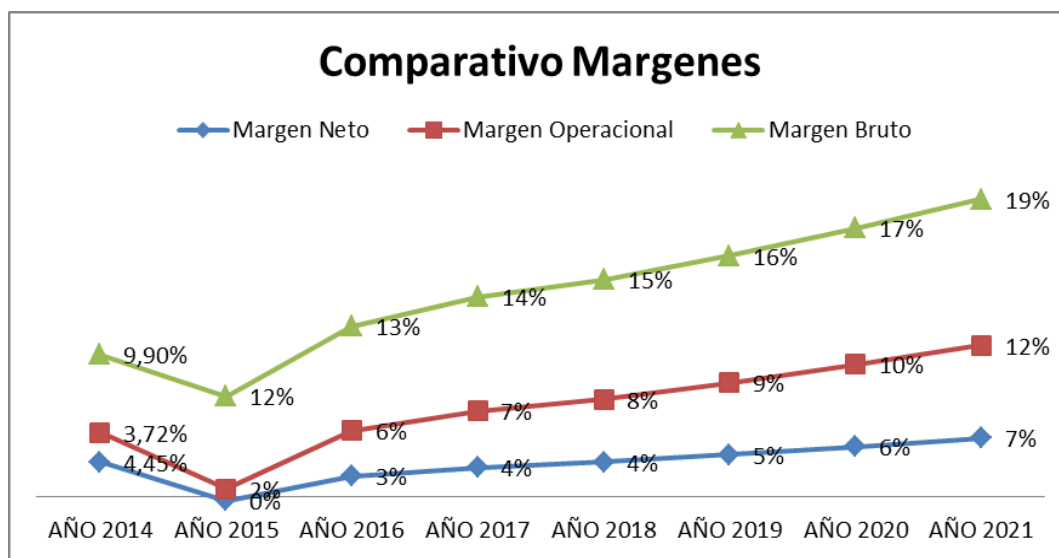
Fuente: Autores propios

El Margen Ebitda proyectado muestra una mejora constante año tras año. Se observa que entre los factores que explican este comportamiento del Margen Ebitda, esta el indicador del Margen Bruto el cual también muestra un crecimiento proyectado constante explicado específicamente a una política de disminución de costos de los servicios contratados de la línea tradicional. Adicionalmente para el primer año de proyección, se realiza una inversión importante en el aumento de

Capital de Trabajo Neto Operativo, con el fin de la puesta en marcha de la nueva línea de negocio de generación de energía, posteriormente no se realizan más mejoramientos al KTNO, lo cual también explica el comportamiento del Margen Ebitda. En cuanto a los gastos de administración, para la puesta en marcha de la nueva línea de negocio se requirió de personal especializado, el cual una vez andando el proyecto este rubro se reducirá y se mantendrá en el tiempo.

4.9.2 Análisis Margen Bruto, Operacional y Neto

Gráfico 13 Margen Neto, Operacional Bruto

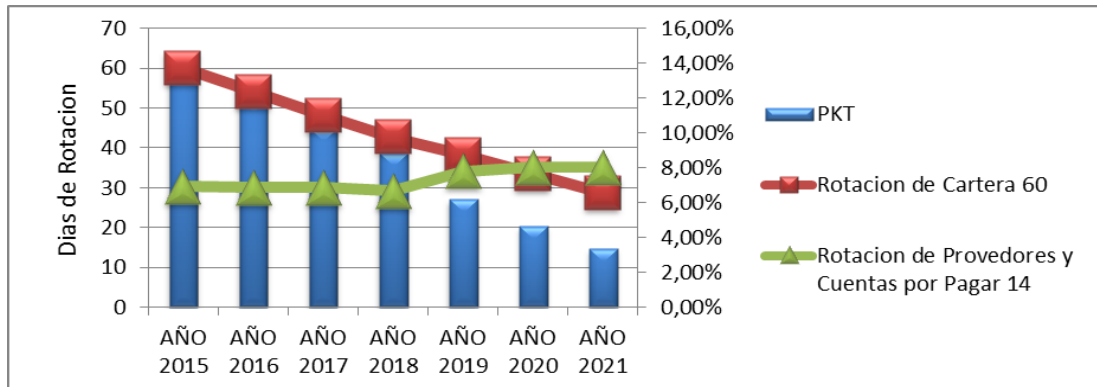


Fuente: Autores

Los márgenes proyectados muestran una mejora significativa en la proyección, especialmente por una política de reducción de costos de la línea tradicional. Sumado a los anteriores se mantiene estable los gastos administrativos y de operación así como el costo de la deuda.

4.9.3 Análisis Del Índice Productividad Del Capital De Trabajo – PKT

Gráfico 14 PKT



Fuente: Autores

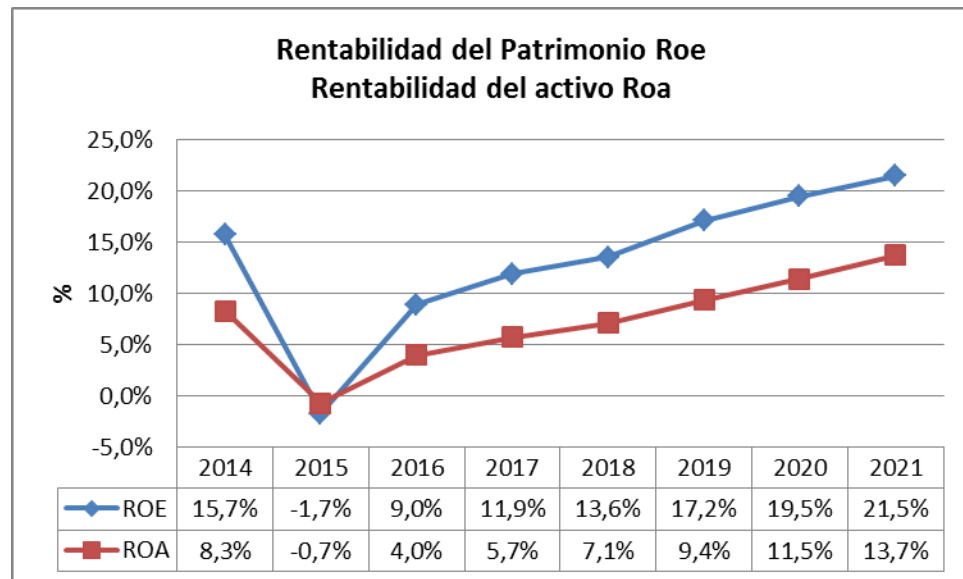
El Indicador PKT muestra un mejoramiento constante pasando de un 13% a un 3,34% en la proyección, lo anterior debido principalmente a una mejora en la rotación de los días de cartera la cual pasa de 60 a 30 días. En cuanto a la rotación de los días de pago a proveedores esta pasa de 15 días en 2014 a 35 días en la proyección del año 2021.

4.9.4 Analisis Del Capital De Trabajo

Observando las rotaciones de cartera, cuentas por pagar y proveedores, se observa que mejoro la circulacion de los fondos ociosos haciendo que el KTNO inclusive no creciera sino que presenta en la proyección un decrecimiento en comparación con las ventas proyectadas. No obstante para el año 2015 se realiza una inversión en los Generadores de energía, y esta inversión es financiada exclusivamente con recursos del sistema financiero.

