

# **PROYECTO FINAL DE INGENIERÍA**

## **ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICO-FINANCIERA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON MOTOCOMPRESORES PARA EL CALENTAMIENTO DE CRUDO**

**Pinasco, Matías Nicolás - LU: 1053680**

Ingeniería Industrial

**Amenabar, Antonella - LU: 1081015**

Ingeniería Industrial

Tutores:

**Ing. Belmaña, María Lorena UADE**

**Ing. Gramaglia, José Antonio (Pan American Energy)**

**27/09/2023**



# **UADE**

**UNIVERSIDAD ARGENTINA DE LA EMPRESA  
FACULTAD DE INGENIERÍA Y CIENCIAS EXACTAS**

## AGRADECIMIENTOS

A nuestros padres, hermanos y familiares quienes siempre nos han brindado su cariño y apoyo en todos estos años y que día a día nos guían, aconsejan y nos forman como personas.

A nuestros seres queridos, que nos acompañaron en nuestro camino y a lo largo de nuestra vida en las diferentes etapas que atravesamos.

A nuestros tutores de tesis, la Ing. María Lorena Belmaña (UADE) y el Ing. José Antonio Gramaglia (externo: Pan American Energy), quienes nos brindaron su apoyo, conocimiento, orientación, consejos y nos guiaron frente a cada adversidad.

A los docentes y directivos de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Exactas, por los conocimientos impartidos con los que nos nutrieron durante la carrera universitaria. Especialmente, queremos agradecer las sugerencias y orientaciones proporcionadas por la Mag. Lic. Dina Carpintero, Ing. José Eduardo Contento y el Ing. Sergio Aníbal Dopazo.

## RESUMEN

El presente proyecto consistió en la ingeniería básica de un sistema de cañerías para que los calentadores de petróleo (heaters) obtengan energía del proceso de compresión de gas (motocompresores) en el yacimiento Zorro de Pan American Energy ubicado en la Provincia de Chubut, Argentina.

En la primera parte del proyecto se realizó el análisis del proceso de calentamiento actual que utiliza quema de gas natural propio del yacimiento para que el crudo extraído alcance la temperatura de especificación necesaria previo a su comercialización y distribución: Especificaciones y baja efectividad.

Posteriormente se analizó el proceso de compresión, donde se pone énfasis en la temperatura de los gases de escape, como nuevo método de calentamiento del proceso de calentadores de crudo donde se buscó beneficios en: Mejoramiento de la eficiencia energética, por el aprovechamiento de los gases de escape de los motocompresores; Reducción de la Huella de Carbono, por la disminución de las emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente; Comercialización de Gas gracias al ahorro de consumo en el Hot Oil; Incremento de beneficios económicos mediante la venta de los Bonos de Carbono, Protocolo de Kyoto.

Por último, se desarrolló la descripción de la viabilidad Económica y Financiera sobre la ingeniería básica del nuevo sistema de calentamiento, alcanzando una TIR de 212% o un VAN de 14.421.000 USD y un periodo de repago de 6 meses. Seguidamente, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad para diferentes escenarios por medio del cual se observó la elasticidad de cada una de las variables que intervienen en el proyecto, siendo las elegidas: la financiación del proyecto, el valor de mercado de los m<sup>3</sup> de gas, el valor de mercado de los bonos de carbono.

Como conclusión, se obtuvo un proyecto factible y rentable, el cual logra eficiencia energética, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y proyecciones para replicar el proyecto en otros yacimientos.

## ABSTRACT

The current project consisted of the development of a piping system to the oil heaters (heaters) to obtain energy from the gas compression process (compressors) in the Zorro field of Pan American Energy from the Province of Chubut, Argentina.

In the first part of the project, the analysis of the current heating process that uses natural gas burning from the deposit was carried out so that the extracted crude reaches the necessary specification temperature prior to its commercialization and distribution: Specifications and low effectiveness.

Subsequently, the compression process was analyzed, where emphasis is placed on the temperature of the exhaust gasses, as a new method of heating the process of crude oil heaters where benefits were sought in:

Greater energy efficiency by the use of exhaust gasses from compressors; Reduction of the Carbon Footprint, due to the reduction of CO<sub>2</sub> emissions into the environment; The commercialization of Gas as a consequence of its non-use in the first heating process; Increase in economic benefits through the sale of Carbon Bonds, Kyoto Protocol.

An Economic and Financial Analysis was also developed of the new heating system, reaching an IRR of 212% or a NPV of 14.421.000 USD and a payback period of 15 months. Next, a sensitivity analysis was carried out for different scenarios through which the elasticity of each of the variables involved in the project was observed, the chosen ones being: financing of the project, the market value of the m<sup>3</sup> of gas, the market value of carbon credits.

As a conclusion, a feasible and profitable project was obtained, which achieves energy efficiency, reduction of CO<sub>2</sub> emissions and projections to replicate the project in other fields.

## ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	9
1.1.1 OBJETIVO GENERAL	12
1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	12
1.2 ALCANCE	12
2 ANÁLISIS PRELIMINAR	13
2.1 ANÁLISIS DE MERCADO	13
2.2 ANÁLISIS FODA	14
2.3 ANÁLISIS DE RIESGO	16
2.4 ANÁLISIS DE PROVEEDORES	19
2.5 YACIMIENTO ZORRO	21
2.5.1 MOTOCOMPRESORES	23
2.5.2 HOT OIL	24
2.6 PROCESO DE RECUPERACIÓN	27
2.6.1 CAÑOS	29
2.6.2 VÁLVULAS SDV	31
2.6.3 TABLERO DE MANDO A DISTANCIA	32
2.6.4 TRANSMISOR DE TEMPERATURA	33
2.6.5 AISLACIÓN	34
2.6.6 DIAGRAMA DE FLUJO	35
3. ANÁLISIS TÉCNICO	38
3.1 TEMPERATURA GASES DE ESCAPE DE MOTOCOMPRESORES	38
3.2 PÉRDIDA DE CALOR EN EL DUCTO	39
3.3 TEMPERATURA DE REQUERIMIENTO HOT OIL	39
3.4 AHORRO DE GAS	41
3.5 EMISIONES DE CO <sub>2</sub>	45
4. ANÁLISIS AMBIENTAL	45
4.1 EMISIONES EN ARGENTINA	45
4.2 BENEFICIOS AL MEDIO AMBIENTE	47
4.3 ASPECTOS ECONÓMICOS DEL BENEFICIO AMBIENTAL	48
5. ANÁLISIS ECONÓMICO	49

---

5.1	DETERMINACIÓN COSTOS FIJOS	50
5.1.1	MANO DE OBRA	50
5.1.2	COSTOS DE SERVICIOS TARIFADOS	51
5.1.3	COSTOS DE SERVICIOS TERCERIZADOS	51
5.1.4	AMORTIZACIONES	52
5.2	INGRESOS POR GAS NATURAL COMERCIALIZADO	53
5.3	INGRESOS POR VENTA DE BONOS DE CARBONO	53
6.	ANÁLISIS FINANCIERO	55
6.1	INVERSIÓN INICIAL	55
6.2	FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO	56
6.2.1	PRÉSTAMO PRIVADO	56
6.2.2	CAPITAL PROPIO	60
6.3	ANÁLISIS DE ESCENARIOS	63
6.4	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	65
7.	CRONOGRAMA	67
8.	EXTENSIÓN DE PROYECTO A OTRAS PLANTAS	69
9.	CONCLUSIONES	70

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla I: Análisis FODA	16
Tabla II: Resultado Análisis de Riesgo	17
Tabla III: Clasificación de características de interés	19
Tabla IV: Peso de Costo entre proveedores	20
Tabla V: Peso de Disponibilidad entre proveedores	20
Tabla VI: Peso de Confiabilidad entre proveedores	21
Tabla VII: Peso de Calidad entre proveedores	21
Tabla VIII: Motocompresores de yacimiento Zorro	23
Tabla IX: Valores de salida de gases de escape en motocompresores	38
Tabla X: Característica de temperatura en zona de radiación del Hot Oil	40
Tabla XI: Característica de combustible en Hot Oil	42
Tabla XIII: Conversión de unidades respecto del Gas Natural	44
Tabla XIII: Resumen de valores calculados	44
Tabla XIV: Resumen de valores de CO <sub>2</sub> de emisiones por combustión de Gas	45
Tabla XV: Costos Mano de Obra	50
Tabla XVI: Costo Servicios Tercerizados	51
Tabla XVII: Costo Amortizaciones de Equipos	52
Tabla XVIII: Costo Amortizaciones de Materiales	52
Tabla XIX: Préstamo de privados	56
Tabla XX: Resumen según cuadro de Marcha de Préstamo de privados en USD	57
Tabla XXI : Componentes WACC	58
Tabla XXII: Flujo de Fondos con préstamo de privados	58
Tabla XXIII: Indicadores de proyecto financiado con préstamo de privados	60
Tabla XXIV: Componentes WACC Con capital propio	61
Tabla XXV: Flujo de Fondos con capital propio	61
Tabla XXVI: Indicadores Aportes de capital propios	63
Tabla XXVII: Escenario Optimista	63
Tabla XXVIII: Escenario Pesimista	64
Tabla XXIX: Análisis de Sensibilidad Financiación préstamo de privados	65
Tabla XXX: Análisis de Sensibilidad Financiación con capital propio	65

---

Tabla XXXI: Matriz Original de Características	86
Tabla XXXII: Matriz Original de Características	90
Tabla XXXIII: Matriz Ajustada de Características	90
Tabla XXXIV: Matriz de Relación de Costo	91
Tabla XXXV: Matriz Relación de Disponibilidad	91
Tabla XXXVI: Matriz Relación de Confiabilidad	91
Tabla XXXVII: Matriz Relación de Calidad	91
Tabla XXXVIII: Matriz Ajustada de Costo	92
Tabla XXXIX: Matriz Ajustada de Disponibilidad	92
Tabla XL: Matriz Ajustada de Confiabilidad	92
Tabla XLI: Matriz Ajustada de Calidad	92
Tabla XLII: Matriz Ajustada valoración de Características	93
Tabla XLIII: Matriz Ajustada de ponderación de Proveedores	93
Tabla XLIV: Datos para el cálculo de Ke	98
Tabla XLV: Aproximación de Beta según índices del mercado	99
Tabla XLVI: Flujo de fondos caso Optimista	101
Tabla XLVII: Flujo de fondos caso Pesimista	102
Tabla XLVIII: Análisis de Sensibilidad	105
Tabla XLIX: Análisis de Sensibilidad financiado con fondos propios de PAE	112

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Mapa introductorio - Resumen PAE	10
Figura 2: Zorro - Ubicación geográfica	22
Figura 3: Zorro - Planta	22
Figura 4: Zorro - Motocompresores	24
Figura 5: Zorro - Horno de aceite térmico H-1	25
Figura 6: Horno H-1 - Representación simplificada	25
Figura 7: Horno H-1 - Semicorte	26
Figura 8: Zorro - Procesos de interés	27
Figura 9: Zorro - Circuito de conexión de procesos	28
Figura 10: Tubos de especificación P22 PSL2	31
Figura 11: Válvula SDV de 3 vías con accionador a distancia	32
Figura 12: Tablero de mando y control a distancia	33
Figura 13: Medidor de temperatura y transmisor de señal	34
Figura 14: Aislamiento - Coquilla de lana mineral para tuberías	35
Figura 15: Diagrama de flujo	36
Figura 16: Esquema simplificado de conexión de proceso	38
Figura 17: Emisiones de CO <sub>2</sub> en Argentina (Kt/año)	46
Figura 18: Emisiones de CO <sub>2</sub> del consumo de combustible gaseoso (Kt/año) hasta 2016	47
Figura 19: Equivalencia de CO <sub>2</sub> reducidas con cantidad de personas y árboles	48
Figura 20: Valores en días de CFI2 desde 2005 hasta la actualidad	54
Figure 21: Proyección de precios de los próximos 1000 días desde la actualidad	54
Figura 22: Tiempos de ejecución	68
Figura 23: Procesos de planta Cerro Dragón	69
Figura 24: Acciones ante un incidente	84
Figura 25: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 1	120
Figura 26: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 2	121
Figura 27: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 3	122
Figure 28: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 4	123
Figure 29: Características de Fábrica motocompresor Waukesha L7044 - 1	125
Figura 30: Características de Fábrica motocompresor Waukesha L7044 - 2	126

## 1. INTRODUCCIÓN

Las crecientes apariciones de nuevas tecnologías llevan a las empresas globales a mantenerse actualizadas, encontrándose con desafíos constantes sobre nuevos desarrollos y la actualización o mejora de sus procesos existentes. Las empresas del sector energético, reúnen las miradas de diferentes profesionales quienes los ayudan a determinar las oportunidades presentes en cada parte que las componen y su funcionamiento en armonía de cara a los objetivos que se van trazando temporalmente.

Es dentro de este contexto donde se sitúa el presente proyecto, brindando a Pan American Energy (PAE) una solución eficiente y efectiva en el aprovechamiento de energía de uno de sus procesos actuales para ser utilizado como fuente de calor en otro proceso distinto del mismo yacimiento. Agregando el factor de ampliar la aplicación de dicho proyecto en otros yacimientos para optimizar recursos, obtener beneficios económicos sobre la reducción de costos y reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. Para esto, analizamos la ingeniería básica de un sistema de ductos que conectan los procesos de compresión de gases con el proceso de calentamiento de aceite a altas temperaturas en uno de los yacimientos (Zorro) de Pan American Energy (PAE).

PAE es una compañía global y la primera productora privada de hidrocarburos de la Argentina. Explora y produce petróleo y gas, para luego refinar el petróleo y comercializarlo en combustible y lubricantes. Al mismo tiempo cuenta con participación en el sector de generación eléctrica de fuentes renovables y tradicionales. Aumentó en un 49% en la producción de gas y un 24% en la producción de petróleo y logró una participación consolidada en la producción de hidrocarburos del 17% en el mercado Argentino entre los años 2001 y 2021.

Opera en 4 cuencas productoras de hidrocarburos de la Argentina:

- Golfo San Jorge, con la mayor producción de petróleo y producción de gas.
- Neuquén, con el desarrollo de reservorios no convencionales.
- Noroeste, con un significativo aporte de gas.
- Marina Austral, mayor bloque offshore de Argentina con la principal producción de gas del país.

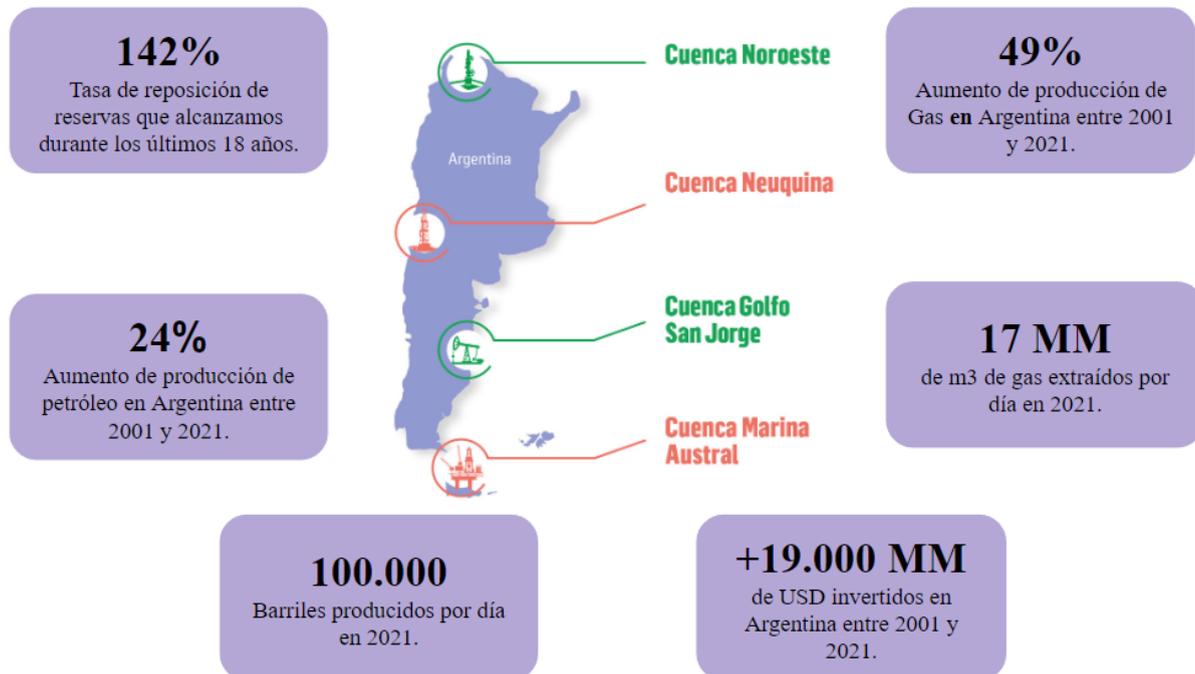


Figura 1: Mapa introductorio - Resumen PAE

Fuente: Elaboración propia

PAE fue fundada en 1997 como fruto de la fusión entre Bridas Corp. y Amoco Corp (hoy llamada BP). En 1999 junto con Total y WinterShall se puso en activo el primer pozo submarino, instalado en aguas argentinas en el Yacimiento Argo (Tierra de Fuego).

Luego en 2000 se pone en marcha el primer proyecto de gas en Cerro Dragón, yacimiento ubicado en Comodoro Rivadavia, que es hasta hoy uno de los más explotados por la compañía. En este mismo año inaugura la planta de gas Zorro en la cuenca del golfo San Jorge ubicada a 40 kilómetros del yacimiento Cerro Dragón y a 120 km de Comodoro Rivadavia. Incorporando 1,5 millón de metros cúbicos diarios al gasoducto General San Martín, para entrar así en el sistema troncal de transporte de gas natural del país.

En 2001 empiezan los primeros pozos productores de gas en Salta, en el yacimiento de Piquirenda; y también comienza su participación en la cuenca de Tarija, Bolivia.

En el año 2002 Oil Energy comienza a certificar la norma ISO 14001, que garantiza una gestión ambiental responsable durante todo el ciclo de las operaciones.

En el año 2006 se empieza a producir gas en el yacimiento Macueta, ubicado en Acambuco, Salta.

En 2012 Bridas Corp adquiere los activos de refinación y venta de combustible de ExxonMobil en Argentina, Uruguay y Paraguay.

En 2013 comienza la puesta en marcha del programa de exploración, perforación y nuevas instalaciones de superficie en el desarrollo de gas en Lindero Atravesado, yacimiento de Neuquén.

En 2018 se puso en marcha el Parque Eólico Garayalde en la provincia de Chubut. Considerado como uno de los proyectos más importantes de los últimos años en materia de generación de energía renovable, el Parque Eólico está equipado con 7 aerogeneradores y una subestación transformadora, tiene una potencia instalada de 24.15 megavatios y la capacidad de satisfacer el consumo eléctrico anual de 30.000 hogares.

En 2020 entra en producción la nueva planta hidrotratadora de diésel (DHT) que produce el combustible de mayor calidad en el mundo, con ultrabajo contenido de azufre.

En 2021 finalizaron dos proyectos de energía eólica en Chubut junto con Genneia. Los parques Chubut Norte III y IV con 32 aerogeneradores, generan energía con una potencia instalada total de 140 MV y la capacidad de producir anualmente 669.100 MWh de energía renovable volcada al SADI.

Actualmente es el principal productor, empleador e inversor privado del sector energético regional. Lleva invertido más de USD 19.000 millones en exploración y producción de hidrocarburos entre 2001 y 2021. Empleando a más de 20.000 personas en forma directa e indirecta.

PAE se consolida como una compañía global líder de energía con actividades en Argentina, Bolivia, México, Brasil, Uruguay y Paraguay. Dentro de su presupuesto destina un 20% de los mismos a proyectos para innovar en diferentes procesos existentes con el fin de alcanzar mayor efectividad y eficacia de los mismos.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 OBJETIVO GENERAL

Determinar la factibilidad técnica y económico-financiera de la ingeniería básica de un sistema de conexión para recuperar los gases de escape del proceso de motocompresores y reutilizar dichos gases de escape en el proceso de calentamiento de crudo (Hot Oil) del yacimiento Zorro de Pan American Energy. De esta manera se busca optimizar los procesos productivos y económicos desde la eficiencia energética y su impacto en el medio ambiente.

### 1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Implementar un sistema de cañerías que permita la recuperación de gases de escape a altas temperaturas del proceso de motocompresores.
- Reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> por dejar de utilizar combustible gaseoso para generar energía en forma de calor en el proceso de calentamiento de crudo o Hot Oil.
- Obtener beneficios económicos por la comercialización del gas natural que se deja de consumir en el proceso de calentamiento de crudo.
- Obtener ingresos económicos por la comercialización de bonos de carbono, protocolo Kyoto.
- Aplicar una estrategia de implementación para evitar lo máximo posibles tiempos de parada en los procesos actuales.

## 1.2 ALCANCE

Realizar el Diagramas de proceso del circuito de recuperación de gases que conecta a los motocompresores con el Hot Oil del yacimiento Zorro de Pan American Energy en Golfo San Jorge. Calcular la temperatura de salida al final del ducto y contrastar con las especificaciones de funcionamiento del Hot Oil. Calcular la cantidad de calor que deberá administrarse de forma adicional al proceso de intercambio de calor en el Hot Oil para determinar si es necesario prender quemadores. Realizar el análisis de reducción de CO<sub>2</sub>,

reducción de consumo de Gas Natural en el Hot Oil y el análisis económico financiero asociado a estos últimos dos puntos descritos. Efectuar recomendaciones de extensión de proyecto a otros yacimientos de Pan American Energy y establecer las conclusiones.

## **2 ANÁLISIS PRELIMINAR**

### **2.1 ANÁLISIS DE MERCADO**

Si bien la mayor parte del análisis de este trabajo está enfocado sobre la recuperación de los gases de escape del proceso de compresión, existe una consecuencia directa del uso de estos como fuente de calor de otro proceso que requiere de esta energía y es la disponibilidad del combustible que se deja de utilizar en el proceso de calentamiento de aceite a altas temperaturas, pudiendo incorporarlo al mercado de gas natural. En la actualidad el horno de aceite o Hot Oil utiliza gas natural del yacimiento para generar energía en forma de calor por lo que este gas se consume y no se comercializa directamente. Adicionalmente existe otro punto favorable de la reducción de la combustión por gas natural en el Hot Oil: disminuir significativamente la emisión de gases de efecto invernadero del yacimiento Zorro.

El cliente directo de este estudio será la compañía Pan American Energy a quien se le ofrece esta alternativa de optimización de procesos con beneficios ecológicos y económicos. Al mismo tiempo, el cliente del gas natural combustible es la distribuidora de gas TGS.

Para la industria de gas y petróleo la demanda es permanente y absoluta ya que se consume a nivel nacional el 100% de la producción de todo el país y de todas las operadoras; En la actualidad la producción no es suficiente y se debe importar gas; por tal motivo aumenta la relevancia que presenta incrementar la oferta de gas natural a partir de la optimización de los procesos y disminuir dicha demanda insatisfecha – por ende, disminuir la importación.

En cuanto al valor de comercialización del gas no varía ni está involucrada en este estudio, como tampoco los proveedores; el precio del gas no entra en análisis ya que es regulado y dispuesto por el mercado, aunque es preciso establecer un precio que forma parte del análisis de flujo de fondo para evaluar la factibilidad económica financiera del proyecto.

El mercado meta al que apunta este proyecto está limitado a los cálculos de ahorro en el consumo de gas natural en el horno Hot Oil que se comercializa al incorporarlo a la red de distribución nacional.

## 2.2 ANÁLISIS FODA

### ***FORTALEZAS***

- Sin necesidad de parada de planta: como bien se sabe, cuando se desea realizar una mejora en una planta de tratamiento de gas y petróleo se debe parar la misma. Lo que se propone para este proyecto es incorporar al mismo en la planificación de parada de planta de Zorro por mantenimiento que se debe realizar de forma periódica en la compañía.
- Recuperación de gases de escape: los gases de combustión de los motocompresores se reutilizan antes de ser liberados a la atmósfera. Se traslada mediante ductos hasta el horno Hot Oil para ser utilizados como fuente de energía del proceso de calentamiento de aceites a altas temperaturas.
- Gas combustible disponible para la venta: se introduce en la red de distribución nacional, el gas que se deja de utilizar como combustible en el horno Hot Oil. En particular este proyecto analiza y proyecta las ganancias de la compañía por este cambio de funcionamiento del equipo.
- Bajo presupuesto: en comparación con otros tipos de proyectos que se realizan en la compañía, este proyecto tendrá un bajo presupuesto y no sólo traería ganancias a la compañía, sino que también participa la compañía en reducir la huella de carbono.

### ***DEBILIDADES***

- Baja del proyecto por baja criticidad: si bien el presupuesto sería bajo, hoy la compañía tiene como objetivo principal realizar proyectos para aumentar a grandes escalas la producción de gas y petróleo en Neuquén. Si bien este proyecto ofrece una optimización en los procesos y caudal de venta de gas, son valores muy por debajo de los que se analizan y proyectan en los demás proyectos de la compañía. Por lo tanto,

la criticidad de este proyecto es baja y podría no realizarse o (en el caso de ser aceptado) reprogramado para años futuros.

## ***OPORTUNIDADES***

- Escasez de gas en distribución: como bien se conoce, en la Argentina hay escasez de gas y petróleo. Las grandes compañías, tanto nacionales como internacionales, de esta industria están invirtiendo en la construcción de nuevas plantas de tratamiento de gas y petróleo en la zona de Neuquén (Vaca Muerta), como también en construcción de ductos para la comercialización y transporte de estos recursos (Gasoducto Néstor Kirchner). Pan American Energy, junto con sus socios, no se encuentran fuera de este gran proyecto nacional de explotación y se encuentra desarrollando e invirtiendo en dicha zona. Ahora bien, también cuenta con plantas de tratamiento en la zona de Golfo San Jorge – Comodoro Rivadavia -, donde se encuentra la planta de Zorro y en la cual se estaría presentando este proyecto para aumentar la oferta de gas para su comercialización.
- Huella de carbono: es importante disminuir la huella de carbono que producen las industrias; y en particular la de gas y petróleo no se encuentra ajena a dicha participación. El proyecto demostrará que disminuirá la huella de carbono producida por los gases de escape de los nueve motocompresores utilizándolos como combustible para el horno de aceite caliente (Hot Oil).
- Utilización del proyecto para otras plantas de tratamiento de gas y petróleo: se puede utilizar la planta de Zorro en donde se desarrollará este estudio de prefactibilidad como prueba piloto para luego poder replicarlo en otras plantas, tanto de Pan American Energy como otras operadoras socias de ella, y así seguir aumentando las ganancias de las compañías como también seguir disminuyendo la huella de carbono que produce esta industria.

## AMENAZAS

- Cambio constante en la economía argentina: los constantes cambios en las decisiones económicas perjudican a las empresas en su planificación y proyección, lo que podría causar la baja del proyecto.

A continuación, se hace un análisis FODA de los aspectos generales del proyecto:

Tabla I: Análisis FODA

FACTORES INTERNOS	
FORTALEZAS (+)	DEBILIDADES (-)
* Sin necesidad de parada de planta. * Recuperación de gases de escape. * Gas combustible disponible para la venta. * Bajo presupuesto.	* Baja del proyecto por baja criticidad.
FACTORES EXTERNOS	
OPORTUNIDADES (+)	AMENAZAS (-)
* Escasez de gas en distribución. * Huella de carbono. * Utilización del proyecto para otras plantas de tratamiento de gas y petróleo.	* Inestabilidad de la política Argentina. * Inestabilidad del mercado a nivel mundial luego de la pandemia.

## 2.3 ANÁLISIS DE RIESGO

En el proceso de evaluación de riesgos que se llevó a cabo, se han identificado y considerado distintos escenarios que podrían afectar el inicio del proyecto o que podrían ocasionarse durante la ejecución del mismo. Estos riesgos se han evaluado con el objetivo de establecer las estrategias adecuadas de acción frente a ellos.

Los principales riesgos que se han analizado fueron del tipo estratégico y financiero, en donde se han considerados distintos escenarios desde la baja del proyecto por falta de criticidad frente a los objetivos de la compañía, como también fallas operativas e incluso factores económicos propios del país. De modo sintetizado, los escenarios son:

- Riesgos Estratégicos:
  - R01: Baja del proyecto
  - R02: Pérdida de temperatura
  - R03: Faltante de equipos y materiales
  - R04: Demoras constructivas
- Riesgos Financieros:
  - R05: Desactualización de tarifas
  - R06: Baja rentabilidad
  - R07: Inestabilidad política-económica

Teniendo en cuenta los códigos de los riesgos a continuación, se detalla la matriz de impacto con el posicionamiento de cada uno de ellos (Ver Anexo D):

Tabla II: Resultado Análisis de Riesgo

Matriz Impacto-Probabilidad						
Matriz	Impacto	Leve	Menor	Grave	Muy grave	Catastrófico
Probabilidad		1	2	3	4	5
Muy probable	5					
Probable	4					
Posible	3				<b>R01</b>	
Poco posible	2		<b>R05</b>	<b>R07</b>	<b>R03</b>	
Improbable	1		<b>R04</b>	<b>R02/R06</b>		

Los escenarios analizados que tienen que ver con la parte operativa y del proceso que lleva adelante este trabajo, sus riesgos son bajo; por lo que no podría en riesgo la realización del proyecto; además, en caso de ocurrir, tienen planes de acción que se pueden evaluar, verificar y mitigar durante la instancia de ingeniería básica del proyecto.

El mayor riesgo que tiene el proyecto es la baja del mismo. Hoy en día la compañía analiza y aprueba sus presupuestos anuales teniendo en cuenta su mayor objetivo: el desarrollo del yacimiento Vaca Muerta. Por lo tanto, sus inversiones tienen predominancia en todos los proyectos relacionados a la exploración, desarrollo y explotación en Neuquén. Relacionado a este objetivo y los niveles de inversión, PAE categoriza sus proyectos por criticidad: alta, media y baja. Dado que este proyecto no está relacionado al desarrollo en Neuquén, como tampoco a la producción de gas y petróleo en Golfo San Jorge y su nivel de inversión es bajo, podría omitirse el desarrollo del mismo para el próximo presupuesto anual ya que se consideraría como un proyecto de baja criticidad. Además, otro factor importante que tiene la compañía en la aprobación de presupuestos, es la situación política-económica del país que pueden ocasionar bajar las inversiones proyectadas; y en estos casos sólo se dejan activos proyectos que tienen que ver con la producción de gas y petróleo.

Por lo tanto, considerando que este proyecto no quede aprobado para el próximo presupuesto de la compañía, y que todo el análisis operativo y financiero del mismo quede desarrollado a partir de este documento, se podrá presentar nuevamente el proyecto para el año siguiente en donde las inversiones podrían aumentar y se podrían desarrollar más proyectos que tienen que ver con la reducción de emisiones.

Como conclusión de este análisis de riesgo, se pudo corroborar que este proyecto no cuenta con grandes impactos en lo operativo y/o financiero que no permitan realizarlo; ahora bien, estará en evaluación de la compañía si lo incluye en su próximo presupuesto anual; y en caso de incluirse, su inversión es baja (en comparación con otros proyectos de la compañía) y tiene optimizaciones operacionales como ambientales. Cabe destacar, que los proyectos que tengan como objetivo reducir la huella carbono, a futuro deberán considerarse y darles un nivel de criticidad importante dado que impactan en el medio ambiente.

## 2.4 ANÁLISIS DE PROVEEDORES

Para realizar la Construcción y Montaje del ducto que conecta el proceso de compresión (motocompresores) con el proceso de calentamiento de aceite (Hot Oil), se busca tener un proveedor de confianza que cumpla con los requisitos y esté dentro de los costos estipulados. Se trabaja en normalidad con uno, teniendo una segunda opción como alternativa en caso de que el seleccionado en primera instancia falle en algún aspecto, tenga inconvenientes, o no pueda satisfacer el desarrollo del proyecto. En el análisis se utiliza el Proceso de Jerarquía Analítica donde se evalúan los siguientes proveedores:

- (P1) Oleohidráulica OHP S. A <https://ohp.com.ar/>
- (P2) Simetra <http://www.simetra.com.ar/projects.html>
- (P3) Morken Groups <https://morkengroup.com/>

En base a la información obtenida por diferentes sectores de PAE se logró establecer la siguiente matriz de datos en base a las características de mayor importancia Confiabilidad, Costos, Disponibilidad y Calidad:

Tabla III: Clasificación de características de interés

	COSTO	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD	CALIDAD
COSTO	1,00	2,00	1,50	2,50
DISPONIBILIDAD	0,50	1,00	0,50	2,00
CONFIABILIDAD	0,67	2,00	1,00	3,00
CALIDAD	0,40	0,50	0,33	1,00
TOTAL	2,57	5,50	3,33	8,50

La calidad es muy parecida entre todos los proveedores. En este rubro, quien no tiene calidad, dura poco.

La confiabilidad para PAE es casi tan importante como el costo. En este sentido, la empresa cuenta con un índice de confianza sobre los proveedores con los que ha trabajado en el pasado.

La disponibilidad también es un factor a considerar dado que, en este tipo de proyectos es ideal no tener contratiempos respecto a la fuerza de trabajo para poder concluir el proyecto en tiempo y forma. Y si existieran retrasos, que sean los menores posibles.

Luego de realizar la matriz ajustada en función de los datos anteriores, se lograron establecer las siguientes ponderaciones (ver Anexo: E):

- Costo 37%
- Confiabilidad 32%
- Disponibilidad 19%
- Calidad 12%

Luego la relación entre proveedores para cada característica es:

Tabla IV: Peso de Costo entre proveedores

<b>COSTO</b>			
	P1	P2	P3
P1	1,00	0,95	0,90
P2	1,05	1,00	0,91
P3	1,11	1,10	1,00
TOTAL	3,16	3,05	2,81

Tabla V: Peso de Disponibilidad entre proveedores

<b>DISPONIBILIDAD</b>			
	P1	P2	P3
P1	1,00	2,00	2,00
P2	0,50	1,00	0,67
P3	0,50	1,50	1,00
TOTAL	2,00	4,50	3,67

Tabla VI: Peso de Confiabilidad entre proveedores

CONFIABILIDAD			
	P1	P2	P3
P1	1,00	2,00	3,00
P2	0,50	1,00	0,67
P3	0,33	1,50	1,00
TOTAL	1,83	4,50	4,67

Tabla VII: Peso de Calidad entre proveedores

CALIDAD			
	P1	P2	P3
P1	1,00	1,25	1,20
P2	0,80	1,00	1,11
P3	0,83	0,90	1,00
TOTAL	2,63	3,15	3,31

El resultado del análisis arrojó el siguiente orden de importancia para la selección del proveedor principal (P1) y un sustituto (P3) en caso de contingencias no deseadas con el primero:

- P1 = 0,430622116
- P3 = 0,2651827724
- P2 = 0,2321742302

## 2.5 YACIMIENTO ZORRO

Ubicada a 40 kilómetros del yacimiento cerro Dragón y a 120 km de Comodoro Rivadavia en el golfo en Golfo de San Jorge en la Provincia de Chubut, Argentina



Figura 2: Zorro - Ubicación geográfica

*Fuente: Google maps*

Incorpora 66 millones de metros cúbicos al año de Gas (según las mediciones del año 2022) al gasoducto General San Martín, para entrar así en el sistema troncal de transporte de gas natural del país. Al mismo tiempo, se registró una producción de 4.9 millones de barriles de crudo. Se estima que cuenta con reservas para producir al mismo ritmo que en 2022 por 28 años más (141 millones de barriles y 1986 millones de metros cúbicos de gas).



Figura 3: Zorro - Planta

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

## 2.5.1 MOTOCOMPRESORES

Los motores Waukesha operan en todo el mundo en generación de potencia, compresión de gas y otras aplicaciones de transmisión mecánica. Dentro de sus usos principales, el de interés dentro del proceso estudiado es el de: extracción, transporte y almacenamiento de gas natural (Motor-compresor recíprocante). Motor-compresor recíprocante es un compresor de gases que funciona por el desplazamiento de un émbolo dentro de un cilindro (o de varios) movido por un cigüeñal para obtener gases a alta presión.