4.10 Analisis Del Rendimiento Del Activo – Roa, Rendimiento Del Patrimonio – Roe

Gráfico 11 Análisis Roa - Roe



Fuente: Autores

La rentabilidad proyectada del Roa y el Roe, muestra un incremento progresivo en la proyección. El Roa se ve influenciado por el margen Operativo el cual aumenta de un 3,74% a un 12%. Por su parte el Roe se proyecta con un incremento hasta del 21,5% para el año 2021, rentabilidad que es atractiva para el inversionista, ya que esta por encima de las tasas que ofrece el mercado. Adicional a lo anterior la proyección contempla una política de pago de dividendos a partir del año 2016 y los cuales oscilan entre el 15% y el 50% de las utilidades disponibles para ser distribuidas

4.11 EVA – GANANCIA ECONOMICA

El Eva proyectado nos muestra que en el largo plazo se genera una rentabilidad superior a la rentabilidad mínima esperada por los accionistas. Aunque en los primeros años de la proyección se destruye valor, la razón es esencialmente por la inversión y la puesta en marcha de la nueva línea de generación de energía. Al igual que en los indicadores mencionados anteriormente, la política de reducción de costos en la línea de ventas tradicional, mejora considerablemente este indicador así como el hecho de mejorar la circulación de fondos osciosos.

4.12 VALORACION DE LA EMPRESA

Calculando el valor presente de los flujos futuros de caja, con la tasa Wacc, se obtiene que el valor de la empresa es de 3.306.270 Cop (miles de millones)

Tabla 19 Valoración de la Empresa

VALOR DE LA EMPRESA	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
WACC	7,62%	7,80%	8,00%	8,24%	8,43%	8,74%	9,20%
FCL	1.453.525	223.415	633.965	785.023	177.663	698.013	273.007
VP	1.350.641,85	192.244	503.285	571.962	118.550	422.138	147.451
				Σ Flujos a Valor Presente	3.306.270	COP MILES DE MILLONES	

Fuente: Autores

5. EVALUACIÓN Y CLASIFICACIÓN DE RIESGO

5.1 Riesgos

Se contempló los riesgos que se incurren en la implementación de la nueva línea de negocio de Generación de energía, se indican los principales 10 riesgos que se consideran con mayor impacto.

Tabla 20 Riesgos

Factor de riesgo	Riesgo	Impacto
Riesgo procesos	Probabilidad demoras en el <u>trámite</u> de financiación del crédito de 2,000,000 usd para la importación del equipo de generación de energía.	Financiero
		Legal
		Reputación
Riesgo jurídico y reglamentario	Cambios en los precios por <u>kw</u> establecidos en el contrato	Financiero
Riesgo jurídico y reglamentario	Cambios legales de carácter tributario que aumentan base impositiva	Financiero
Riesgo financiero	Aumento de tasa de interés <u>dif</u> en créditos locales	Financiero
Riesgo financiero	Probabilidad de que se presenten aumento en la tasa de cambio del dólar. Crédito 2,000,000 usd, perdida probable con una subida de \$300 - \$700,000,000	Financiero
Riesgo financiero	Incumplimiento en pagos por el cliente.	Financiero
Riesgo procesos	Gestión ambiental hse.	Legal
Riesgo procesos	Disminución de capacidad de generación de energía	Reputación
Riesgo jurídico y reglamentario	Aumento en factor prestacional	Financiero
Riesgo financiero	Cambio de precios en barril de petróleo	Financiero

Fuente: Autores

Se realiza la evaluación de riesgo y su respectivo control para su mitigación realizando la clasificación de la probabilidad e impacto para el proyecto según la siguiente tabla:

De esta manera se evalúan los riesgos arrojando que los de mayor riesgo son el riesgo número 3 y 5, el 3 corresponde a cambios tributarios en Colombia donde las reformas tributarias son más constantes que en otros países, de igual manera indudablemente el riesgo más significativo es la tasa de cambio debido a que la nueva línea de negocio depende de la importación del Generador de energía y los ingresos son sensibles a los gastos financieros que se incurran en la implementación del proyecto y se traducirán en menos margen operacional para la empresa donde no se cumpliría la primicia de unos ingresos sostenibles para la empresa.

Tabla 21 Criterios de Impacto

IMPACTO	
5	>\$100.000.000 IMPACTOS REPUTACIONALES A NIVEL INTERNACIONAL IMPACTOS LEGALES: DEMANDAS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATOS POR MAS DE \$100.000.000 PERDIDA CLIENTES: 1 CLIENTE QUE REPRESENTA 20% DEL TOTAL FACTURACION
4	<\$80.000.000 Y >\$100.000.000 IMPACTOS REPUTACIONALES A NIVEL INTERNACIONAL IMPACTOS LEGALES: DEMANDAS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATOS HASTA POR \$100.000.000 PERDIDA CLIENTES: 1 CLIENTE QUE REPRESENTA 20% DEL TOTAL FACTURACION
3	<\$60.000.000 Y >\$80.000.000 IMPACTOS REPUTACIONALES A NIVEL NACIONAL IMPACTOS LEGALES: DEMANDAS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATOS HASTA POR \$80.000.000 PERDIDA CLIENTES: 1 CLIENTE QUE REPRESENTA 20% DEL TOTAL FACTURACION
2	<\$40.000.000 Y >\$60.000.000 IMPACTOS REPUTACIONALES A NIVEL NACIONAL IMPACTOS LEGALES: DEMANDAS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATOS HASTA POR \$60.000.000 PERDIDA CLIENTES: 1 CLIENTE QUE REPRESENTA 20% DEL TOTAL FACTURACION
1	\$0 A \$40.000.000 IMPACTOS REPUTACIONALES A NIVEL LOCAL IMPACTOS LEGALES: DEMANDAS POR INCUMPLIMIENTO DE CONTRATOS HASTA POR \$40.000.000 PERDIDA CLIENTES: 1 CLIENTE QUE REPRESENTA 20% DEL TOTAL FACTURACION

Los controles propuestos para cada riesgo nos permite la mitigación de estos y soportar la ejecución del proyecto lo cual garantice los ingresos sostenibles para la empresa, cabe resaltar que los costos relacionados con la implementación de los controles se tienen en cuenta en el gasto administrativo y de personal del proyecto.

Tabla 22 Evaluación de Riesgos

RIESGO	CUANTIFICAR			CONTROLES	CUANTIFICAR NUEVAMENTE		
	PROBABILIDAD	IMPACTO	INHERENTE		PROBABILIDAD	IMPACTO	INHERENTE
1	3	10	30	Realizar tramite con varias entidades financieras, con el fin de tener <u>mas</u> opciones para la financiación.	2	8	16
2	2	4	8	Establecer <u>clausulas</u> contractuales de cumplimiento	2	2	4
3	11	10	110	Factor externo: no se puede controlar	11	10	110
4	2	10	20	Tomando crédito en el exterior	2	6	12
5	14	10	140	Asegurar la TRM del <u>credito</u> con un <u>Forewars</u> .	14	2	28
6	2	8	16	Negociando la factura a <u>traves</u> de un <u>Factoring</u>	2	2	4
7	3	10	30	Monitoreo del funcionamiento y mantenimiento constante de la planta de energía. Contrato de personal especializado en el manejo ambiental	2	10	20
8	2	4	8	Mantenimiento preventivo y permanente de la maquinaria	2	2	4
9	3	2	6	Factor externo: no se puede controlar	3	2	6
10	11	4	44	Factor externo: no se puede controlar	11	4	44