Dentro del yacimiento zorro se cuenta con 9 motocompresores:

- 6 Waukesha L7044 GSI
- 3 del modelo 12VAT27 GL

Tabla VIII: Motocompresores de yacimiento Zorro

Motores									
Descripción	MC-1	MC-2	MCZ#3	MC-4	MC-5	MC-6	MC-7	MC-8	MC-9
Marca	WAUKES HA	WAUKE SHA	WAUKE SHA	WAUKE SHA	WAUKE SHA	WAUKE SHA	WAUKE SHA	WAUKE SHA	WAUKE SHA
Tipo	ATGL	ATGL	ATGL	GSI	GSI	GSI	GSI	GSI	GSI
Modelo	12VAT27 GL	12VAT2 7 GL	12VAT2 7 GL	VHP-70 44	VHP-70 44	VHP-70 44	VHP-70 44	VHP-70 44	VHP-70 44
HP	3130	3130	3130	1680	1680	1680	1680	1680	1680
RPM	1000	1000	1000	600/120 0	600/120 0	600/120 0	600/120 0	600/120 0	600/120 0
Consumo (m <sup>3</sup> /h)	648	648	648	371	371	371	371	371	371
Exhaust Temp (°C)	600	600	600	635	635	635	635	635	635

Fuente: Base de datos Pan American Energy



Figura 4: Zorro - Motocompresores

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

## 2.5.2 HOT OIL

Los sistemas de Hot Oil heat-tracing utilizan fluidos de transferencia de energía para entregar calor de manera confiable a los fluidos de proceso. Dentro de una refinería los hornos representan los equipos que suministran aproximadamente el 90% de la totalidad de la energía requerida para el proceso de refinación. Bajo este punto de vista, la eficiencia de cada horno constituye una variable crítica a mejorar, donde el menor incremento del consumo de combustible posee un gran impacto, aumentando las emisiones de gases de combustión al medio ambiente y elevando los costos de operación.

Ejecución horizontal o vertical. No hay diferencia funcional entre un calentador de aceite térmico horizontal y un calentador de fluido térmico vertical, y la elección se realiza de acuerdo con el espacio disponible y la altura en la planta y la facilidad de mantenimiento. En Zorro, se despliega un horno vertical denominado “Horno de aceite térmico H-1”.



Figura 5: Zorro - Horno de aceite térmico H-1

Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy

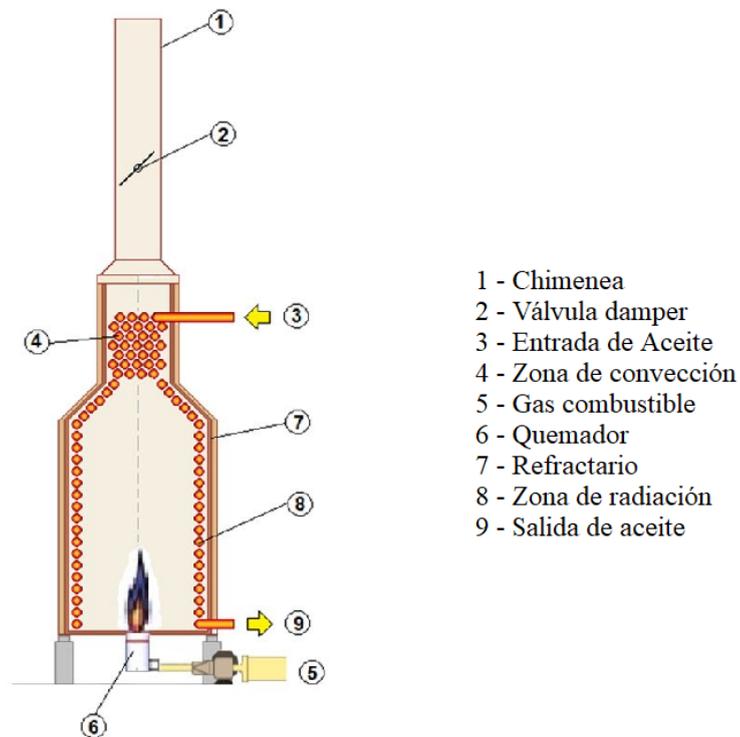


Figura 6: Horno H-1 - Representación simplificada

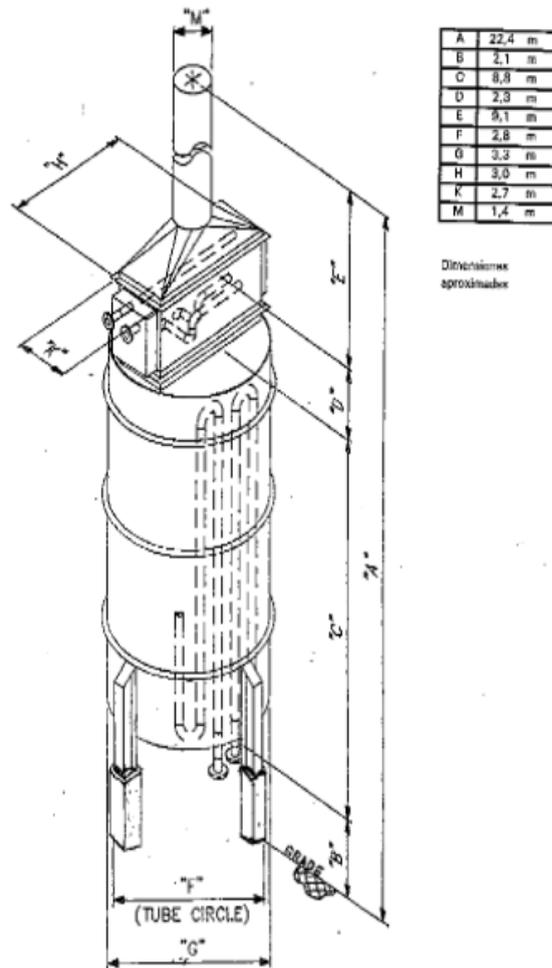


Figura 7: Horno H-1 - Semicorte

Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy

Por lo general las calderas de aceite caliente proporcionan calor a través de combustible líquido (HFO, aceite ligero) y / o gaseoso (gas natural, propano, etc.). Para el proyecto se trabaja sobre un horno H-1 que utiliza Gas Natural con un PCI de 8434,76 Kcal/m<sup>3</sup>, información provista por el fabricante. Este proceso suele estar activo aproximadamente 8000 horas al año, dejando alrededor de 750 horas para realizar tareas de mantenimiento.

Datos obtenidos de la Ficha Técnica correspondiente al horno actual del yacimiento Zorro con denominación interna de PAE

## 2.6 PROCESO DE RECUPERACIÓN

El yacimiento tiene los elementos de cada proceso descrito en los apartados anteriores, según la distribución mostrada en la siguiente imagen satelital:

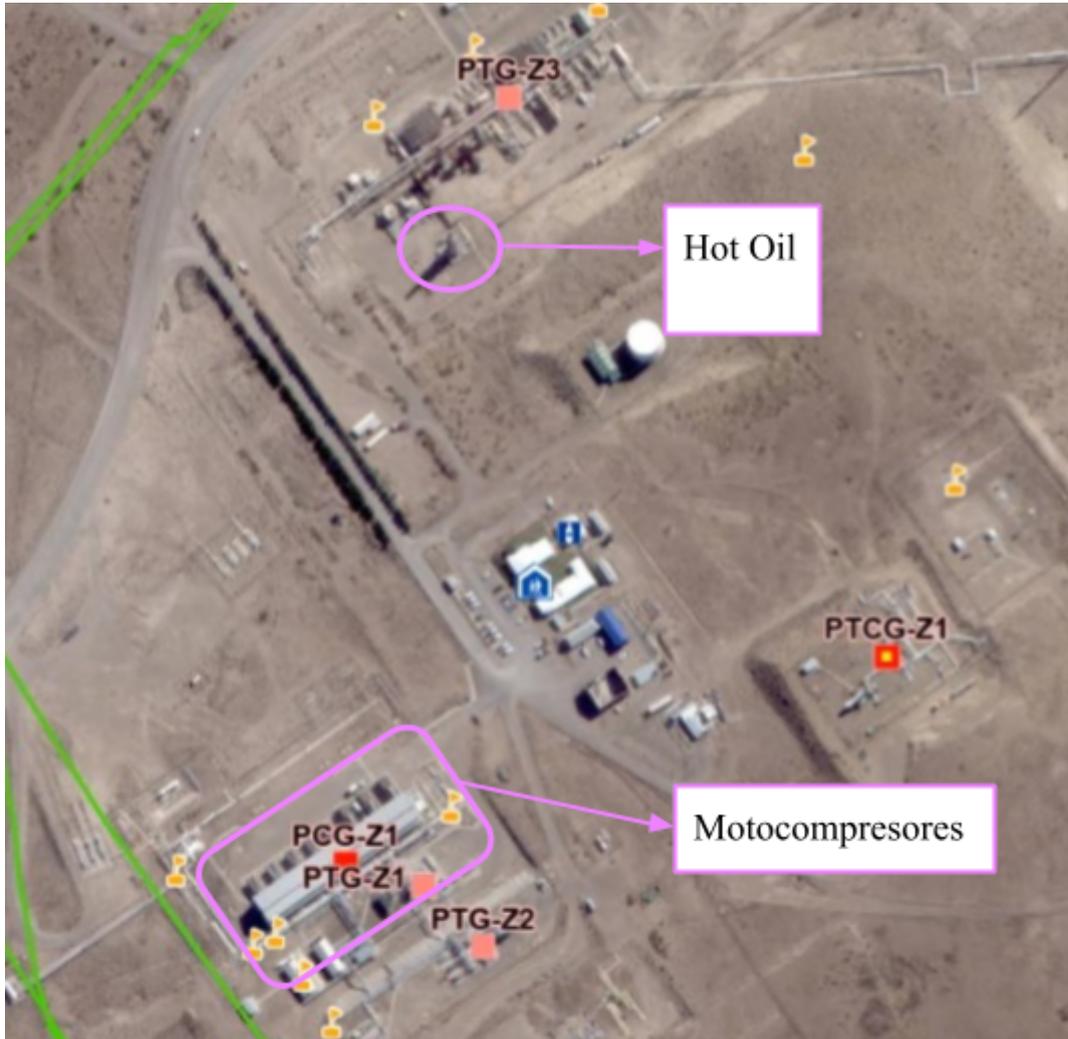


Figura 8: Zorro - Procesos de interés

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

El circuito de conexión entre los procesos planteados recorre una distancia de 350 metros en forma de L compuesto por dos tramos:

- 1° tramo desde los motocompresores hacia el camino principal que rodea el yacimiento de 180 metros.
- 2° tramo hacia el Hot Oil en línea recta, de 170 metros.

A estos valores se le suman 100 metros de caño utilizados para unir los escapes de los motocompresores con el caño central que transporta los gases de escape al Hot Oil por lo que son necesarios 450 metros de caños de doce pulgadas.

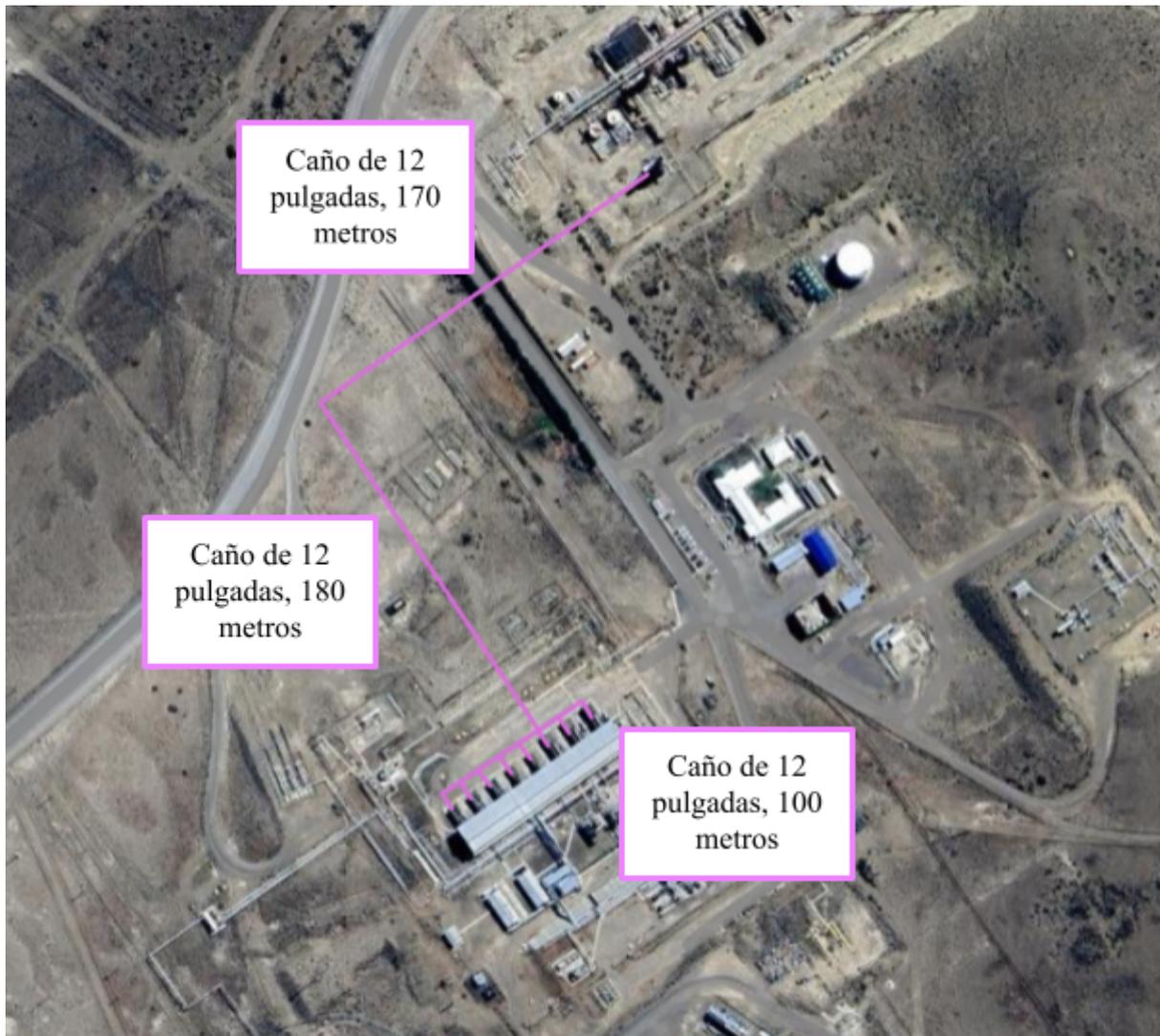


Figura 9: Zorro - Circuito de conexión de procesos

Para trasladar los gases de escape a altas temperaturas desde el proceso de motocompresores hacia el proceso de Hot Oil, se utilizará un sistema de tuberías. El sistema en cuestión implica contar con los siguientes materiales y equipos:

- Caños de 12 pulgadas
- Caños de 6 pulgadas

- Bridas
- Codos
- Medidor Transmisor de Temperatura
- Válvulas SDV
- Panel/Tablero de Mando/Control
- Trampa de condensados
- Vía de escape de condensados

Luego para poder sostener la estructura que deberá estar a una altura de 2 metros por requerimiento de PAE, se utilizarán:

- Bases de hormigón
- Soportes estructuras metálicas

La utilización de estos últimos dos, queda a cargo de la empresa que realizará el armado y montaje del circuito de recuperación.

## 2.6.1 CAÑOS

Lograr el objetivo principal del proyecto implica que el transporte de los gases de escape de los motocompresores tenga la menor pérdida de calor posible en su recorrido hasta el Hot Oil. Al mismo tiempo, los caños deben contemplar algunos otros aspectos de importancia:

- Creep.
- Fatiga.
- Los gases de escape que se transportan son de baja presión (2 Kilo bares como máximo) por lo que es una propiedad que no afecta a la elección del material.
- Las temperaturas de salida del motocompresor rondan entre 600°C y 650°C. El diámetro de los caños de salida de los motocompresores es de 12 pulgadas. Por lo que la reducción a 6 pulgadas del caño central no perjudica al proceso (por el contrario, esta reducción contribuye respecto de la temperatura).

Se analiza con especialistas en cañerías (piping) la mejor alternativa de tubos para cumplir esta característica y se llega a la conclusión de utilizar tubos de acero de aleación ferrítica sin costura para servicios de alta temperatura (540°C a 750°C según el grado) en la industria de calderas.

Considerando que PAE se basa en las especificaciones de diseño de ASTM International (Sociedad Estadounidense para Pruebas y Materiales), se verifica que la composición más óptima para transportar los gases de escape de motocompresores es de Cromo, Silicio y Molibdeno. Siendo este último el elemento más eficiente para mejorar el comportamiento en altas temperaturas.

Se corrobora la cañería a utilizar sobre el catálogo de equipos y materiales de la industria y se determina el siguiente dimensionamiento:

- Diámetro: 12 pulgadas
- Construcción: Espesor de pared schedule 40 (7,11MM); Longitud doble; Extremos biselados (con protección de bisel); Norma de material API SPEC 5L; Grado de acero X 52; Norma constructiva API SPEC 5L; Nivel de especificación PSL2
- Tipo de revestimiento: exterior anticorrosivo FBE, Espesor 300 Micrones, con Epoxi en polvo, según Norma AWWA C-213; Identificación estencilado sobre revestimiento; aislado térmicamente con poliuretano expandido rígido, espesor 33 mm, con densidad de núcleo 60 Kg/m<sup>3</sup>, global 80 Kg/m<sup>3</sup> y camisa externa de polietileno de alta densidad, según norma en-253 y ensayos de calidad exigibles de la norma; provisión de los kits de uniones compuestos por:
  - Manta termocontraible.
  - Epoxi líquido.
  - Envases con los productos para formar el poliuretano.



Figura 10: Tubos de especificación P22 PSL2

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

Los caños que se utilizaran en el sistema son de 12 pulgadas y tienen un valor de comercialización por 1 metro de longitud, aunque las piezas entregadas son de 12 metros.