Fuente: Autores

Tabla 23 Matriz de Riesgo

Severidad Probabilidad	LEVE (2)	FUERTE (4)	MUY FUERTE (6)	DAÑINO (8)	EXTREMADAMENTE DAÑINO (10)
BAJA (2)	4	8 -Cambio mínimo de Energía Garantizado -Disminución de la Capacidad de Generación de Energía	12	16 Incumplimiento de pago de un cliente	20 Aumento en el DTF Obligaciones Nacionales
MEDIA (3)	6 -Aumento de Factor Prestacional	12	18	24	30 -Demoras en el tramite crédito Internacional -Gestión Ambiental HSE
ALTA (8)	16	32	48	64	80
MUY ALTA (11)	22	44 Cambio de Precios de Barril del Petróleo	66	88	110 Cambios Tributarios
SUPERIOR (14)	28	56	84	112	140 Aumento de la TRM a \$2900

Con la eficiencia y seguimiento de en la implementación de los controles se puede mejorar la confiabilidad de la ejecución de la Nueva línea de negocio ubicando en la matriz de riesgo en la disminución de la probabilidad e impacto como se muestra en la Matriz de implementación de Riesgos:

Tabla 24 Matriz de Control de Riesgo

Severidad Probabilidad	LEVE (2)	FUERTE (4)	MUY FUERTE (6)	DAÑINO (8)	EXTREMADAMENTE DAÑINO (10)
BAJA (2)	4 -Cambio mínimo de Energía Garantizado -Incumplimiento de pago de un cliente -Disminución de la Capacidad de Generación de Energía	8	12 Aumento en el DTF Obligaciones Nacionales	16 -Demoras en el tramite crédito Internacional	20 -Gestión Ambiental HSE
MEDIA (3)	6 -Aumento de Factor Prestacional	12	18	24	30
ALTA (8)	16	32	48	64	80
MUY ALTA (11)	22	44 Cambio de Precios de Barril del Petróleo	66	88	110 Cambios Tributarios
SUPERIOR (14)	28 Aumento de la TRM a \$2900	56	84	112	140

Fuente: Autores

6. CONCLUSIONES

La Generación de Energía Eléctrica es una alternativa viable para la empresa, tanto para su estructura organizacional como financieramente. No pueden depender los ingresos de una única Línea negocios, por lo anterior, la diversificación es diferentes opciones de negocios del mismo sector, es la mejor alternativa para diversificar los ingresos y distribuir el riesgo.

La demanda de Generación de Energía Eléctrica para los años del 2014 al 2028 se estima en un crecimiento constante, debido a la demanda de grandes consumidores como lo son Ecopetrol, Drummont, Pacific Rubiales y las ventas que se estiman que se harán en los próximos años a Panamá.

Una vez proyectada la Línea de negocio durante 8 años, se puede apreciar la viabilidad del proyecto, dando como resultado un 33.79% E.A en su Tasa Interna de Retorno, un aumento constante en el Flujo de Efectivo y una integración positiva a la línea de negocio tradicional, con el objetivo de diversificar los ingresos y distribuir los riesgos que se pueden presentar y afecten a la empresa.

Para aumentar el margen de utilidad Neto es necesario crear en la compañía un control que permita discriminar los recursos destinados para gastos y costos.

Implementando la nueva línea de negocio se puede establecer que la compañía generara flujo de caja suficiente para realizar inversiones, la empresa establece en su proyección un portafolio de inversiones que generara mayores ingresos no operacionales.

7. RECOMENDACIONES

Una vez concluido el diagnóstico financiero de la empresa Petrolmot se considera importante implementar una nueva línea de negocio para el sostenimiento de la misma, se considera que es muy arriesgado no tomar una decisión oportuna a la situación actual de la compañía, debido a que claramente el sector retraído en donde se desenvuelve, afecta directamente la sostenibilidad del negocio en el futuro.

Un aspecto importante que debe mejorar la empresa es el control de los costos dado que genera pérdidas al final del ejercicio, la compañía debe buscar la manera de minimizar los costos ya sea contratando nuevos proveedores o implementando una mejora tecnológica en los procesos realizados.

El sistema de gestión de operaciones no contempla los costos unitarios de los diferentes procesos que conforman un proyecto, no existe un control de los costos incurridos en cada una de las obras, los datos no son manejados de manera eficaz; este tipo de información debe ser controlada para poder medir las utilidades de cada uno de los costos y poder determinar de esta información cual es la potencial para la reducción de costos.

Al implementar la nueva línea de negocio y dada la actual actividad económica de la empresa se visualiza que en el futuro la compañía tendrá exceso de flujo de efectivo, se recomienda realizar inversiones que permitan que este dinero genere rentabilidad.

Se recomienda mantener un control de los gastos incurridos en las obras, muchos de los gastos no se encuentran discriminados si no que se relacionan en un gran total, esto se presta para irregularidades en el manejo de estos dineros.

Diana López - Diego Sánchez - Isabel
Bustamante - Leonardo Sandoval - Pablo
Vásquez

Propuesta de Generación de Valor para Petrolmont

15-Mayo-2015 Versión 1



Contenido

1. Descripción del Trabajo de Grado.
2. Descripción de la Empresa.
3. Proyecto
4. Inductores de Valor.
5. Resultados Modelo Financiero.
6. Evaluación de Riesgos



1. Objetivos

► Objetivo general:

Plantear una estrategia de Generación de Valor, que le permita a Petrolmont una sostenibilidad en el sector de hidrocarburos aumentando así su participación en el mercado.

► Objetivos Específicos:

Conocer las variables macroeconómicas que influyen en el sector de Hidrocarburos.

Desarrollar un modelo financiera para analizar el comportamiento de la nueva línea de negocio

Identificar los indicadores financieros más relevantes de la empresa.

Fortalecer la empresa diversificando el portafolio de servicios.



2. Descripción de la Empresa.

1. NOMBRE DE LA EMPRESA: **PETROMONT S.A.**
2. OBJETO SOCIAL: **CONSTRUCCION DE OBRAS CIVILES PARA OIL & GAS**
3. AÑOS EN EL MERCADO: **38 AÑOS**
4. ACTIVOS A 31 DE DICIEMBRE DEL ÚLTIMO AÑO: **\$51.415.126.000**
5. VENTAS AL 31 DE DICIEMBRE DEL ÚLTIMO AÑO: **\$86.725.084.000**
6. NUMERO DE EMPLEADOS AL 31 DE DICIEMBRE DEL ÚLTIMO AÑO: **300**
7. TAMAÑO DE LA EMPRESA SEGÚN LA LEY 905 de 2004: **GRAN EMPRESA**
8. PRODUCTOS Y SERVICIOS:
 - **Perforación Horizontal Dirigida. PHD**
 - **Construcción y Mantenimiento de Redes de Flujo.**
 - **Montajes de Plantas y Estaciones. Montajes de Estaciones y plantas en la industria Oil&Gas**



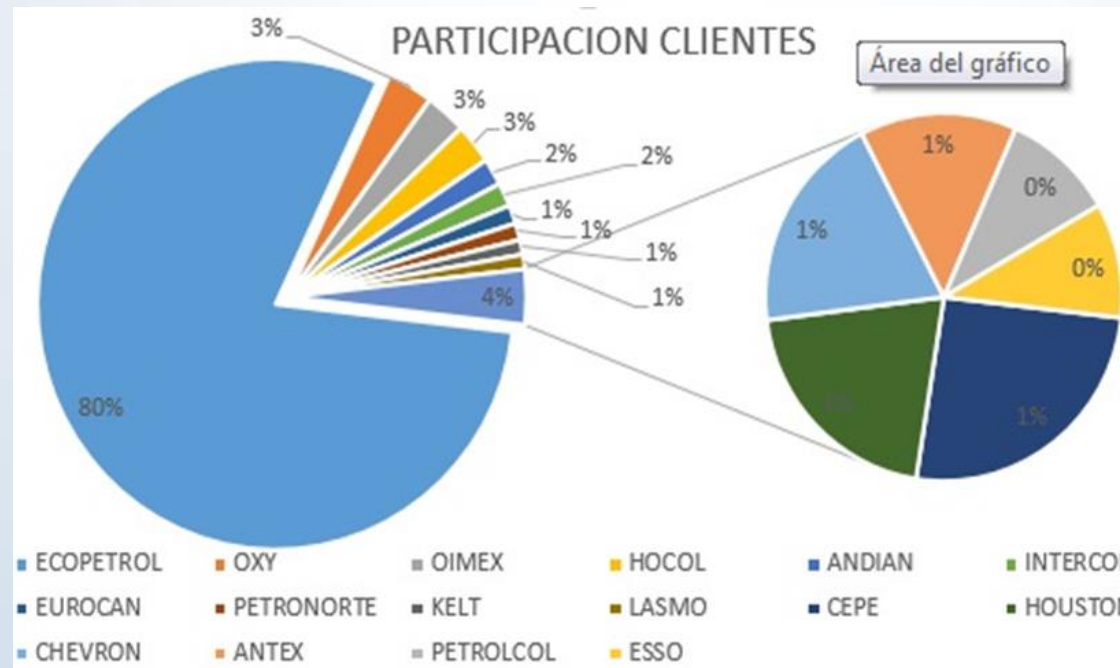
9. CLIENTES:

- Personas Jurídicas del Sector Oil & Gas.
- Ecopetrol, Promigas, Pacific Rubiales, Mansarovar Energy.

9. TAMAÑO DEL MERCADO:

Año	ANH E&P Firmados	ANH E&P Vigentes
2010	7	221
2011	67	301
2012	46	361
2013	2	
2014	278	338

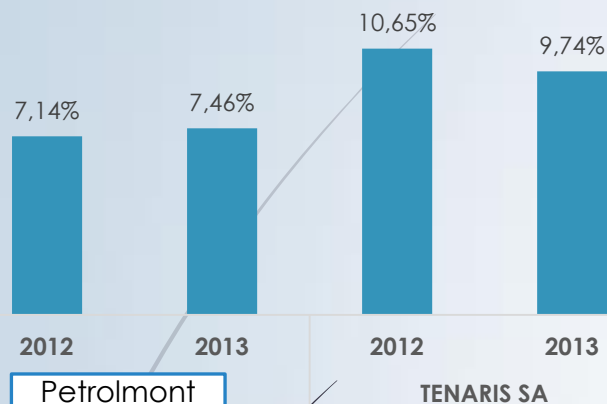
10. PARTICIPACION DE LA COMPETENCIA EN EL MERCADO:



Benchmark

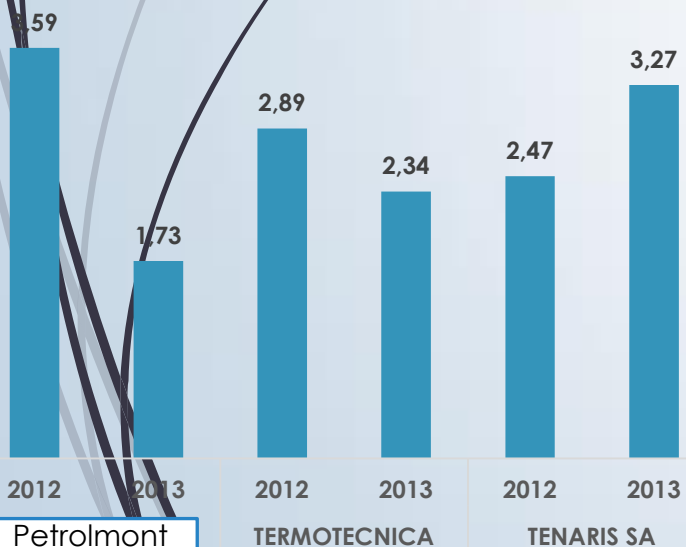
Rentabilidad del Activo ROA

■ Rentabilidad del Activo ROA



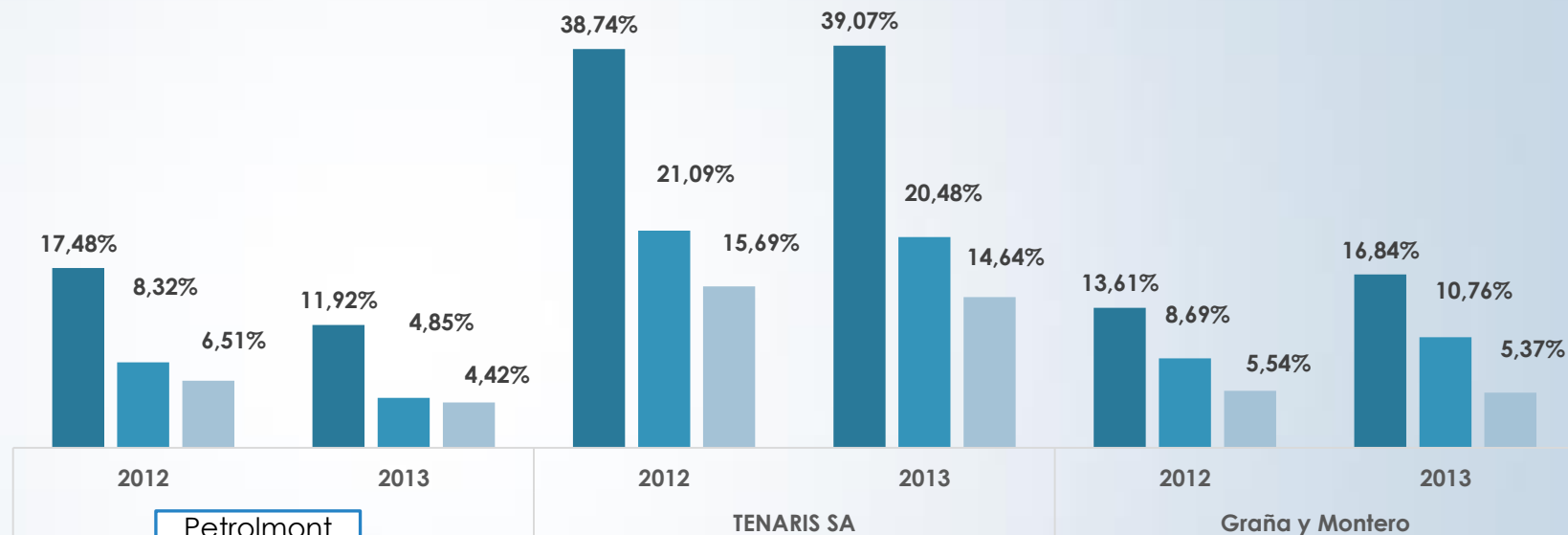
LIQUIDEZ

■ LIQUIDEZ



MARGENES DE UTILIDAD

■ MARGEN BRUTO ■ MARGEN OPERACIONAL ■ MARGEN NETO



- La comparación del ROA arroja que para igualar a la empresa internacional Tenaris SA en un ROA del 7% al 9% la Utilidad neta debe aumentar en 1.170 millones.
- La liquidez a nivel nacional puede aumentar de 1,73 a 2,34 y a nivel internacional a 3,27 disminuyendo el Pasivo corriente y de la misma manera aumentado el pasivo a largo plazo del 50% debido que la tendencia en las empresas líderes es del orden del 70%.
- La comparación de los márgenes arroja que hay empresas internacionales que obtienen mejor margen lo que equivale disminuir los costos en 27%, gastos en 15% para obtener un aumento en el margen neto en 10%.