Para conectar todo el sistema se utilizan bridas y codos en diferentes lugares; codos en la salida de los motocompresores; bridas para unir los escapes de los motocompresores con el caño central y los tramos de 12 metros de caño para el recorrido del caño central hasta el Hot Oil.

## 2.6.2 VÁLVULAS SDV

Para realizar la conexión de manera óptima y eficiente se implementan accesorios e instrumentación en diferentes puntos de entre la salida de los Motocompresores y a la entrada del Hot Oil.

Las Válvulas SDV cumplen la función de divisores o derivadores de fluido en diferentes direcciones deseadas y que se pueden controlar a distancia lo que tiene una importancia significativa respecto de la seguridad de los operarios debido a que el circuito permanece a altas temperaturas. Para el caso, los posibles caminos de los gases de escape son:

- Hot Oil (nuevo destino).

- Atmósfera (similar a la actualidad).



Figura 11: Válvula SDV de 3 vías con accionador a distancia

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

### 2.6.3 TABLERO DE MANDO A DISTANCIA

Panel/Tablero de Control a distancia permiten confiabilidad y seguridad en el mando para indicar si se activa la desviación del gas de escape de una o varias válvulas SDV, según se desee interrumpir parte del circuito de recuperación o el total. Estas interrupciones parciales o totales del circuito se pueden dar en circunstancias de emergencia o para mantenimiento. En caso de mantenimiento, las interrupciones parciales tienen sentido específico sobre mantener cada proceso en funcionamiento logrando que no se afecte la producción normal de crudo o de gas. Y desde el punto de vista de seguridad de los operarios, no se exponen al riesgo de accidentes laborales que, por otra parte, forman parte de los indicadores de seguridad de la compañía (ver Anexo C). Información del tablero que se utilizará:

- Descripción: Panel de control touchscreen; pantalla color de 6 pulgadas; puertos: Ethernet, USB, RS-232; alimentación: 100.240 VAC.
- Marca/Fabricantes: Rockwell automation 2711P-T6C20A8



Figura 12: Tablero de mando y control a distancia  
 Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy

## 2.6.4 TRANSMISOR DE TEMPERATURA

Dada la importancia en el proceso es controlar y verificar la temperatura de los gases de escape que se traslada de los motocompresores al horno Hot Oil, es necesario poder contar con un medidor de temperatura para poder hacer más eficiente el proceso y poder registrar el comportamiento de la temperatura en este proceso, de manera de poder realizar futuros reportes que sirvan, por ejemplo para poder exponer el estado de situación del proceso, es que se opta por instalar un transmisor de temperatura que mida, analice y registre las variaciones de la misma y poder realizar un programa de acción en caso que no esté cumpliendo con las especificaciones necesarias del proceso. Información del transmisor que se utiliza

- Descripción: Transmisor de temperatura STT-850; señal de salida: 4-20ma hart; rango de presión: -200 °C a 1370 °C; material del cuerpo: ANSI 316; conexión a proceso: media (½) pulgada NPT-F apto para área: ATEX.
- Marca/Fabricantes: Honeywell.
- Modelo: STR82D.



Figura 13: Medidor de temperatura y transmisor de señal

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

## 2.6.5 AISLACIÓN

Los caños adquiridos deben someterse a dos tratamientos de acilación, uno Térmico y uno por el cual se genera una capa aislante de poliuretano como se explica en el apartado anterior. Adicionalmente siempre existe la posibilidad de aplicar una capa de aislamiento con Lana de mineral.



Figura 14: Aislamiento - Coquilla de lana mineral para tuberías

*Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy*

Por la práctica y experiencia en el campo por parte de PAE, se especifica para el desarrollo del análisis y los cálculos del proyecto, un porcentaje aproximado de pérdida por aislación y cuestiones relacionados con elementos de seguridad que forman parte del circuito, de un 5%. Al mismo tiempo, se corrobora que la capacidad de aislación de los caños y la pérdida mencionada en el trayecto a través de simulación con software certificado y utilizado por el equipo de cañerías (piping) de PAE. Por tal motivo, la capa extra de aislación de lana mineral no es necesaria. Consideramos este material a modo de sobredimensionamiento para tener mayor certeza respecto de la menor pérdida de calor posible.

## 2.6.6 DIAGRAMA DE FLUJO

A fin de proporcionar una representación visual completa y detallada del proceso a continuación, se presenta y describe el diagrama de flujo correspondiente compuesto por:

- H-1: Horno Hot Oil
- MC-1/2/3/4/5/6/7/8/9: Motocompresores

- LV 100: Válvula de 2 vías
- LV 200 A/B/C/D/E/F/G/H/I: Válvulas 3 vías
- TIT 100: Transmisor de temperatura
- TIC 100: Panel de control

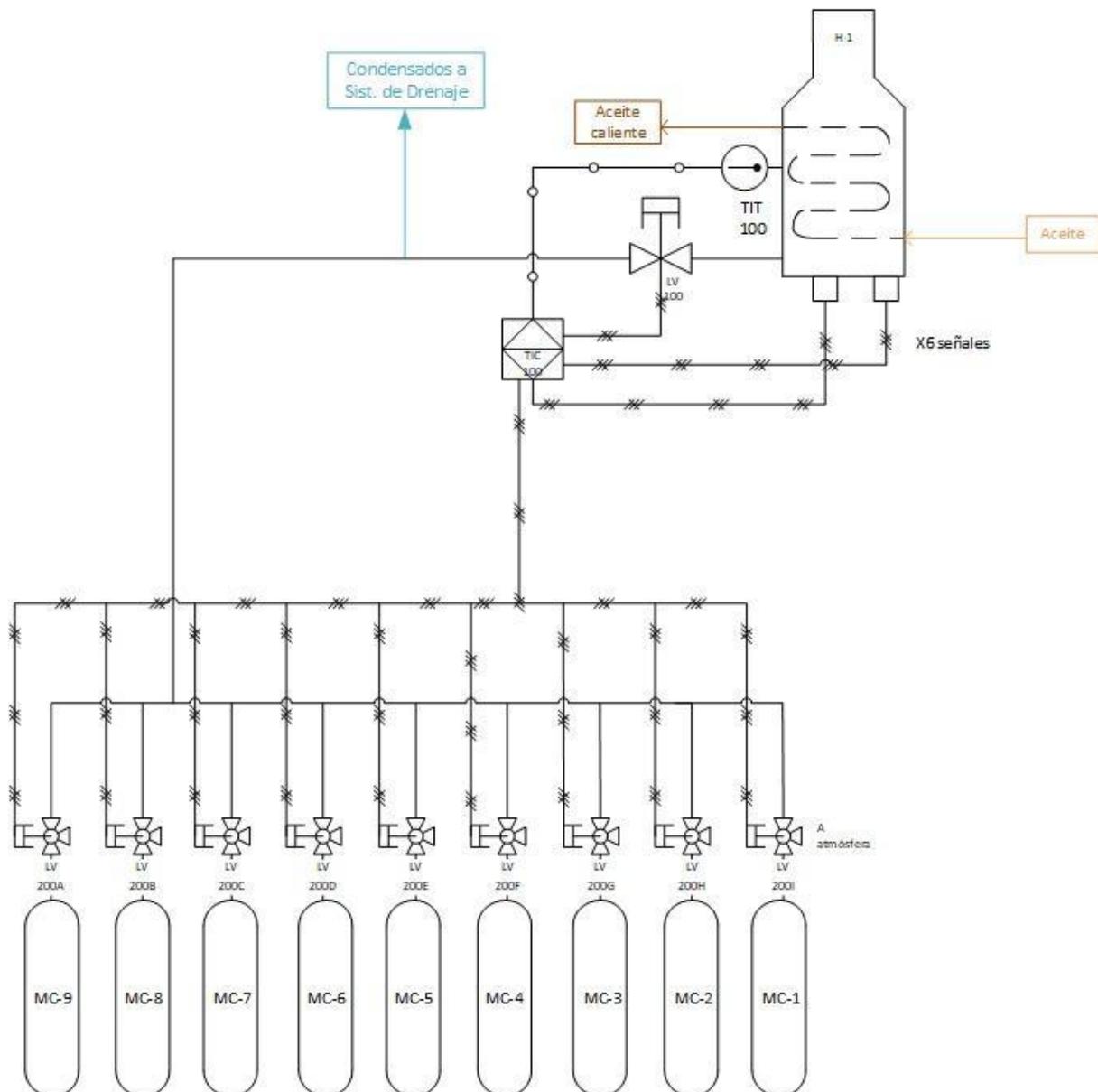


Figura 15: Diagrama de flujo

Fuente: Elaboración propia

Con este esquema no solo se permite mantener toda la planta operativa durante todo el periodo de desarrollo del proyecto, sino que también está disponible el switch de puesta en marcha sin interrupciones de los procesos obteniendo mejor eficiencia en las tareas de mantenimiento programadas sobre el montaje o las partes/equipos involucrados.

El sistema de conexión entre los procesos, cuenta con un sistema de sensores de temperatura y accionadores automáticos para poder mantener un esquema mixto de calor en el Hot Oil. Lo que indica que el proceso de calentamiento utilice el calor provisto por los motocompresores en forma combinada con la activación de cada quemador en forma individual según sea necesario.

Las circunstancias de la práctica relacionados a las posibles pérdidas de calor en el ducto o la necesidad de lograr mayor temperatura de forma momentánea en el proceso de calentamiento de crudo, quedan cubiertas con la activación de cada quemador según se necesite.

El esquema mixto es fundamental para poder mantener el proceso de calentamiento de crudo (Hot Oil) siempre en funcionamiento en régimen normal. El sistema de medición de temperatura en la zona final del ducto justo al ingreso del Hot Oil, permite ir activando los quemadores en forma parcial e individual según la temperatura que se desee obtener en la zona de radiación del horno (primera zona de transferencia de calor con el crudo que circula por las cañerías del horno, intercambiador de calor).

Según cálculos teóricos que se detallan en el siguiente capítulo, estimamos que será suficiente tener un quemador activo para alcanzar la temperatura de funcionamiento normal del horno. Por lo que el ahorro mínimo de gas natural no consumido lo fijamos en considerando que no se utilizaran 2,5 quemadores (como escenario normal).



Figura 16: Esquema simplificado de conexión de proceso

*Fuente: Elaboración propia*

### 3. ANÁLISIS TÉCNICO

#### 3.1 TEMPERATURA GASES DE ESCAPE DE MOTOCOMPRESORES

Por especificación técnica, la temperatura de los gases de escape de los motocompresores Waukesha L7044 GSI es de 637 °C según el dato “Exhaust Temperature” provistos por el fabricante.

Al mismo tiempo se indica el dato “Exhaust Flow Kg/hr 5.113” por lo vamos a tener un flujo másico  $m = 5.113 \text{ Kg/hr}$  o  $1,42 \text{ Kg/s}$  de  $\text{CO}_2$ .

Tabla IX: Valores de salida de gases de escape en motocompresores

Combustion Design Conditions	
Induction air flow m <sup>3</sup> /hr	3.651
Exhaust Flow Kg/hr	5.113
Exhaust temperature °C	637

*Fuente: Base de datos de Pan American Energy (ver Anexo K)*

## 3.2 PÉRDIDA DE CALOR EN EL DUCTO

Las tuberías utilizadas de 12 pulgadas cuentan con tratamiento térmico específico y recubrimiento para lograr una aislación de alta calidad. Por información provista por diferentes fuentes (ingenieros de PAE, e ingenieros de empresas especialistas en piping) en conjunto con el análisis realizado en el apartado 6.4 del capítulo 2. Para poder desarrollar una aproximación, tomamos las pérdidas en un 5% por lo que realizamos el siguiente cálculo para determinar la temperatura a la cual llegan los gases de escape a la salida del ducto, es decir a la entrada del Hot Oil

$$Q_i = 1.143 * 10^3 \text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{C}$$

$$Q_{\text{perdida}} = 1.143 * 10^3 \text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{C} * 5\%$$

$$Q_{\text{perdida}} = 57.150 \text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{C}$$

Sabiendo el calor que se pierde por posibles defectos en la aislación, o por instrumentación que no cuenten con aislación perfecta, calculamos un posible valor de Temperatura de salida del ducto para los gases de escape de los motocompresores. Usamos la fórmula

- $Q = m * c * (T_s - T_e)$  Donde el dato a calcular es  $T_s$  y se cuenta con datos por especificación de motocompresores.
- $m = 1,42 \text{ Kg/s}$
- $c = 833 \text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{C}$

$$Q_{\text{perdida}} = m * c * (T_s - T_e)$$

$$57.150 \text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{C} = 1,42 \text{ Kg/s} * 833 \text{ J/Kg}\cdot^\circ\text{C} * (T_s - 637^\circ\text{C})$$

$$T_s = 589^\circ\text{C}$$

## 3.3 TEMPERATURA DE REQUERIMIENTO HOT OIL

El horno o intercambiador de calor, necesita de  $851,61^\circ\text{C}$  en la zona de radiación (zona inferior del Hot Oil donde los tubos de circulación de crudo están orientados en forma vertical).

Tabla X: Característica de temperatura en zona de radiación del Hot Oil

Combustion Design Conditions		
1	Type of fuel	NATURAL GAS
2	Air excess	0,15
3	Volumetric heat release, Btu/hr/cu ft	73,35
6	Calculated thermal efficiency, percent (LHV)	82,8
7	Guaranteed thermal efficiency, percent (LHV)	81,8
8	Radiation loss, percent of heat release (LHV)	1,5
9	Fuel gas temperature leaving radiant section, °F	1565
10	Fuel gas temperature leaving convection section, °F	665

*Fuente: Flargent (ver Anexo J)*

Para lograr que el aceite o crudo que ingresa en el intercambiador a 138,9 °C, salga a 190,6 °C. Logra un salto térmico aproximado de 52 °C.

Si consideramos los gases de escape de los motocompresores como una nueva fuente de calor en la cual el CO<sub>2</sub> que ingresa en la zona inferior del Hot Oil lo hace aproximadamente a 600 °C y que la temperatura generada por los 6 quemadores es de 851 °C, se necesitan 263 °C para mantener el mismo flujo de producción en el Hot Oil.

Cada quemador es capaz de producir o liberar calor (Heat release según especificación del fabricante) en el orden de 14,5 MMBtu en régimen normal, por lo que podemos calcular la energía liberada en forma de calor, como:

Heat release total = 6 quemadores x 14,5 MMBtu/quemador

Heat release total = 87 MMBtu

Entonces, con todo lo anterior, ponemos el foco en la cantidad de calor que sería necesario aplicar al CO<sub>2</sub> que ingresa en el Hot Oil a 589 °C, según:

- $Q_{\text{necesario}} = m * C_p * \Delta T$  donde
- $\Delta T = 851\text{ }^{\circ}\text{C} - 589\text{ }^{\circ}\text{C} = 263\text{ }^{\circ}\text{C} = 536\text{ K}$  ( $263\text{ }^{\circ}\text{C} + 273 = 536\text{ K}$ )
- $C_p$  del  $\text{CO}_2$  a aplicarle energía en forma de calor =  $0,832\text{ KJ}/(\text{Kg}\cdot\text{K})$
- $m = 5112\text{ Kg/hr}$

$$Q_{\text{necesario}} = 5112\text{ Kg/hr} * 0,832\text{ KJ}/(\text{Kg}\cdot\text{K}) * 536\text{ K}$$

$$Q_{\text{necesario}} = 2,3\text{ MMBTU/hr}$$

Si consideramos entonces que cada quemador en régimen normal puede generar 14,15 MMBTU, se necesita tener al menos 1 quemador activo para generar una temperatura de  $851,61^{\circ}\text{C}$  en el sistema, asumiendo que todas las condiciones se mantienen constantes y que la transferencia de calor es eficiente. Sin embargo, ten en cuenta que este cálculo es una estimación y no tiene en cuenta posibles limitaciones técnicas y prácticas del sistema.

### 3.4 AHORRO DE GAS

Para poder calcular cuánto gas natural se deja de consumir por los quemadores que dejarán de utilizarse y conocer la cantidad de metros cúbicos que se inyectarán en la red de distribución vamos a necesitar conocer el poder calorífico inferior (PCI), Aclaremos que el gas se comercializa por el HHV o poder calorífico superior (PCS) pero se emplea en las máquinas (Hot Oil) según el  $\text{PCI} = \text{LHV}$ .

Por especificación del gas que utiliza el Hot Oil, el valor calórico individual de cada componente del mismo se puede aproximar en MJ/Kg. Según los datos obtenidos de tablas internas, el gas se compone con los siguientes elementos:

- Metano ( $\text{CH}_4$ ) 0,8996 %: 55 MJ/Kg
- Etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ) 0,0382%: 51 MJ/Kg
- Propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) 0,0117%: 49 MJ/Kg

Usando esta información, donde se tuvieron en cuenta los elementos principales que intervienen en la combustión (existen más elementos que por el porcentaje de presencia que tienen en la ecuación, no alteran el valor que se obtiene) calculamos el PCI ponderado en MJ/kg del gas:

$$\text{PCI (MJ/Kg)} = (\text{Metano \%} * \text{Valor Calórico Metano}) + (\text{Etano \%} * \text{Valor Calórico Etano}) + (\text{Propano \%} * \text{Valor Calórico Propano})$$

$$\text{PCI (MJ/Kg)} = (0,8996 * 55) + (0,0382 * 51) + (0,0117 * 49) \approx 51,23 \text{ MJ/Kg}$$

Para convertir el PCI de MJ/Kg a Kcal/m<sup>3</sup>, utilizamos la relación de conversión: 1 MJ/Kg = 238,85 Kcal/m<sup>3</sup>.

$$\text{PCI (Kcal/m}^3\text{)} \approx 51,23 \text{ MJ/Kg} * 238,85 \text{ Kcal/m}^3\text{/MJ/Kg} \approx 12.231,75 \text{ Kcal/m}^3$$

Más allá de este cálculo que es aproximado, siempre es recomendable utilizar información directamente proporcionada por el proveedor, ya que se basan en mediciones y ensayos más precisos. En este contexto, el proveedor que desarrolló el Hot Oil proporciona la información de 941 BTU/SCF de PCI por cada quemador.