3. El Problema

- **Disminución del precio del barril del petróleo** a nivel mundial, influye directamente en la exploración de nuevos campos para la explotación de estos recursos.
- La empresa por ser parte del **proceso de construcción de las líneas de combustible para Oil & Gas**, se ve afectada económicamente por la disminución de hallazgos de campos petroleros para la explotación, y transporte de los combustibles a las estaciones de almacenamiento y distribución.
- La empresa cuenta con **dos líneas de negocio básicas** que dependen del mismo generador de ingresos. Construcción Civil y Perforación Horizontal Dirigida.
- **Los ingresos** se van a ver afectados por la poca oferta de trabajo en el sector petrolero y la mucha demanda de todas las empresas que constituyen el sector. Se empieza a sentir una competencia en precios.



LA ALTERNATIVA

- Nueva Línea de Negocio. Generación de Energía Eléctrica.
- Sector Minero y Energético.
- Estimaciones en aumento.
- Diversificación de Ingresos.
- Distribución de Riesgos.
- Contratos por 10 años de operación.
- Aumento en Kws / h garantizadas.
- Financiación del 100% con Bancos, Fiducia Mercantil. Cesión de Derechos Económicos.



CARACTERISTICAS DE LA ALTERNATIVA

- ▶ Mínimo de Energía Garantizada. 6.000 Kws / h.
- ▶ Equipos Generadores de Energía. Cap. Max. 20.000 Kws / h.
- ▶ Grandes Consumidores de Energía. Pacific. Ecopetrol. Drummont. OXY.
- ▶ Inversión Inicial. USD \$2.800.000 Equipos. USD \$3.000.000 obras de adecuación.
- ▶ Precio por Kws \$104. Incremento con IPP.

VPN	20.694.399
CAUE	3.524.371
B/C	5,76
TIR	33,79%



PROYECCION DE RESULTADOS

	AÑO 0	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	AÑO 2018	AÑO 2019	AÑO 2020	AÑO 2021
Ingresos	\$ 0	\$ 5.391.360	\$ 6.968.333	\$ 8.646.307	\$ 10.430.329	\$ 12.325.668	\$ 14.337.834	\$ 16.472.578
Costos Totales	\$ 0	\$ 1.720.825	\$ 4.025.453	\$ 4.962.857	\$ 5.954.684	\$ 7.003.147	\$ 8.110.892	\$ 9.280.587
Depreciacion	\$ 0	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280
Costos Financieros	\$ 0	\$ 1.188.849	\$ 1.078.963	\$ 959.769	\$ 830.479	\$ 690.239	\$ 538.120	\$ 373.117
Utilidad antes de Imp	\$ 0	\$ 2.278.406	\$ 1.660.637	\$ 2.520.401	\$ 3.441.885	\$ 4.429.003	\$ 5.485.542	\$ 6.615.594
Provision de Imp.	\$ 0	\$ 774.658	\$ 564.617	\$ 856.936	\$ 1.170.241	\$ 1.505.861	\$ 1.865.084	\$ 2.249.302
Utilidad Neta	\$ 0	\$ 1.503.748	\$ 1.096.020	\$ 1.663.465	\$ 2.271.644	\$ 2.923.142	\$ 3.620.458	\$ 4.366.292
Depreciacion	\$ 0	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280	\$ 203.280
Amortizacion	\$ 0	\$ 1.297.360	\$ 1.407.247	\$ 1.526.440	\$ 1.655.730	\$ 1.795.970	\$ 1.948.089	\$ 2.113.092
FLUJO OPERATIVO	\$ 0	\$ 409.668	-\$ 107.946	\$ 340.304	\$ 819.194	\$ 1.330.451	\$ 1.875.649	\$ 2.456.480