Tabla XI: Característica de combustible en Hot Oil

Fuel Characteristics		
20	Type of fuel	NATURAL GAS
21	Heating value (LHV), Btu/lb	
22	Heating value (LHV), Btu/scf	941,00
23	Specific gravity at 60°F or °API	

*Fuente: Flargent (ver Anexo J)*

Para convertir BTU/SCF a Kcal/m<sup>3</sup> utilizando factores de conversión adecuados. La conversión implica convertir las unidades de BTU a Kcal y de pies cúbicos (cubic feet) a metros cúbicos (cubic meters). Los factores de conversión necesarios son los siguientes.

1 BTU = 0,252 kcal (aproximadamente) 1 pie cúbico (cubic foot) = 0,0283168 metros cúbicos (cubic meters)

Dado que BTU/SCF es una medida de energía por volumen y se quiere obtener el equivalente en Kcal/m<sup>3</sup>, realizamos la conversión de la siguiente manera:

$$\text{BTU/SCF} * (0,252 \text{ Kcal/BTU}) * (1 \text{ pie cúbico} / 0,0283168 \text{ metros cúbicos}) = \text{Kcal/m}^3$$

Si se tienes un valor de 100 BTU/SCF:  $100 \text{ BTU/SCF} * 0,252 \text{ Kcal/BTU} * (1 \text{ pie cúbico} / 0,0283168 \text{ metros cúbicos}) \approx 891,68 \text{ Kcal/m}^3$ . Entonces  $941 \text{ BTU/SCF} = 8.374,25 \text{ Kcal/m}^3$

**PCI (gas utilizado en el horno de aceite) = 8.374 Kcal/m<sup>3</sup>**

Por otra parte, recordando de los datos del fabricante donde se aclara que cada quemador es capaz de producir o liberar calor (Heat release) en el orden de 14,5 MMBtu en régimen normal, podemos convertir ese valor a 3656384 Kcal/hr.

Calculamos el ahorro de Gas natural al año tomando como referencia que el horno funciona 8000 hs al año (dejando aproximadamente 700 hs que pueden ser utilizadas para tareas de mantenimiento del horno). Para nuestro análisis adicional al tiempo de uso, tomamos como referencia promedio que se dejaran de usar 2,5 quemadores. Valor que se utiliza posteriormente en el análisis financiero. Por lo que:

$$\text{Ahorro\_Gas} = (3656384 \text{ Kcal/hr} / 8374 \text{ Kcal/m}^3) * 8000 \text{ hr/año} * 2,5$$

$$\text{Ahorro\_Gas} = 8732706 \text{ m}^3/\text{año}$$

Aplicando los siguientes valores de conversión

Tabla XIII: Conversión de unidades respecto del Gas Natural

MM BTU	m <sup>3</sup> Gas	m <sup>3</sup> GNL	t GNL
1,00000	27,80000	0,04800	0,01920

Podemos calcular el ahorro de gas en MMBTU como

$$\text{Ahorro\_Gas} = (8732706 \text{ m}^3/\text{año}) / (27,8 \text{ m}^3/\text{MMBTU})$$

$$\text{Ahorro\_Gas} = 314126 \text{ MMBTU/año}$$

Para análisis se ha establecido, de acuerdo a instrucciones de PAE el valor de comercialización del gas natural que se inyecta en la red de distribución en 3,50 USD/MMBTU:

$$\text{Ahorro} = 314126 \text{ MMBTU/año} * 3,50 \text{ USD/MMBTU}$$

$$\text{Ahorro} = 1.099.441 \text{ USD/año}$$

Tabla XIII: Resumen de valores calculados

Descripción	Valor	Unidad
Cantidad de calor intercambiada con el aceite	330998	Kcal/h
Cantidad de calor estimada	3656384	Kcal/h
Ahorro de gas horno	436,6	m <sup>3</sup> /h
PCI gas	8374	Kcal/m <sup>3</sup>
Calentadores (heaters)	2,5	u
Horas al año funcionamiento	8000	hs/año
Ahorro gas natural año	8732706	m <sup>3</sup>
MBTU totales	314126	MMBTU
Costo gas	3,5	USD/MMBTU
Ahorro anual	1099441	USD

## 3.5 EMISIONES DE CO<sub>2</sub>

Asociado a los valores de Gas Natural que se dejan de consumir, se cuantifica la cantidad de CO<sub>2</sub> que se dejarían de emanar al medio ambiente, dado que se deja de hacer combustión sobre la quema de esa cantidad de Gas Natural.

Tabla XIV: Resumen de valores de CO<sub>2</sub> de emisiones por combustión de Gas

Descripción	Valor	Unidad
Ahorro de Gas Natural	8.732.706	m <sup>3</sup> /año
CO <sub>2</sub> de combustión de Gas Natural	2,25	Kg/m <sup>3</sup>
Reducción de emisión de CO <sub>2</sub>	19648587,41	Kg/año
Reducción de emisión de CO <sub>2</sub>	19648,58741	t/año

Concluimos que en el contexto estudiado se dejarán de emitir al medio ambiente aproximadamente 19,65 Kt de CO<sub>2</sub> al año.

## 4. ANÁLISIS AMBIENTAL

Consideramos de alta importancia la necesidad de reducciones más marcadas y sostenidas en el tiempo para el sector energético por lo que el proyecto que se desarrolla en este documento, es un buen paso en el camino correcto que se estudia a continuación en el marco ambiental. Así mismo, se deben tener en cuenta todas las leyes y normativas vigentes establecidas a nivel nacional y provincial (ver Anexo A). Adicionalmente, el proyecto se regirá bajo las normas de seguridad ambiental establecidas por PAE (ver Anexo B).

### 4.1 EMISIONES EN ARGENTINA

En un contexto reciente, Argentina se comprometió a reducir el 19% de sus emisiones de gases de efecto invernadero para 2030 y a alcanzar la neutralidad del carbono -un equilibrio entre las emisiones capturadas y las emitidas- para 2050. Si bien desde el año 2015 donde se registró el valor máximo de emisiones de CO<sub>2</sub> con un valor de 185.550 Kt/año posteriormente se dio una disminución sostenida año a año hasta 2020, en 2021 se registró un aumento del 9,97% de emisiones respecto del año anterior:

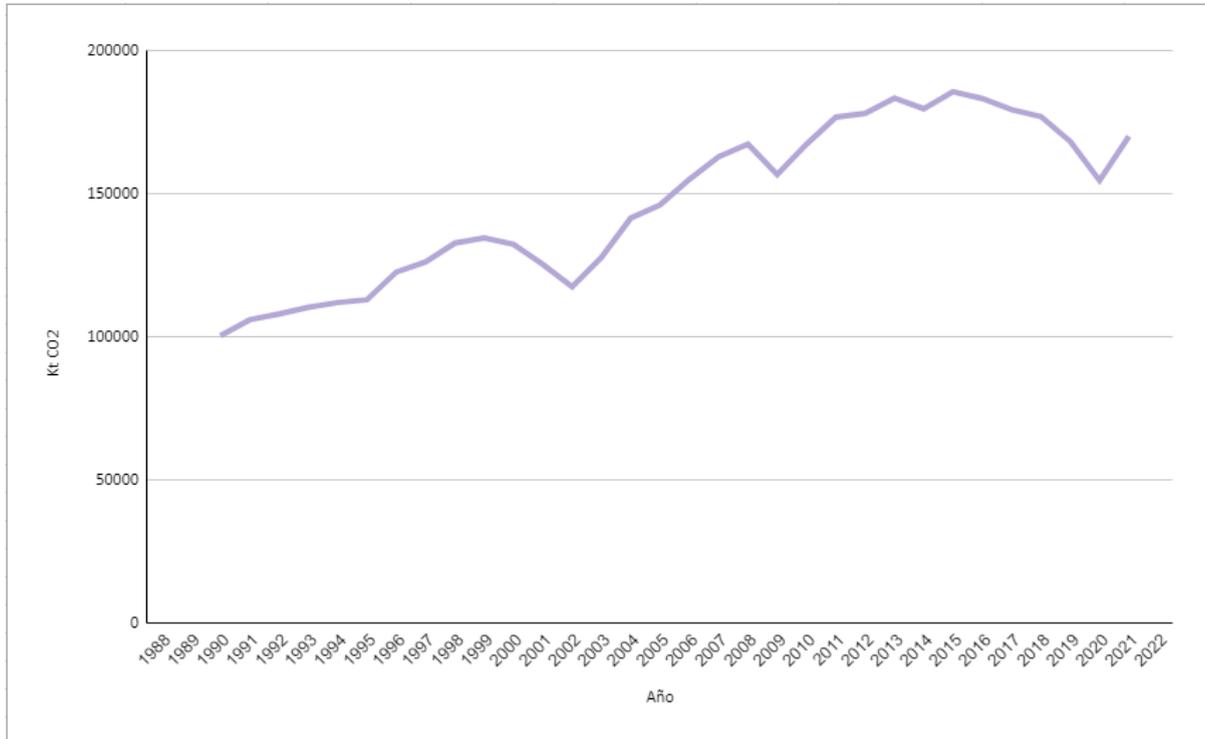


Figura 17: Emisiones de CO<sub>2</sub> en Argentina (Kt/año)

*Fuente: Elaboración propia con datos del Banco mundial de datos*

El sector energético es actualmente responsable de más del 50% de las emisiones del país, según el boletín oficial de presidencia de la Nación de 2022. Aunque no se cuenta con información precisa registrada en valores de Kt/año.

Por datos obtenidos de la base de datos mundial de emisiones de CO<sub>2</sub> en los cuales se cuenta con registro de datos hasta el año 2016, Argentina emitió el 1,5% del total del mundo, con un valor de 102.268,96 Kt/año.

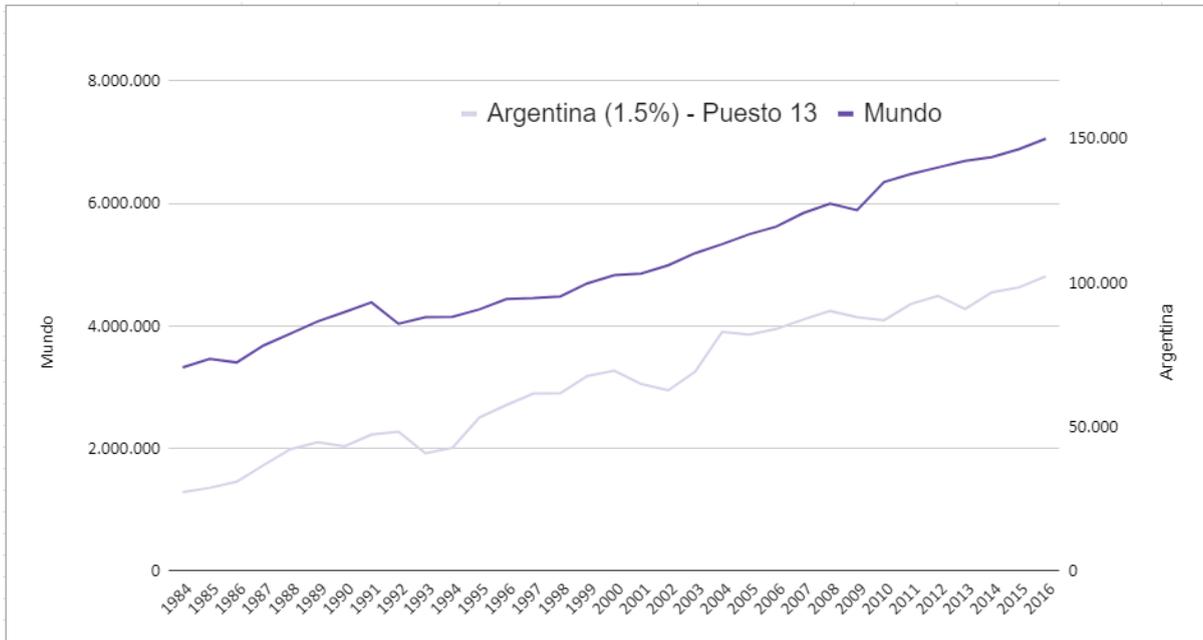


Figura 18: Emisiones de CO<sub>2</sub> del consumo de combustible gaseoso (Kt/año) hasta 2016

*Fuente: Elaboración propia con datos del Banco mundial de datos*

Comparándolo contra las emisiones totales de CO<sub>2</sub> en Argentina para dicho año, se observa que desde ese momento el sector energético es responsable de más del 50% como sostiene Nación.

## 4.2 BENEFICIOS AL MEDIO AMBIENTE

El presente proyecto estima una reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> emanado a la atmósfera por Hot Oil de aproximadamente 19,65 Kt/año, obtenido de cálculos realizados en el capítulo Estudio Técnico.

Este valor puede observarse como pequeño en relación al total, pero se orienta a ser una contribución a la reducción sostenida, sumando el hecho de que este proyecto se hace extensivo en ser implementado en otros yacimientos que cuenten con los procesos de compresión de gases por motocompresores y calentamiento de aceite a altas temperaturas (Hot Oil).

Para hacer un mejor acercamiento el impacto que tiene la reducción calculada agregamos que, aunque la capacidad de absorción de carbono puede variar por tener en

cuenta diferentes factores, según estudios publicados por la CMNUCC y diferentes entidades afines, se estima que un árbol es capaz de absorber aproximadamente entre 5 Kg y 20 Kg de CO<sub>2</sub> al año.

Así mismo las personas emitimos CO<sub>2</sub>. Concretamente, entre 950 y 1.200 gramos por persona por día. En promedio, cada ser humano exhala a diario alrededor de un kilo de dióxido de carbono. En otras fuentes se estima un valor aproximado es de 1050 gramos por persona por día. Teniendo en cuenta los datos anteriores podemos argumentar que se necesita 1 árbol cada 5 personas para absorber el CO<sub>2</sub> emitido.

Si consideramos el valor de toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas que se reducen con el proyecto, podemos hacer las siguientes equivalencias:



Figura 19: Equivalencia de CO<sub>2</sub> reducidas con cantidad de personas y árboles

*Fuente: Elaboración propia*

### 4.3 ASPECTOS ECONÓMICOS DEL BENEFICIO AMBIENTAL

Al contribuir con el medio ambiente respecto de la reducción de emisiones de GEI que genera el presente proyecto, es posible obtener beneficios económicos asociados a dicha contribución. Este beneficio se logra por diferentes formatos, aunque siempre están asociados a acuerdos con empresas certificadas y habilitadas internacionalmente para poder llevar adelante la comercialización de los instrumentos disponibles. Algunos de los instrumentos son:

- CER (Certified Emission Reductions por sus siglas en inglés) de cumplimiento regulado.
- VER (Voluntary Emission Reductions por sus siglas en inglés) de cumplimiento voluntario.

En la actualidad Argentina, es más común la obtención de CER. Este es un certificado transable que representa una determinada cantidad de unidades de carbono que han sido reducidas (VCUs, Unidades de Carbono Verificadas). Pueden emitirlos y comercializarlos todos aquellos proyectos y emprendimientos privados que hayan certificado su aporte a la reducción de las emisiones de GEI, conocidos como Bonos de Carbono

Una entidad reconocida internacionalmente es Geneia. La misma cuenta con centros renovables que aportan a la reducción de GEI y han obtenido el registro para emitir CERs bajo el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) y bajo el mercado voluntario de reducción de emisiones, Verified Carbon Standard (VCS), luego de un proceso riguroso de certificación de sus reducciones y de su gestión económica, social y medioambiental.

Los bonos de carbono representan que una tonelada de dióxido de carbono equivalente (t de CO<sub>2</sub>eq) fue absorbida o se evitó que se libere a la atmósfera. Es decir, pueden o bien capturar 1 t de CO<sub>2</sub>eq de la atmósfera o evitar que 1 tCO<sub>2</sub>eq se libere.

Geneia y PAE poseen acuerdos de desarrollo y comerciales en diferentes proyectos entre ellos, la ejecución y puesta en marcha de la planta de generación eólica de Neuquén. Para este proyecto se estima negociar un acuerdo que permita comercializar estos certificados en términos de bonos de carbono a un valor acordado entre partes en 20 USD por tonelada de CO<sub>2</sub> que se deje de emitir. Se ve en mayor profundidad el beneficio generado en el capítulo de Evaluación Financiera.

## 5. ANÁLISIS ECONÓMICO

Se abordará el cálculo de inversión necesaria para la construcción, montaje y puesta en marcha del proyecto, para luego determinar la factibilidad del mismo (Capítulo 6 de Análisis Financiero).

Se considera un contexto no inflacionario y todos los valores en dólares Estadounidenses sin conversiones a moneda Argentina.

## 5.1 DETERMINACIÓN COSTOS FIJOS

Para determinar los costos fijos se analizarán en el siguiente orden:

- Mano de Obra.
- Costo de Servicios Tarifados.
- Costos de Servicios Tercerizados.
- Amortizaciones de Equipos y Materiales.

### 5.1.1 MANO DE OBRA

Los costos correspondientes a la mano de obra, se registran teniendo en cuenta el personal existente en el yacimiento Zorro (planta) de PAE que desempeñarán la labor de control/revisión con cierta periodicidad.

Esta se suma a los procesos en los que ya se encuentren trabajando por lo que se estará considerando un porcentaje de presupuesto según el tiempo de trabajo que se comparte entre los procesos y el tiempo que requiere realizar el control del circuito.

Este proyecto no requiere de la contratación de nuevo personal dado que la carga de trabajo que implica el proceso nuevo es sumamente baja.

Tabla XV: Costos Mano de Obra

Cargo	Cantidad	% Asignado	Sueldo Mensual [USD]	Sueldo Anualizado Equiv [USD]
Gerente Planta	1	3	\$4.000	\$1.440
Recursos humanos	1	3	\$1.000	\$360
Supervisor de planta	1	5	\$2.500	\$1.500
Encargado de mantenimiento	2	5	\$2.000	\$2.400
Operarios	4	5	\$1.500	\$3.600

El cálculo final da como resultado el siguiente costo: 9.300 USD anuales. Este costo lo tomamos como fijo según la descripción de contexto no inflacionario especificado. Luego,

para el escenario pesimista planteado más adelante (en el capítulo 6 apartado 3) vamos a considerar este como un costo variable aplicando un aumento anual del 8%.

## 5.1.2 COSTOS DE SERVICIOS TARIFADOS

Para este proyecto solo se podría tener en cuenta el servicio de energía eléctrica para abastecer a de electricidad a sensores que controlan la temperatura de los gases de escape por el ducto, los activadores automáticos de los quemadores del Hot Oil en función de la temperatura de los gases de escape que circulan por el ducto, el panel de control para la activación de válvulas de seguridad y las válvulas de seguridad. Aunque este consumo sería despreciable. Por otra parte, el proyecto no involucra posibles contingencias adicionales a las ya existentes dentro del yacimiento, por lo que no se requiere ampliar los sistemas de seguridad contra incendios o ambientales.

## 5.1.3 COSTOS DE SERVICIOS TERCERIZADOS

En el presente apartado se analizan aquellos costos que son inducidos por terceros, Instalación y Montaje: La empresa externa seleccionada según evaluación con método de matriz de proveedores es Oleohidráulica OHP S. A. Los valores estimados provistos por dicha empresa para realizar el trabajo, se representa en la siguiente tabla:

Tabla XVI: Costo Servicios Tercerizados

Descripción	Valor por unidad [USD]	Valoración PAE	Total [USD]
Ensamble de reticulado	\$100.000,00	1,0	\$100.000,00
Ensamble de cañerías de gases de escape	\$125.000,00	1,0	\$125.000,00
Ingeniería	\$612.550,00	3%	\$18.376,50
Inspección de obra	\$612.550,00	4%	\$24.502,00
Imprevistos/ Contingencia	\$612.550,00	5%	\$30.627,50

El cálculo final da como resultado el siguiente costo: 298.506 USD.

## 5.1.4 AMORTIZACIONES

La amortización es el concepto de pérdida de valor de los bienes de uso (o de capital) causado por la obsolescencia, por el paso de tiempo o por la finalización de la vida útil de esos bienes.

En la siguiente tabla enumeramos los equipos y materiales a adquirir para desarrollar el proyecto cuyas amortizaciones se ve reflejada en el capítulo de Estudio Financiero bajo el método Lineal.

### 5.1.4.1 EQUIPOS

Tabla XVII: Costo Amortizaciones de Equipos

Descripción	Valor por unidad [USD]	Unidad PAE	Costo Total [USD]	Amortización contable en años	Amortización Anual de acuerdo a la amortización contable [USD]
Medidor/Transmisor de señal por Temp.	\$3.000,00	1,0	\$3.000,00	15,0	\$200,00
Válvulas SDV	\$4.000,00	10,0	\$40.000,00	15,0	\$2.666,67
VDF	\$4.000,00	1,0	\$4.000,00	15,0	\$266,67
Panel/Tablero de Mando	\$18.000,00	1,0	\$18.000,00	15,0	\$1.200,00
Trampa de condensados	\$2.000,00	4,0	\$8.000,00	15,0	\$533,33
<b>Total Equipos</b>			<b>\$83.200,00</b>		<b>\$5.546,67</b>

### 5.1.4.1 MATERIALES

Tabla XVIII: Costo Amortizaciones de Materiales

Descripción	Valor por unidad [USD]	Unidad PAE	Total [USD]	Amortización contable en años	Amortización Anual De acuerdo a la amortización contable [USD]
Cañería P22 12 pulgadas	\$370,00	450,0	\$166.500,00	15,0	\$11.100,00
Cañería P22 6 pulgadas	\$190,00	20,0	\$3.800,00	15,0	\$253,33

Bridas	\$250,00	47,0	\$11.750,00	15,0	\$783,33
Codos y Reductores	\$250,00	10,0	\$2.500,00	15,0	\$166,67
Soportes/Reticulados	\$400,00	225,0	\$90.000,00	15,0	\$6.000,00
Cañería drenaje condensados	\$50,00	400,0	\$20.000,00	15,0	\$1.333,33
Aislación de Lana Mineral	\$2.000,00	10,0	\$20.000,00	15,0	\$1.333,33
<b>Total Materiales</b>			<b>\$314.550,00</b>		<b>\$20.970,00</b>

## 5.2 INGRESOS POR GAS NATURAL COMERCIALIZADO

El Gas natural no utilizado en el Hot Oil visto en el capítulo 3, es gas que se inyectará en la red de distribución nacional (con ingreso directo en el gasoducto Néstor Kirchner) pudiendo comercializarse usando como precio de referencia 3,5 USD/MMBTU que es el valor que se negocia actualmente en contratos de futuros para diciembre de 2023 (NGZ23). Al mismo tiempo, este valor fue validado con diferentes equipos internos de finanzas de PAE en investigación sobre otros proyectos que están evaluando.

## 5.3 INGRESOS POR VENTA DE BONOS DE CARBONO

Con la posibilidad de colocar bonos de carbono por la reducción en las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) medidas en toneladas, se pueden lograr rendimientos en función de la negociación de los valores de dichos bonos por la cantidad de toneladas anuales que se dejen de emanar.

Actualmente, los valores de dichos bonos negociados con una entidad certificada como es Geneia, se pueden estimar en base a los futuros de Bonos de emisiones de CO<sub>2</sub> encontrados en el mercado de valores americano con las siglas CFI2. Estos futuros con contratos a diciembre de 2023 se están comercializando en torno a los 80 USD por tonelada de CO<sub>2</sub>.

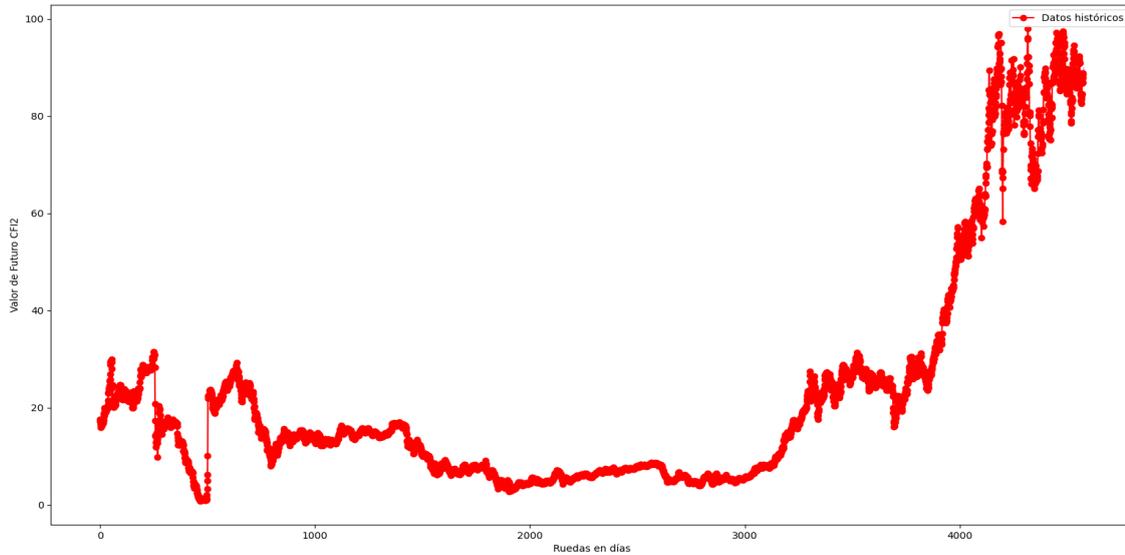


Figura 20: Valores en días de CF12 desde 2005 hasta la actualidad

*Fuente: Elaboración propia*

Por otra parte, realizamos una simulación de Montecarlo a partir de estos datos históricos anteriores (ver Anexo F), con el objetivo de establecer posibles escenarios obtenidos según 10000 simulaciones y proyectando 1000 ruedas diarias en el futuro.

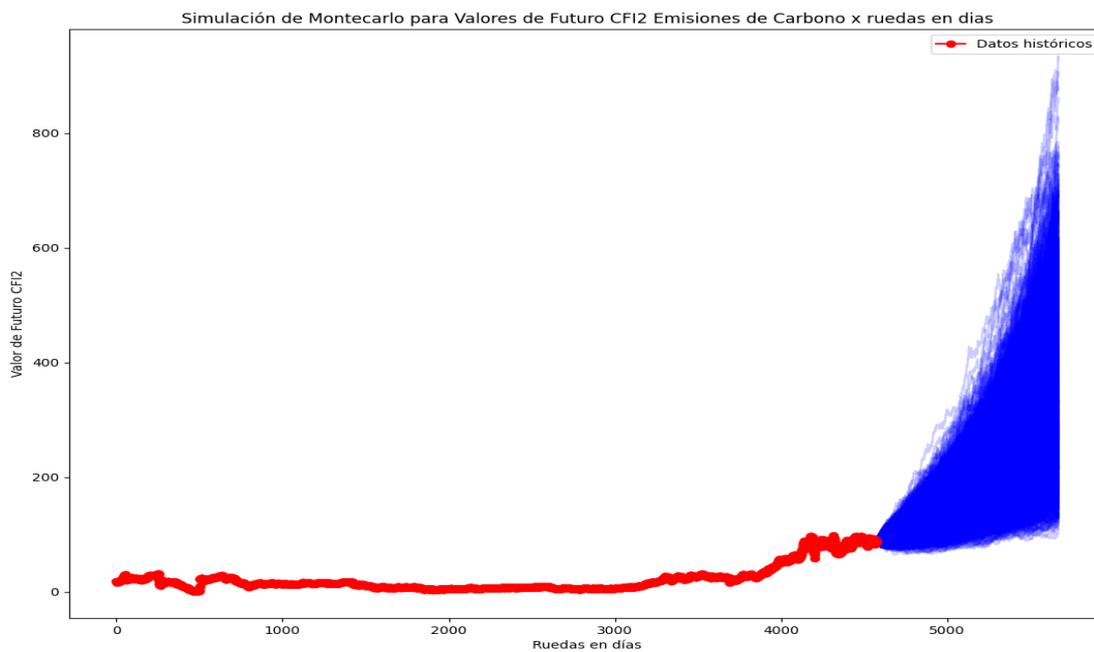


Figure 21: Proyección de precios de los próximos 1000 días desde la actualidad

*Fuente: Elaboración propia*

Si bien existe un nivel de confianza medio respecto del histórico de datos y el desarrollo de la simulación, fijamos el valor de los bonos de carbono en 20 USD. Un valor que está por debajo de los valores de la zona inferior obtenida por simulación. Damos por descontento la variabilidad que pueda tener en el futuro el valor de los mismos.

Por consiguiente, tomando como referencia el valor tCO<sub>2</sub>/año calculado en el capítulo 3 apartado 5 de 16.649 t/año, multiplicando por el valor estimado de comercialización de bonos de carbono en 20 USD obtenemos un ingreso anual estimado de 392.971,75 USD

## 6. ANÁLISIS FINANCIERO

### 6.1 INVERSIÓN INICIAL

Se realizaron 3 clasificaciones: Materiales, Construcción y Montaje, Equipos, Otros. Que se componen de la siguiente manera:

Materiales:

- Cañerías de 6 pulgadas.
- Cañerías de 12 pulgadas.
- Bridas, Codos, Reductores y otros accesorios.
- Columnas y estructuras de apoyo para el ducto.
- Aislación.
- Trampa de condensados y Drenajes

En Construcción y Montaje: se contempla el costo de tercerización de servicio según proveedor seleccionado acorde a lo estudiado en Capítulo 2 apartado 4.

Equipamiento, por datos obtenidos del análisis del proceso de recuperación del capítulo 2 apartado 6:

- Válvulas.
- Sensor de Temperatura.
- Accionador.
- Paneles de Control a distancia.

## 6.2 FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO

PAE tiene tres criterios de financiación para sus proyectos dependiendo de la envergadura del monto de inversión:

- Total con capital propio.
- Total con préstamo de privados internacionales.
- % de capital propio + % con préstamo de privados internacionales.

Según una categorización que utilizan de forma interna de proyectos a evaluar por la empresa, sólo se tienen en consideración los dos primeros. Por tal motivo a continuación, se realiza el análisis de cada uno por separado buscando la mejor opción para PAE.

### 6.2.1 PRÉSTAMO PRIVADO

Como fue visto anteriormente, se pedirá un préstamo de un monto equivalente al total (100%) de la inversión. El préstamo será de otorgamiento de acreedores privados con los que trabaja PAE, teniendo en cuenta las siguientes salvedades:

- Sistema de Amortización: Francés
- Modalidad de pago: Tasa fija anual en pesos
- Plazo: 15 años
- Interés: 10% anual

Tabla XIX: Préstamo de privados

Concepto	Valor
Monto crédito [USD]	\$686.056,00
TNA	10%
Años	15
Frecuencia de Pago	Mensual
N° de pagos por año	12

Para calcular las cuotas fijas del método se utiliza la siguiente fórmula:

$$C = V * \left[ \frac{(1+i)^n * i}{(1+i)^n - 1} \right]$$

Donde:

C = Cuotas

V = Valor o Capital

Total i = Tasa de interés

n = Cantidad de períodos

Tabla XX: Resumen según cuadro de Marcha de Préstamo de privados en USD

Resumen	
Valor préstamo	\$686.056,00
Cuota	\$7.372,39
Interés	\$5.717,13
Suma de Cuotas Anual	\$88.468,71
Suma de Interés Anual	\$67.669,44
Suma de Cuotas Total	\$1.327.030,72
Suma de Interés Total	\$640.974,72

## 6.2.1.1 TASA DE DESCUENTO

Para determinar la tasa de descuento con la cual se evalúa el proyecto para descontar los flujos de fondo operativos, se utiliza el método de “Costo de Capital Promedio Ponderado”, o “Weighted Average Cost of Capital” (WACC). Fórmula para el cálculo de la tasa WACC

$$WACC = K_e * (E/E+D) + K_d * (1-T) * (D/E+D)$$

Donde:

- D: deuda o capital financiado.
- E: equity o capital propio aportado.
- T: tasa de impuestos a las ganancias.
- Kd: costo de la deuda (porcentual) obtenido en el índice de Aswath Damodaran, el cual define para las diferentes industrias el valor propuesto para este.
- Ke: costo del equity o capital propio aportado (porcentual) (ver Anexo G).

Tabla XXI : Componentes WACC

Concepto	Valor
Deuda [USD]	\$686.056,00
Equity [USD]	0,00
Total Aportado [USD]	\$686.056,00
Relación D/E	1
Relación E/TA	1
Relación D/TA	0
Ke (Costo de capital)	5,02%
Kd (Costo de deuda)	10%
Tasa de impuesto de la Renta corporativa	17%

Dando como resultado: **WACC = 8,30%**

## 6.2.1.2 FLUJO DE FONDOS CON PRESTAMO

Tabla XXIII: Flujo de Fondos con préstamo de privados

Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00

<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>		<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>
Bonos de Carbono		392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	-686.056,00	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>682.751,71</b>	<b>2.051.559,42</b>	<b>3.420.367,13</b>	<b>4.789.174,84</b>	<b>6.157.982,55</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>7.526.790,25</b>	<b>8.895.597,96</b>	<b>10.264.405,67</b>	<b>11.633.213,38</b>	<b>13.002.021,09</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>	<b>975.835,96</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>	<b>1.368.807,71</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>14.370.828,80</b>	<b>15.739.636,51</b>	<b>17.108.444,22</b>	<b>18.477.251,93</b>	<b>19.846.059,64</b>

### 6.2.1.3 VALOR ACTUAL NETO CON PRESTAMO

Es el valor monetario que resulta de sumar los flujos de fondos descontados a una tasa de descuento, incluyendo los flujos de inversión.

Se descuenta al monto actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. Siendo:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left[ \frac{Ft}{(1+k)^t} - I_0 \right]$$

- Ft: Flujo de Fondo [USD]
- K = WACC: Costo de Capital Promedio Ponderado
- I0: Inversión Inicial
- t: Periodo

Se obtuvo como resultados, los siguientes indicadores:

Tabla XXVIII: Indicadores de proyecto financiado con préstamo de privados

Concepto	Valor
VAN [USD]	\$10.818.624,59
TIR	200%
Periodo de Recupero	7 meses

### 6.2.2 CAPITAL PROPIO

En este apartado analizamos financiar el proyecto con el monto total del mismo (100%) proveniente del propio capital de PAE.

#### 6.2.2.1 TASA DE DESCUENTO

Para determinar la tasa de descuento con la cual se evalúa el proyecto en este caso de financiación con capital propio de PAE, si bien vamos a considerar la misma forma de cálculo que en el apartado anterior, la tasa queda igual al valor de Ke (costo del equity o capital propio aportado).

$$WACC = K_e * (E/E+D) + K_d * (1-T) * (D/E+D)$$

Tabla XXIV: Componentes WACC Con capital propio

Concepto	Valor
Deuda [USD]	\$686.056,00
Equity [USD]	0,00
Total Aportado [USD]	\$686.056,00
Relación D/E	1
Relación E/TA	0
Relación D/TA	1
Ke (Costo de capital)	5,02%
Kd (Costo de deuda)	10%
Tasa de impuesto de la Renta corporativa	17%

Dando como resultado: **WACC = 5,02%**

## 6.2.2.2 FLUJO DE FONDOS CON CAPITAL PROPIO

Tabla XXV: Flujo de Fondos con capital propio

Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono		392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		771.220,42	2.228.496,85	3.685.773,27	5.143.049,69	6.600.326,12

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	8.057.602,54	9.514.878,97	10.972.155,39	12.429.431,81	13.886.708,24

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>	<b>1.457.276,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	15.343.984,66	16.801.261,08	18.258.537,51	19.715.813,93	21.173.090,36

### 6.2.2.3 VALOR ACTUAL NETO CON CAPITAL PROPIO

Es el valor monetario que resulta de sumar los flujos de fondos descontados a una tasa de descuento calculada previamente, incluyendo los flujos de inversión.