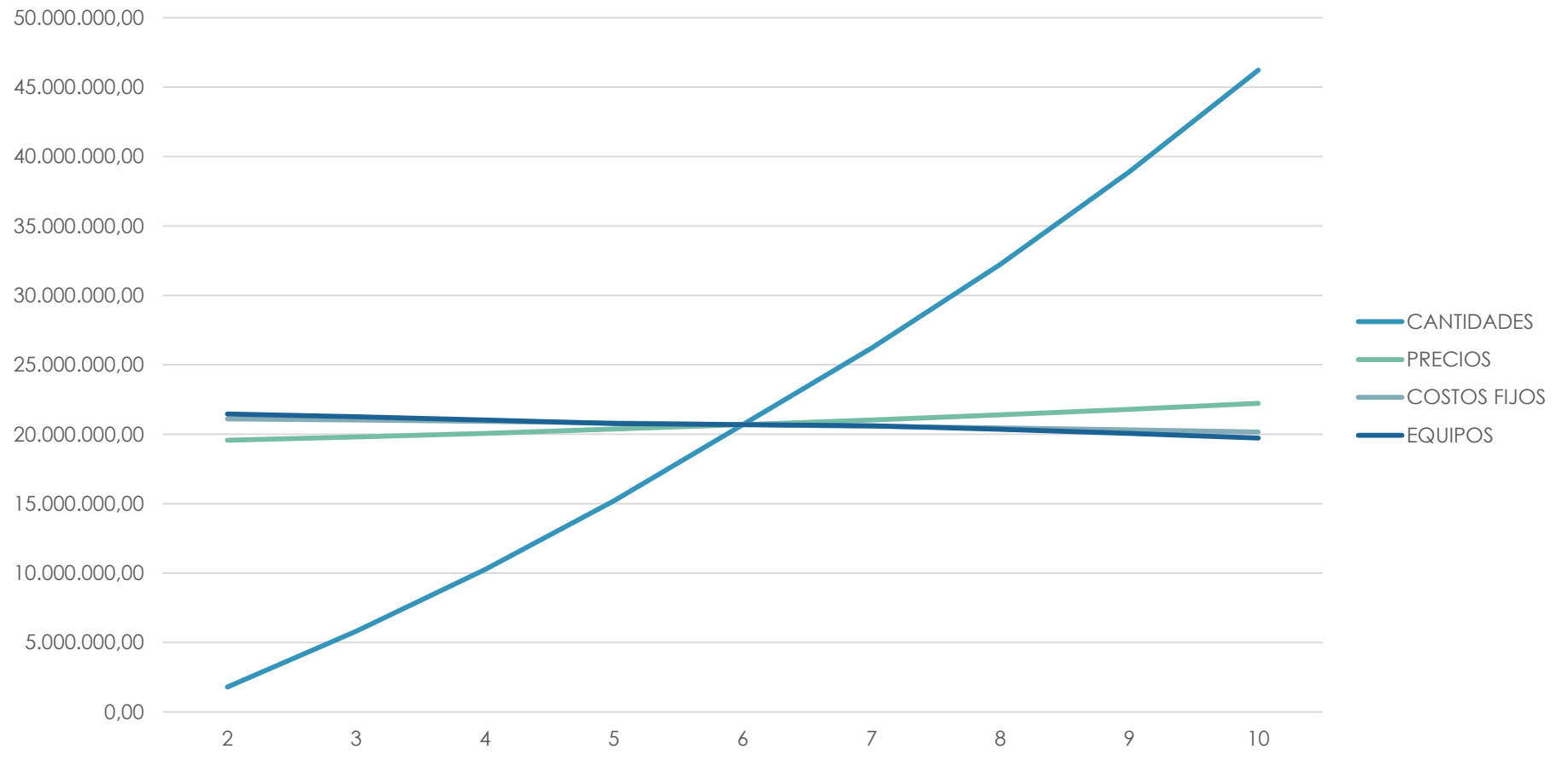
RESUMEN DE ESCENARIOS

Resumen del escenario				
	Valores actuales:	Realista	Pesimista	Optimista
Celdas cambiantes:				
CANTIDADES	51.840	51.840	34.012	75.899
PRECIO	104,00	104,00	68,23	152,27
COSTOS	\$ 1.720.825	\$ 1.720.825	\$ 2.519.459	\$ 1.129.033
EQUIPOS	\$ 6.776.000	\$ 6.776.000	\$ 9.289.421	\$ 4.791.512
Celdas de resultado:				
VPN	20.696.467	20.696.467	-466.593	49.624.683
CAUE	3.524.723	3.524.723	-79.463	8.451.359
B_C	5,76	5,76	0,55	8,16
TIR	33,79%	33,79%	-11,34%	58,82%

Notas: La columna de valores actuales representa los valores de las celdas cambiantes en el momento en que se creó el Informe resumen de escenario. Las celdas cambiantes de cada escenario se muestran en azul.



SENSIBILIDAD DE VARIABLES



Proyección Económica

Balance comercial y las finanzas públicas ↓

Petróleo ↓

Peso ↓



↑ Inversión pública y privada

↑ La construcción

↑ La reforma tributaria

Proyección Petrolera

Aumento en costos fiscales



Dificultades para operar

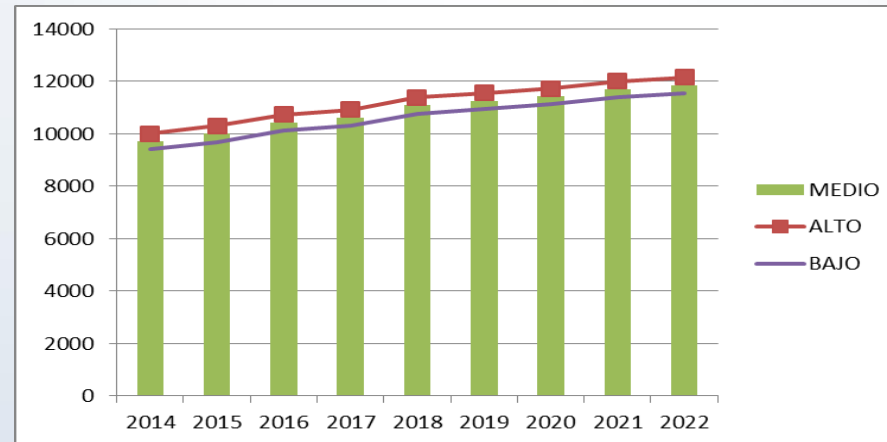
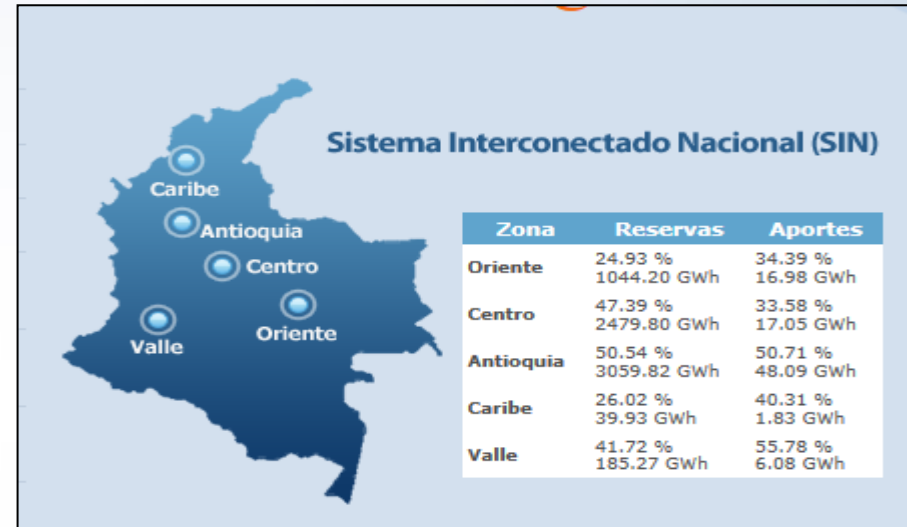
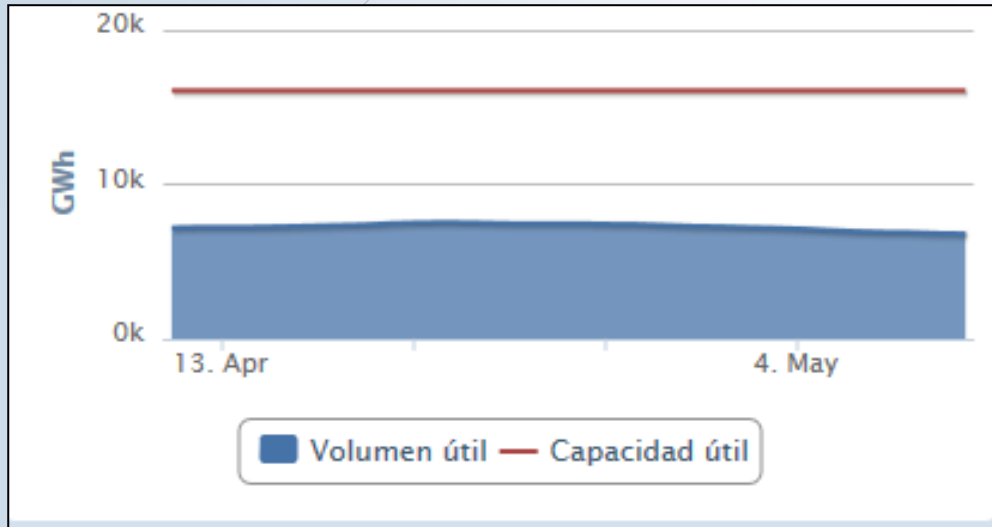
Cierre temporal de los campos con baja producción

Disminución barriles por día

Reducción en la Perforación

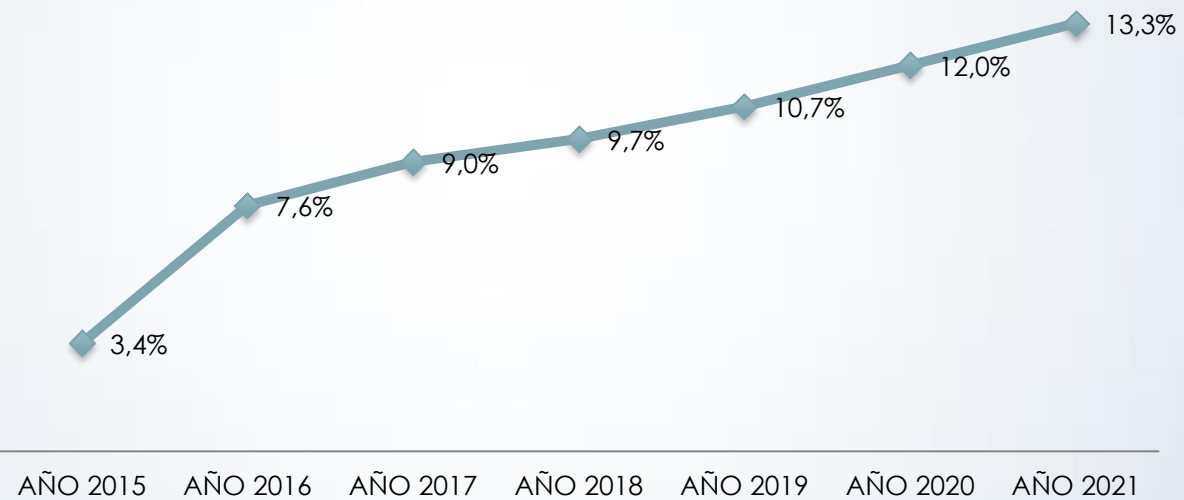


Energía en Colombia

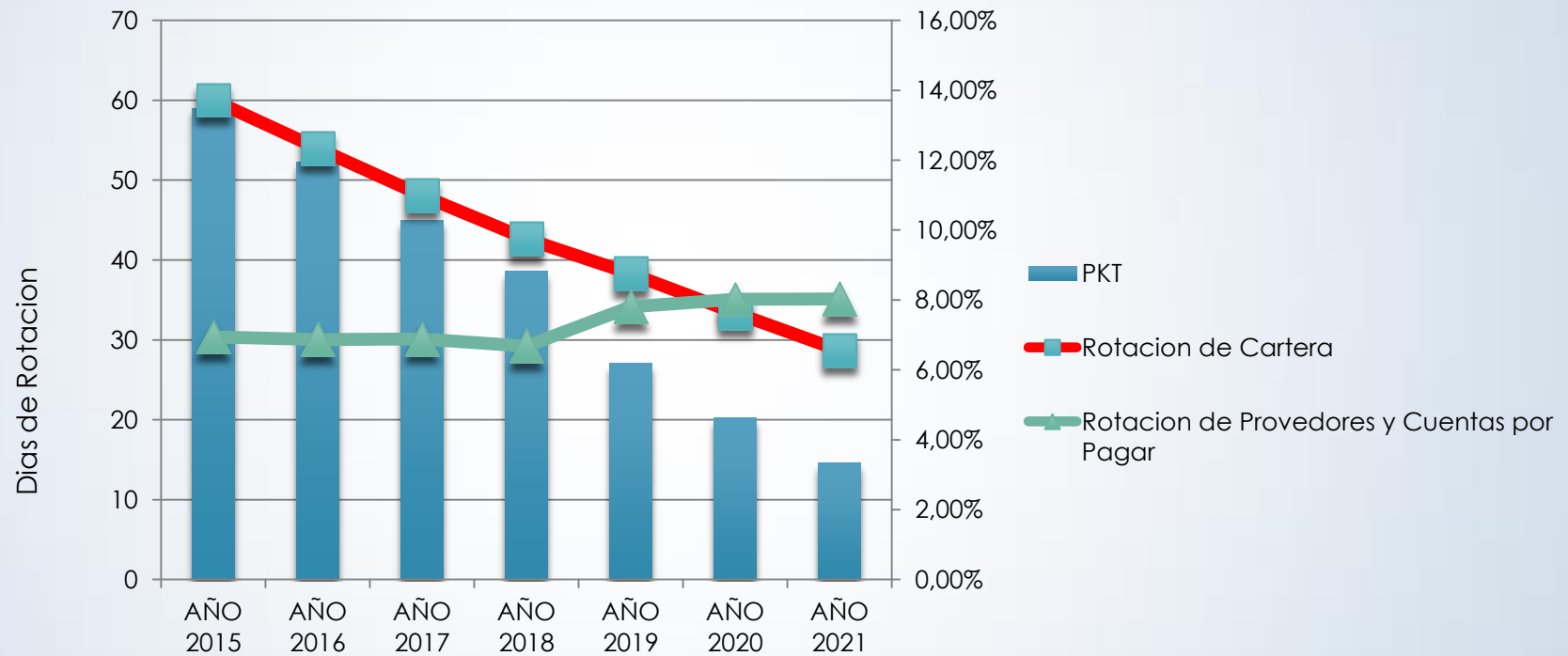


INDUCTORES DE VALOR

Margen Ebitda

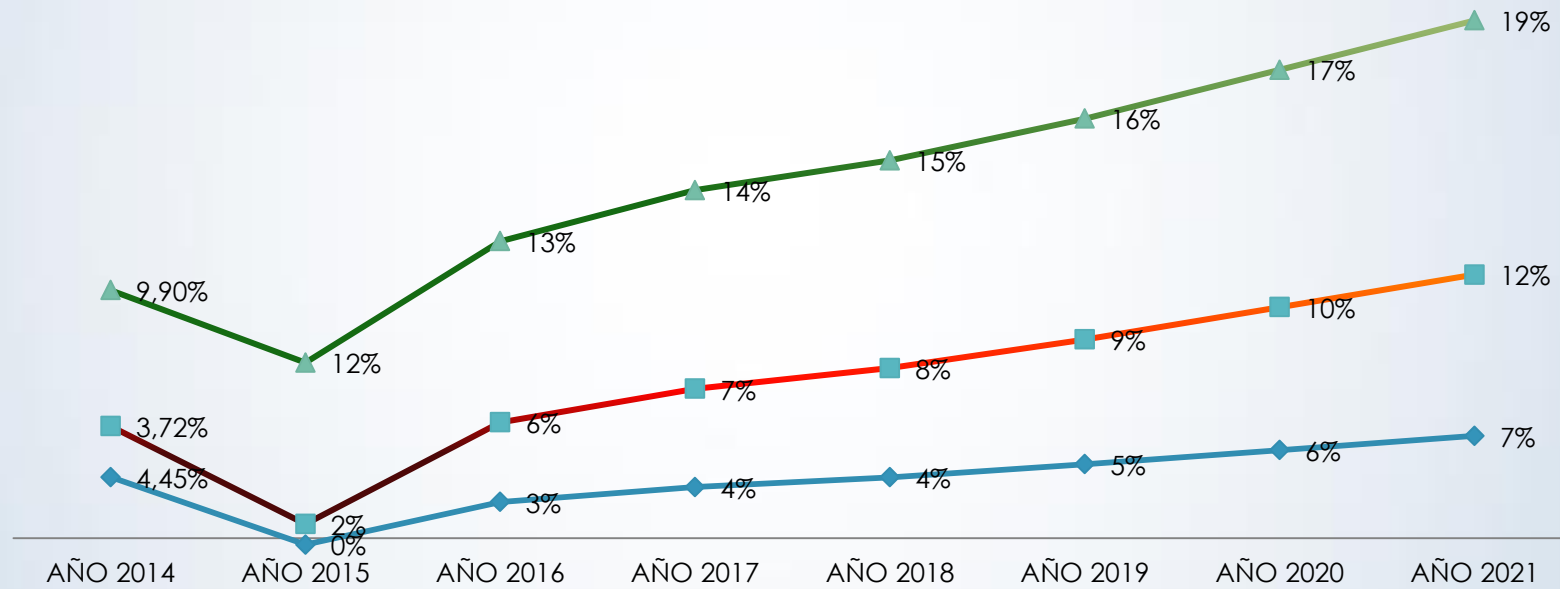


PRODUCTIVIDAD DEL CAPITAL DE TRABAJO

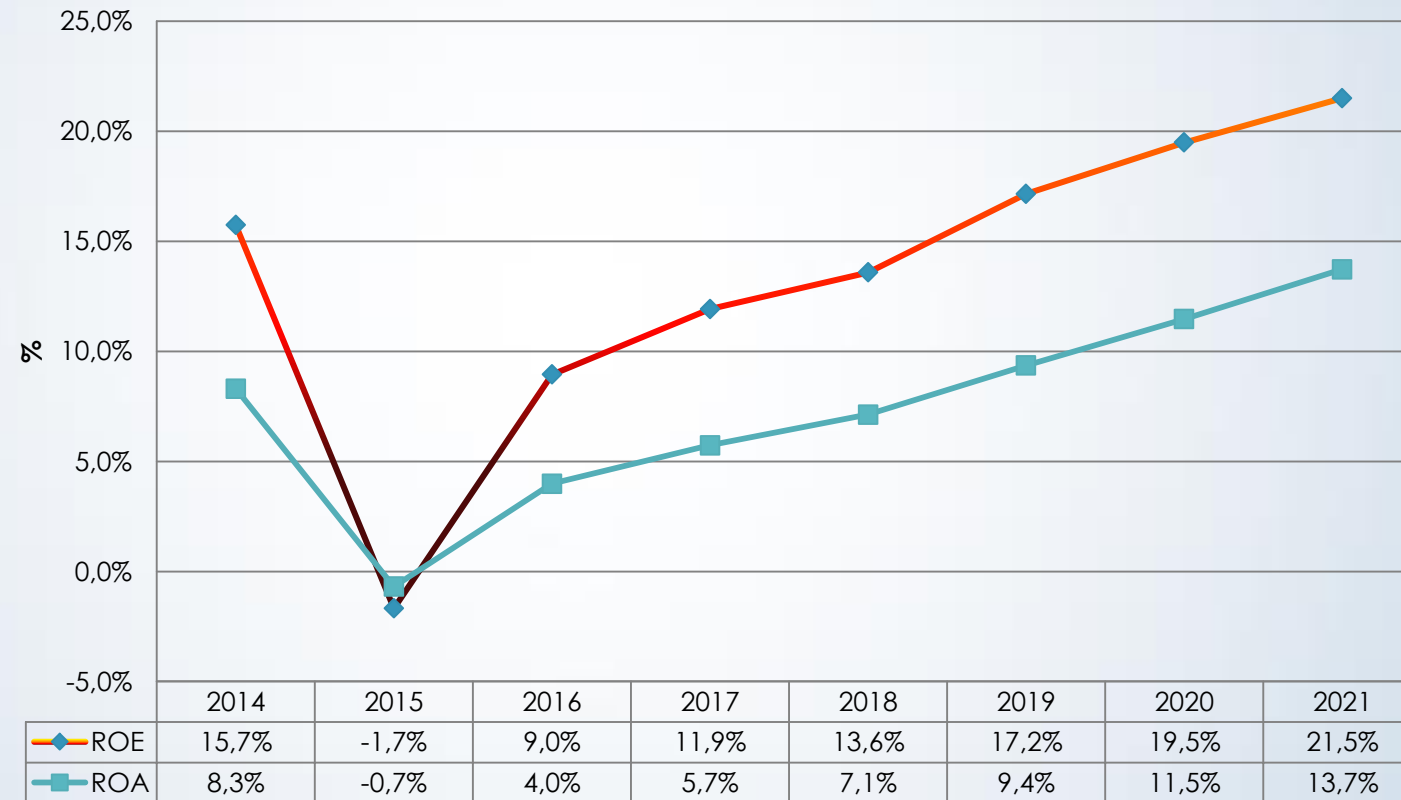


Comparativo Margenes

◆ Margen Neto ■ Margen Operacional ▲ Margen Bruto



Rentabilidad del Patrimonio Roe Rentabilidad del activo Roa



RIESGOS DE IMPLEMENTACION

Factor de riesgo	Riesgo	Impacto
Riesgo procesos	Probabilidad de demoras en el <u>tramite</u> de financiación del crédito de <u>2,000,000</u> usd para la importación del equipo de generación de energía.	Financiero
		Legal
		Reputación
Riesgo jurídico y reglamentario	Cambios en los precios por <u>kw</u> establecidos en el contrato	Financiero
Riesgo jurídico y reglamentario	Cambios legales de carácter tributario que aumentan base impositiva	Financiero
Riesgo financiero	Aumento de tasa de interés <u>dtf</u> en créditos locales	Financiero
Riesgo financiero	Probabilidad de que se presenten aumento en la tasa de cambio del dólar. Crédito 2,000,000 usd, pérdida probable con una subida de \$300 - \$700,000,000	Financiero
Riesgo financiero	Incumplimiento en pagos por el cliente.	Financiero
Riesgo procesos	Gestión ambiental hse.	Legal
Riesgo procesos	Disminución de capacidad de generación de energía	Reputación