Se descuenta al monto actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. Siendo:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \left[ \frac{Ft}{(1+k)^t} - I_0 \right]$$

Donde:

- Ft: Flujo de Fondo [USD].
- K = WACC: Costo de Capital Promedio Ponderado.
- I0: Inversión Inicial.
- t: Periodo

Se obtuvo como resultados, los siguientes indicadores:

Tabla XXVI: Indicadores Aportes de capital propios

Concepto	Valor
VAN [USD]	\$14.421.039,89
TIR	212%
Periodo de Recupero	6 mes

## 6.3 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

Se consideran dos posibles escenarios, uno optimista y uno pesimista, para complementar al escenario analizado, que es el probable.

Para el optimista, se analiza lograr un ahorro total de gas con respecto a no utilizar algún quemador del Hot Oil. Al mismo tiempo, plantea un valor de bonos de carbono en 30 USD (ver Anexo G).

Tabla XXVII: Escenario Optimista

Concepto	Valor
VAN [USD]	\$26.950.135,87
TIR	389%
Periodo de Recupero	4 meses

Mientras que, para el pesimista se analiza sobre flujo con financiación por crédito de bancas privadas. Al mismo tiempo se plantea no lograr un buen ahorro donde siempre

funciona el 80% de los quemadores del Hot Oil, por lo que solo se ahorra el equivalente a 1,5 quemadores. Al contexto planteado le agregamos NO tener ingresos por venta de bonos de carbono por tonelada de CO<sub>2</sub> no emitida al medio ambiente. (ver Anexo H). Por último, consideramos que el valor de mercado del

Tabla XXVIII: Escenario Pesimista

Concepto	Valor
VAN [USD]	\$603.054,98
TIR	21%
Periodo de Recupero	5 Años y 5 meses

En el escenario optimista el VAN aumenta considerablemente en un porcentaje aproximado al 98%, la TIR en un 82% y se obtiene el recupero del dinero en cuatro (4) meses antes que en el caso probable de financiación con capital propio.

En cambio, en el escenario pesimista aplicando los cambios drásticos en las variables críticas sobre el flujo de fondos financiado con préstamo de privados, el VAN disminuye un 96%, la TIR un 90% y el período de recuperación aumenta cinco (5) años y cinco (5) meses.

Se recomienda desarrollar el proyecto financiándose con capital propio, lograr la mayor eficiencia de aislación posible en los ductos para aprovechar el máximo de temperatura de los gases de escape. Al mismo tiempo, se recomienda negociar mejores precios de los bonos de carbono

## 6.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El análisis de sensibilidad es el grado de elasticidad de la rentabilidad del proyecto, variando parámetros críticos.

Se utilizará el método de análisis unidimensional, en el cual la sensibilización se aplica a una sola variable a la vez (ver Anexo I).

Las variables parámetros críticos establecidas son:

- Ahorro de gas.
- Valor de los bonos de carbono.

- Valor de costos fijos.
- Porcentaje de interés en Financiación por crédito de privados.

En la siguiente comparación sobre las variaciones de cada parámetro se establece:

- VAN<sub>0</sub>: VAN analizado en el proyecto.
- VAN<sub>n</sub>: VAN con parámetros críticos modificados.

Si el valor resultante es positivo, la evolución de la variable afectada sería aceptable para el proyecto; En el caso de ser negativo, no sería aceptable para el proyecto. Al tener alternativas de financiación, se analiza cada caso por separado.

Tabla XXIX: Análisis de Sensibilidad Financiación préstamo de privados

VAN <sub>0</sub> [USD]		\$10.818.624,59			
Variable	Variación	Si Aumenta		Si Disminuye	
		VAN <sub>n</sub> [USD]	Variación	VAN <sub>n</sub> [USD]	Variación
Ahorro de gas	30%	\$14.572.320,53	25,76%	\$7.046.178,27	-34,87%
Tasa interés Crédito	30%	\$9.150.331,95	-15,42%	\$12.905.242,77	16,17%
Valor De bonos	30%	\$11.800.114,90	8,32%	\$9.818.383,90	-9,25%

Tabla XXX: Análisis de Sensibilidad Financiación con capital propio

VAN <sub>0</sub> [USD]		\$14.421.039,89			
Variable	Variación	Si Aumenta		Si Disminuye	
		VAN <sub>n</sub> USD	Variación	VAN <sub>n</sub> USD	Variación
Ahorro de gas	30%	\$19.062.443,67	24,35%	\$9.779.636,11	-32,18%
Costo Fijo	50%	\$14.372.834,90	-0,33%	\$14.469.244,88	0,33%
Valor De bonos	30%	\$15.643.181,78	7,81%	\$13.198.898,00	-8,47%

Siendo que los parámetros que se variaron están dentro del rango de las variaciones analizadas en los escenarios en el capítulo 6 apartado 3, los resultados obtenidos están dentro de lo esperable:

- La disminución del uso de quemadores implica menor consumo de gas, por lo que se logra un número mayor de m<sup>3</sup> de gas inyectado en la red de distribución nacional para su comercialización. Por lo que tiene un impacto considerable en los resultados financieros del proyecto y por consiguiente en el retorno a la inversión.
- La variación del valor de los bonos de carbono tiene un impacto medio (menor medida en relación al gas que se pueda comercializar por ahorro en el consumo del Hot Oil)
- Una reducción o aumento de los intereses para el caso del desarrollo del proyecto mediante financiación por crédito de privados también genera un impacto, aunque de menor escala en relación a los anteriores parámetros.
- La variación en los costos fijos también es de un impacto menor, debido a que este costo está asociado a un porcentaje muy bajo de los sueltos anualizados del personal existente de PAE que realizará tareas de control.

## 7. CRONOGRAMA

Considerando las etapas principales del proyecto, y a modo estimativo para la presentación de este proyecto, se considera un período de doce meses para su desarrollo y puesta en marcha.

Las tareas más importantes que se consideraron en el cronograma fueron las siguientes:

- Ingeniería Básica: una vez aprobado el proyecto, se solicita a la gerencia de ingeniería el desarrollo de la ingeniería básica; dando como input este documento para que puedan iniciar el desarrollo de esta etapa. En el mismo se contempla que se realice verificaciones del proceso y la emisión de documentos como: bases de diseño, layout, P&IDs (diagrama de tuberías e instrumentación), hojas de datos, memorias de cálculos, lista de equipos, instrumentos y válvulas y matriz causa efecto, entre otros.

- Hojas de datos para licitación: si bien estos documentos forman parte de la ingeniería básica, es importante que se cumpla la fecha de necesidad de emisión de este documento para poder dar inicio a la etapa de licitación de los instrumentos necesarios en el proyecto. Este documento es el input del área de compras para el proceso de compras de equipos y materiales. Además, para poder prevenir los posibles inconvenientes aduaneros, es importante anticipar estas compras para poder lograr tener los equipos en los plazos necesarios.
- Compra de equipos: incluye todo el proceso de licitación y compra de los materiales del área de compras. Si bien para algunos instrumentos se especifica al fabricante en este documento, por políticas de la compañía, el área de compras lo toma como referencia. Además de enviar a licitar a dicho fabricante, se envía a licitar el equipo a todos los proveedores para realizar una comparación técnica-económica y plazos de entrega. La parte económica es netamente del área de compras. Por otro lado, la parte técnica se envía a ingeniería para realizar el análisis de ofertas de todos los oferentes de los distintos equipos y materiales que se desean comprar. Por esta razón es que es importante conocer el período en donde se recibirán dichas ofertas para planificar esta tarea y se pueda finalizar en los tiempos necesarios para contar con los equipos en campo para su instalación.
- Ingeniería de detalle: luego de la finalización de la ingeniería básica se debe iniciar en el departamento de ingeniería de detalle esta etapa considerando como input los documentos entregados de ingeniería básica. En esta etapa se desarrollarán todos los documentos constructivos necesarios para la ejecución del proyecto tales como: planos civiles, canalización de instrumentos y diagrama de lazos, arquitectura de control, plano de cañería y lista de materiales, entre otros.
- Construcción y montaje: abarca el tiempo estimado para dicha etapa, pero para poder ejecutarlo es imprescindible tener a disposición los equipos y materiales solicitados. Por lo tanto, es una actividad que está netamente vinculada con la etapa de compra de los equipos como de la ingeniería de detalle.

- Comisionado: período destinado para pruebas, verificaciones, ajustes y garantías de que todos los sistemas funcionen según lo previsto. Podría solicitarse al departamento de ingeniería su disponibilidad en esta etapa por si es necesario realizar nuevas verificaciones del proceso.
- Puesta en marcha: fecha de finalización y puesta en funcionamiento de lo desarrollado en el proyecto.

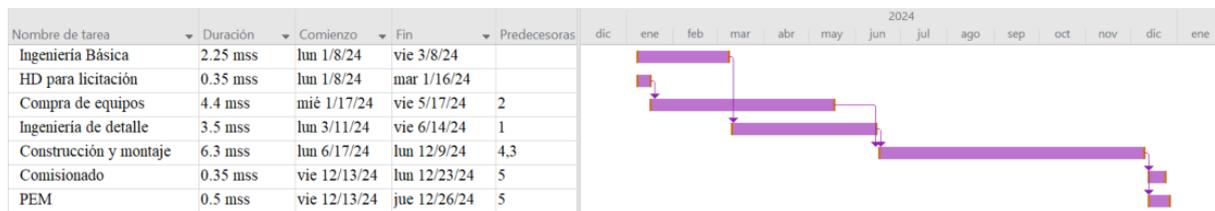


Figure 22: Tiempos de ejecución

## 8. EXTENSIÓN DE PROYECTO A OTRAS PLANTAS

A partir de los análisis realizados en los capítulos anteriores para los procesos descritos en la planta Zorro, observamos factibilidad técnica y económica financiera del proyecto en cuestión a replicar el proyecto otros yacimientos o plantas de Pan American Energy. Se fundamenta la recomendación a partir de revisiones rápidas de los procesos y contextos (explicados en detalle en el presente documento), sobre el yacimiento de Cerro Dragón que cuenta con motocompresores de similares características y un Hot Oil algo más eficiente respecto de las secciones de intercambio de calor para calentar el crudo y llevarlo a especificación, en el cual se requiere de una temperatura prácticamente igual a la obtenida de la recuperación de los gases de escape de los motocompresores.

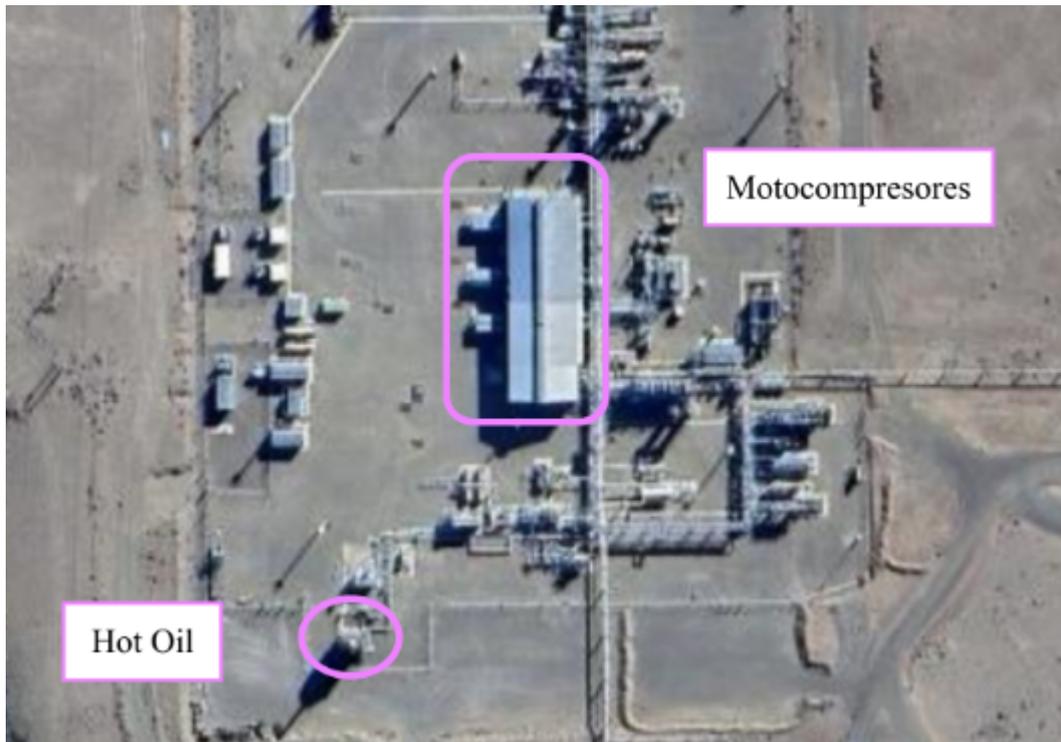


Figure 23: Procesos de planta Cerro Dragón

Se adiciona a lo anterior, que la distancia que describe el circuito de conexión entre los motocompresores y el Hot Oil es menor en cien (250) metros a la distancia detallada en el presente estudio por lo que el costo de materiales se reduce un 30%. También se debe contemplar un impacto en la reducción del costo de instalación y montaje.

## 9. CONCLUSIONES

A partir de los resultados y valores detallados a lo largo del presente trabajo, se ha podido demostrar que es factible tanto técnica como económicamente llevar a cabo el desarrollo de ductos para conectar el proceso de compresión de gases con el proceso de calentamiento de crudo.

Se pudo determinar que para llevarla a cabo se requerirá de una inversión inicial de 686.056 USD, donde la totalidad será aportada por capital propio.

Al mismo tiempo, se proyectan buenos resultados financieros de retorno y se estima recuperar la inversión efectuada en un periodo de seis (6) meses realizando el proyecto con financiación propia.

Asimismo, durante el período de quince (15) años se espera, no solo el recupero de la inversión, sino la obtención de un beneficio superior a la tasa libre de riesgo, con un VAN más probable de \$14.421.039,89 USD y una TIR de 212%.

Por otra parte, desde el momento de la puesta en marcha del proyecto, se estima la reducción de CO<sub>2</sub> en 19.649 toneladas anuales.

Luego de realizar los análisis de sensibilidad se pudo determinar cómo un cambio en las variables críticas, siendo estas el precio del m<sup>3</sup> de gas inyectado en la red nacional, la no incorporación de beneficios por venta de bonos de carbono, y el valor de amortización en la toma de un crédito para financiación de privados afectaba el resultado financiero, aunque aún en un escenario adverso según todas las anteriores, el proyecto sigue dentro resultados positivos.

Finalmente, se concluye que se ha logrado brindar una propuesta de valor no solo en lo económico, sino también en la contribución con el medio ambiente donde se pueden cubrir todos los objetivos específicos propuestos en el estudio, como la recuperación de energía del proceso de motocompresores, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> por dejar de utilizar combustible gaseoso en el proceso de calentamiento de crudo o Hot Oil, beneficios económicos por la comercialización del gas natural que se deja de consumir en el proceso de calentamiento de crudo, obtención de ingresos económicos por la comercialización de bonos de carbono y la aplicación de estrategia de implementación para evitar lo máximo posibles tiempos de parada en los procesos actuales.

## BIBLIOGRAFÍA

JORDI PAU I COS y DE NAVASCUÉS Y GASCA, RICARDO “Manual de Logística Integral” Editorial Díaz Santos. 1 Edición. ISBN: 8479783451.

WILLIAM F. SMITH “Fundamentos de la Ciencia e Ingeniería de Materiales” Editorial: Mc-Graw Hill 2014. 5 Edición. ISBN: 106071511526.

ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A. “Thermodynamics: An Engineering Approach”. Editorial: McGraw-Hill: Boston, 2011. 7ta. edición. ISBN: 007352932x.

BACA URBINA G. “Evaluación de Proyectos” Editorial: Mc. Graw Hill, México D.F, México, 2001. 4ta Edición. ISBN: 60715-02608.

PORTER, MICHEL E. “Estrategia competitiva: técnicas para el análisis de los sectores industriales y de la competencia”. Editorial: CECOSA, México, D.F.: Rei 1982. 2da Edición. ISBN: 9789682603495.

Protocolo Kyoto 1er (2008 - 2012) y 2do Periodo (2013 - 2020)

Acuerdo de París 2015

## RECURSOS WEB

DAMODARAN. Disponible en: <https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

INVESTING. Disponible en: <https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions>

Futuros (contratos de gas natural a diciembre de 2023) Marketwatch. Disponible en <https://www.marketwatch.com/investing/future/ngz23> con datos de Investing.

Valor de los bonos de carbono según el mercado local (bolsa de comercio de Rosario, Provincia de Santa Fé, Argentina). Disponible en:

<https://www.bcr.com.ar/es/mercados/investigacion-y-desarrollo/informativo-semanal/noticias-informativo-semanal/bonos-de>

Boletín oficial de la Nación de 2022. Metas de emisiones netas de Argentina al 2030:

<https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-05/Actualizacio%CC%81n%20meta%20de%20emisiones%202030.pdf>

Banco de datos mundial sobre emisiones de CO<sub>2</sub> y gases de efecto invernadero. Disponible en: <https://databank.worldbank.org/reports.aspx?source=world-development-indicators>

## ANEXOS

## **ANEXO A**

## **Marco Legal**

PAE cuenta con políticas y procedimientos para el montaje de cada tipo de instalación de superficie cumpliendo con las leyes y normas nacionales e internacionales (PT-44.10 - Documento Confidencial)

### Leyes y normas Nacionales

Ley 25.675 (Ley General de Ambiente) establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sostenible en Argentina. Asimismo, establece un marco general sobre información y participación en asuntos ambientales, la responsabilidad por daño ambiental y la educación ambiental.

Artículos 2 y 16 (Derecho a la información) tienen como objetivo, asegurar el libre acceso de la población a la información ambiental. Todo habitante podrá obtener de las autoridades la información ambiental que administren y que no se encuentre contemplada legalmente como reservada.

Artículo 17 (Transparencia activa) establece el objetivo de organizar e integrar la información ambiental. La autoridad deberá desarrollar un sistema nacional integrado de información que administre los datos significativos y relevantes del ambiente, y evalúe la información ambiental disponible; asimismo, deberá proyectar y mantener un sistema de toma de datos sobre los parámetros ambientales básicos, estableciendo los mecanismos necesarios para la instrumentación efectiva a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA).