Riesgo jurídico y reglamentario	Aumento en factor prestacional	Financiero
Riesgo financiero	Cambio de precios en barril de petróleo	Financiero

Matriz de Riesgo

Severidad	LEVE (2)	FUERTE (4)	MUY FUERTE (6)	DAÑINO (8)	EXTREMADAMENTE DAÑINO (10)
Probabilidad					
BAJA (2)	4	8 -Cambio mínimo de Energía Garantizado -Disminucion de la Capacidad de Generacion de Energia	12	16 Incumplimiento de pago de un cliente	20 Aumento en el DTF Obligaciones Nacionales
MEDIA (3)	6 -Aumento de Factor Prestacional	12	18	24	30 -Demoras en el tramite credito Internacional -Gestion Ambiental HSE
ALTA (8)	16	32	48	64	80
MUY ALTA (11)	22	44 Cambio de Precios de Barril del Petroleo	66	88	110 Cambios Tributarios
SUPERIOR (14)	28	56	84	112	140



Control de Riesgo

Severidad Probabilidad	LEVE (2)	FUERTE (4)	MUY FUERTE (6)	DAÑINO (8)	EXTREMADAMENTE DAÑINO (10)
BAJA (2)	4 -Cambio mínimo de Energía Garantizado -Incumplimiento de pago de un cliente -Disminucion de la Capacidad de Generacion de Energia	8	12 Aumento en el DTF Obligaciones Nacionales	16 -Demoras en el tramite credito Internacional	20 -Gestion Ambiental HSE
MEDIA (3)	6 -Aumento de Factor Prestacional	12	18	24	30
ALTA (8)	16	32	48	64	80
MUY ALTA (11)	22	44 Cambio de Precios de Barril del Petroleo	66	88	110 Cambios Tributarios
SUPERIOR (14)	28 Aumento de la TRM a \$2900	56	84	112	140



GRACIAS