Artículo 18 (Informe del Estado del Medio Ambiente) establece que las autoridades serán responsables de informar sobre el estado del ambiente y los posibles efectos que sobre él puedan provocar las actividades antrópicas actuales y proyectadas. El Poder Ejecutivo elaborará un informe anual sobre la situación ambiental del país que presentará al Congreso de la Nación. El referido informe contendrá un análisis y evaluación sobre el estado de la sustentabilidad ambiental en lo ecológico, económico, social y cultural de todo el territorio nacional.

Artículos 2 y 19 (Derecho a participar) Indica que la política ambiental nacional deberá cumplir, entre otros, el objetivo de fomentar la participación social en los procesos de toma de decisión. Toda persona tiene derecho a ser consultada y a opinar en procedimientos administrativos que se relacionen con la preservación y protección del ambiente.

Artículo 30 (Legitimación activa) estipula que el en caso de producido un daño ambiental colectivo, tendrán legitimación para obtener la recomposición del ambiente dañado, el afectado, el Defensor del Pueblo y las asociaciones no gubernamentales de defensa ambiental, y el Estado nacional, provincial o municipal; asimismo, quedará legitimado para la acción de recomposición o de indemnización pertinente, la persona directamente damnificada por el hecho dañoso acaecido en su jurisdicción. Deducida demanda de daño ambiental colectivo por alguno de los titulares señalados, no podrán interponerla los restantes, lo que no obsta a su derecho a intervenir como terceros.

Artículos 28 y 29 (Responsabilidad por daño ambiental) El que cause el daño ambiental será objetivamente responsable de su restablecimiento al estado anterior a su producción. En caso de que no sea técnicamente factible, la indemnización sustitutiva que determine la justicia ordinaria interviniente, deberá depositarse en el Fondo de Compensación Ambiental. La responsabilidad civil o penal, por daño ambiental, es independiente de la administrativa. Se presume iuris tantum la responsabilidad del autor del daño ambiental, si existen infracciones a las normas ambientales administrativas.

Ley 20.284 (Plan de prevención de situaciones críticas de contaminación) establece normas que se deben aplicar en todos los procedimientos o procesos capaces de producir contaminación atmosférica ubicadas en jurisdicción federal y en la de las provincias que adhieran a dicha ley.

Constitución Nacional: Artículo 14 bis establece los derechos y deberes de los trabajadores y de los empleadores teniendo en cuenta las condiciones de trabajo dignas, jornada de trabajo, salario, descansos, beneficios de seguridad social, jubilaciones y pensiones, seguro obligatorio de vida, protección a la familia, vivienda digna, etc.

Ley 24557 (Ley de Riesgos del Trabajo) su objetivo es la prevención de los riesgos del

trabajo y se aplica a funcionarios y empleados del sector público nacional, de las provincias y sus municipios, a los trabajadores en relación de dependencia del sector privado y a las personas obligadas a prestar un servicio de carga pública.

Decreto 170/96 (reglamentario de la ley 24557): establece el alcance de los derechos, deberes y prohibiciones de las aseguradoras de riesgos del trabajo, los asegurados, los autoasegurados y los trabajadores en general.

Ley 20744 (Ley de Contrato de Trabajo): establece lo relacionado con la validez, derechos y obligaciones de las partes del contrato de trabajo cuando se ejecute en el territorio nacional.

Ley 19587 (Ley de Higiene y seguridad en el Trabajo): regula las condiciones de higiene y seguridad en el trabajo para todo el territorio de la nación.

Decreto 351/79 (reglamentario de la ley 19587): establece en detalle las condiciones de seguridad e higiene en los establecimientos.

Decreto 1338/96 (Servicio de Medicina y de Higiene y Seguridad en el Trabajo, trabajadores equivalentes). Modifica requerimientos del decreto 351/79, estableciendo que el servicio médico podrá ser interno o externo, entre otras modificaciones.

## Leyes Provinciales

Ley XI - N° 35 (Código ambiental de la provincia de Chubut. Antes Ley 5439) aprueba el Código Ambiental de la Provincia de Chubut, el cual tiene por objeto la preservación, conservación, defensa y mejoramiento del ambiente de la Provincia, estableciendo los principios rectores del desarrollo sustentable y propiciando las acciones a los fines de asegurar la dinámica de los ecosistemas existentes, la óptima calidad del ambiente, el sostenimiento de la diversidad biológica y los recursos escénicos para sus habitantes y las generaciones futuras. La Ley fija los principios que rigen la protección del medio ambiente, entre los cuales cabe destacar los siguientes : a) toda persona tiene derecho a gozar de un ambiente sano y equilibrado y el deber de preservarlo ; b) la protección ambiental constituye una parte integral del proceso de desarrollo económico ; c) el proceso de desarrollo debe

cumplirse de tal modo que las futuras generaciones puedan cubrir sus necesidades de manera equitativa con las presentes ; d) el Estado debe proveer a la educación ambiental de sus habitantes. Asimismo, la Ley reconoce los principios de prevención, precaución y responsabilidad.

### Normas internacionales:

El cumplimiento de los máximos estándares internacionales está certificado en las operaciones de upstream bajo la norma de gestión ambiental ISO 14001 desde 2002. En downstream, cumplimos las **normas de calidad ISO 9001:2008** y nuestra planta de lubricantes y la Planta Comercial de Despacho de Campana están certificadas bajo la **ISO 14001:2015**.

## **ANEXO B**

## **Política Ambiental PAE**

La Unidad de Gestión del Golfo San Jorge reconoce su responsabilidad en la preservación del medio ambiente y para sus actividades, productos y servicios asume los siguientes compromisos:

- 1- Conducir sus operaciones de manera de cumplir con lo establecido en esta política.
- 2- Cumplir con toda la legislación y normativa ambiental aplicable.
- 3- Prevenir la contaminación y reducir progresivamente las emisiones y descargas de todo tipo al ambiente, asegurando un manejo responsable de los desechos.
- 4- Mejorar la eficiencia de utilización de los recursos naturales y hacer un uso racional de la energía buscando su máximo aprovechamiento.
- 5- Establecer objetivos y metas ambientales que permitan evaluar regularmente la evolución del desempeño ambiental y que sean acordes con el compromiso de la mejora continua y con los requerimientos legales y de terceros interesados, los aspectos ambientales significativos y las tecnologías disponibles y aplicables.
- 6- Evaluar los aspectos ambientales de las actividades, productos y servicios actuales, pasados y proyectados, incluyendo sus modificaciones.
- 7- Capacitar y concientizar al personal propio y contratado sobre su influencia en la gestión ambiental de acuerdo con su función y responsabilidad.
- 8- Difundir esta política a todo el personal propio y contratado y mantenerla disponible al público.
- 9- Estimular en la comunidad la educación y capacitación sobre principios de Protección Ambiental participando activamente y apoyando iniciativa.

## **ANEXO C**

## **Política de Salud, Seguridad y Medio Ambiente de PAE**

Pan American Energy conducirá sus negocios respetando y cuidando el personal y el ambiente comprometidos en cada una de sus operaciones. Pan American Energy manifiesta que la seguridad en el trabajo, la salud de su personal y la conservación del ambiente son objetivos prioritarios de su gestión empresarial y cree firmemente que la búsqueda continua de la excelencia en seguridad, salud y ambiente contribuirá decididamente al logro de sus metas. Pan American Energy desarrollará estrategias exitosas de negocios sin comprometer al desarrollo de futuras generaciones en el marco de un desarrollo sostenible de la actividad y en armonía con la comunidad.

Pan American Energy además de cumplir con sus obligaciones legales básicas en seguridad, salud y ambiente se compromete a:

- Mantener libre de accidentes nuestros lugares de trabajo, nuestros hogares y nuestra comunidad.
- Minimizar el impacto ambiental en nuestras operaciones evitando la contaminación, optimizando el consumo de energía y conservando toda fuente natural de energía.
- Mejorar continuamente nuestro desempeño en seguridad, salud y ambiente a través de un efectivo sistema de gestión.
- Hacer ver a nuestros empleados, contratistas, socios y proveedores como ellos pueden influenciar positivamente en maximizar el desempeño en seguridad, salud y ambiente.
- Ganar la confianza del público mediante comunicaciones abiertas de nuestra política y programas y construir una fuerte y creíble relación con nuestras comunidades.

### **OBJETIVOS:**

- Cero accidentes.
- Cero enfermedades profesionales.
- Cero contaminaciones ambientales.
- Cero daños a la salud y a la propiedad.

### **Objetivos y metas para cada función:**

- Incendio en Shelter: en caso de incendios localizados en el interior de cualquier shelter de estaciones proceder de la siguiente manera:
  - 1- Cumplir el rol del observador (Oprimir el botón emergencia en TETRA)
  - 2- Activar el TRT (Equipo de Respuesta Táctica)
  - 3- Para sacar de servicio el shelter siniestrado, solicitar el corte de energía al Centro de control (39174-79174)
  - 4- Proceder a sacar de servicio la estación, solicitando al Scada central (Guardia: 36714-36749).
  - 5- Esperar la asistencia de la brigada de bomberos, bajo ninguna circunstancia ingresar al shelter siniestrado.
  
- Incendio en piletas de emergencia: en caso de incendio en la pileta de emergencia, es importante tener en cuenta que debemos evitar el aumento de fluido en la misma, para evitar incrementar la carga de fuego del siniestro. Se deberá proceder de la siguiente manera:
  - 1- Cumplir el rol del observador (Oprimir el botón emergencia en TETRA)
  - 2- Activar el TRT (Equipo de Respuesta Táctica)
  - 3- Solicitar el paro de pozos de la estación a Scada Central (36714-36749).
  - 4- Cerrar válvulas de ingreso de producción en el manifold.
  - 5- Asegurar que no se realice un Shut Down de planta.
  - 6- Esperar la asistencia de la brigada de bomberos.

**ROL DEL OBSERVADOR**  
 PRIMERAS ACCIONES ANTE UN INCIDENTE  
**DAR AVISO AL RADIO OPERADOR**

**Pan American ENERGY**

**Por Teléfono:**  
 9999 o 9862 65J  
 9881 Distrito IV

**Por Tetras:**  
 Presionar Botón ROJO durante 2 segundos

**INCENDIO Y/O EXPLOSIÓN**

Si hay herido grave:

- Mantener signos vitales.
- Mover a la víctima SOLO si el lugar es peligroso.

SOLO si está al alcance del empleado:

- Cortar energía eléctrica.
- Cerrar válvula de descarga y alimentación de fluido.
- Usar extintores manuales.

**DERRAMES Y/O PÉRDIDAS**

SOLO si está al alcance del empleado:

- Eliminar todo punto de ignición en las cercanías.
- Cortar energía eléctrica de bombeo.
- Eliminar pérdida.
- Cerrar válvula de descarga y alimentación de fluido vinculadas a la línea.

**ACCIDENTE VEHICULAR**

Si hay herido grave:

- Mantener signos vitales
- Mover a la víctima SOLO si el lugar es peligroso.
- Abrigar a la víctima.
- Aguardar ayuda especializada.
- Si el vehículo está obstruyendo la vía normal de circulación, moverlo a un lugar más seguro.
- Señalizar la zona del accidente.

**INCIDENTE**

**REPORTAR DE INMEDIATO AL RADIO OPERADOR:**  
 Descripción del hecho + Riesgos potenciales + Si hay o no heridos + Lugar y ubicación + Hora

**RIESGO ELÉCTRICO**

- 1- En caso de toque de línea sin corte de la misma: No descender del vehículo hasta confirmar la desenergización.
- 2- En el caso de corte de línea: No descender del vehículo hasta confirmar la desenergización.
- 3- No tocar o tratar de desenganchar el o los conductores del vehículo.
- 4- No tocar o tratar de correr el o los conductores cortados sobre el camino.

**ACCIDENTE PERSONAL**

- Mantener signos vitales.
- Mover a la víctima SOLO si el lugar es peligroso.
- Abrigar a la víctima.
- Aguardar ayuda especializada.

**EMERGENCIA CON MATERIAL RADIOACTIVO**

- 1- Identifique el lugar.
- 2- Señalice la zona.
- 3- SOLO si está a su alcance, NO permita el ingreso de personas ajenas a las tareas de recuperación.
- 4- Manténgase alejado del lugar.

Figura 24: Acciones ante un incidente

Fuente: Banco de imágenes Pan American Energy

## **ANEXO D**

## Análisis de riesgo

Se desea analizar los posibles riesgos que pueden ocasionarse en el transcurso del proyecto tanto estratégico como financieros; y lograr tener acciones preventivas en el caso de que ocurriesen.

Tabla XXXI: Matriz Original de Características

ID del Riesgo	Descripción del Riesgo	Área responsable	Tipo de Riesgo	Nivel de Control	Probabilidad	Nivel de impacto	Probabilidad de Ocurrencia	Evaluación del Riesgo	Indicador	Estrategia	Acciones preventivas (Evitar o Reducir)
R01	<b>Baja del proyecto</b> La baja criticidad del proyecto para la compañía puede ocasionar la baja del mismo	Planificación	Estratégico	3	0,6	5	3,0	4	Porcentaje del proyecto sobre el presupuesto anual de la compañía	Mantener	Proponer incorporación del proyecto para el presupuesto anual del año siguiente.
R02	<b>Pérdida de temperatura</b> Mayor pérdida de temperatura que la proyectada que ocasione un consumo del 75% del Hot Oil	Operación	Estratégico	4	0,3	4	1,2	3	Realizar mediciones periódicas	Mitigar con urgencia	Analizar la pérdida de calor en la cañería y posibilidad de incorporar un tratamiento térmico

R03	<b>Faltante de equipos y materiales</b> No contar con los equipos y materiales por inconvenientes aduaneros	Logística	Estratégico	3	0,5	5	2,5	4	Analizar situación aduanera	Mitigar con urgencia	Analizar alternativas con productores nacionales
R04	<b>Demoras constructivas</b> Retrasos por parte de la constructora por problemas gremiales o climáticos	Planificación	Estratégico	4	0,2	3	0,6	2	Tiempos de ejecución de las tareas por parte del proveedor	Mantener	Ajustar cronograma del proyecto
R05	<b>Desactualización de tarifas</b> Contar con tarifas desactualizadas en los contratos de los proveedores	Finanzas	Financiero	2	0,6	3	1,8	2	Analizar factores económicos financieros del país y la industria	Mitigar	Evaluar índices económicos y contratos con proveedores
R06	<b>Baja rentabilidad</b> No lograr la reducción mínima de consumo de gas combustible que se tiene como	Finanzas	Financiero	2	0,3	4	1,2	3	Realizar simulaciones para proyectar consumos	Mitigar	Analizar la pérdida de calor en la cañería y posibilidad de incorporar un tratamiento térmico

	objetivo										
R07	<b>Inestabilidad política-económica</b> Cambios en las decisiones económicas que impacten en la baja del proyecto	Finanzas	Financiero	2	0,5	4	2,0	3	Analizar flujo de fondos del proyecto	Mitigar	Evaluar ítems del sistema financiero para reducir costos

## **ANEXO E**

## Selección de proveedores

Se desea obtener una priorización de proveedor a elegir para desarrollar el proceso de Construcción y Montaje. Tarea que será tercerizada. Para lograr la selección se realiza el proceso de Jerarquía Analítica.

Tabla XXXII: Matriz Original de Características

	COSTO	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD	CALIDAD
COSTO	1,00	2,00	1,50	2,50
DISPONIBILIDAD	0,50	1,00	0,50	2,00
CONFIABILIDAD	0,67	2,00	1,00	3,00
CALIDAD	0,40	0,50	0,33	1,00
TOTAL	2,57	5,50	3,33	8,50

El criterio de puntualización para el armado de la matriz original, se realiza en base a información interna de PAE sobre diferentes proveedores.

De los datos anteriores se realiza la matriz ajustada donde se ajusta cada valor de celda en función de la suma total de la columna a la que pertenece cada celda que se ajusta.

Tabla XXXIII: Matriz Ajustada de Características

	COSTO	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD	CALIDAD	PONDERACIÓN
COSTO	0,3896	0,3636	0,4500	0,2941	0,3743
DISPONIBILIDAD	0,1948	0,1818	0,1500	0,2353	0,1905
CONFIABILIDAD	0,2597	0,3636	0,3000	0,3529	0,3191
CALIDAD	0,1558	0,0909	0,1000	0,1176	0,1161
TOTAL					1,0000

El costo tiene un peso del 7% en la selección del proveedor; la disponibilidad tiene un peso del 19% en la selección de proveedor; la confiabilidad tiene un peso del 32% en la selección de proveedor; la calidad tiene un peso del 12% en la selección de proveedor.

Luego se cuenta con una relación de cada característica entre los proveedores, agrupado por característica:

Tabla XXXIV: Matriz de Relación de Costo

<b>COSTO</b>			
	P1	P2	P3
P1	1,00	0,95	0,90
P2	1,05	1,00	0,91
P3	1,11	1,10	1,00
TOTAL	3,16	3,05	2,81

Tabla XXXV: Matriz Relación de Disponibilidad

<b>DISPONIBILIDAD</b>			
	P1	P2	P3
P1	1,00	2,00	2,00
P2	0,50	1,00	0,67
P3	0,50	1,50	1,00
TOTAL	2,00	4,50	3,67

Tabla XXXVI: Matriz Relación de Confiabilidad

<b>CONFIABILIDAD</b>			
	P1	P2	P3
P1	1,00	2,00	3,00
P2	0,50	1,00	0,67
P3	0,33	1,50	1,00
TOTAL	1,83	4,50	4,67

Tabla XXXVII: Matriz Relación de Calidad

<b>CALIDAD</b>			
	P1	P2	P3
P1	1,00	1,25	1,20
P2	0,80	1,00	1,11
P3	0,83	0,90	1,00
TOTAL	2,63	3,15	3,31

Se realiza un ajuste por cada matriz de característica de forma similar a como se ajustó la matriz de datos original.

Tabla XXXVIII: Matriz Ajustada de Costo

<b>COSTO</b>			
			<b>PONDERACIÓN</b>
0,3161	0,3115	0,3204	0,3160
0,3327	0,3279	0,3236	0,3281
0,3512	0,3607	0,3560	0,3559
<b>TOTAL</b>			<b>1,0000</b>

Tabla XXXIX: Matriz Ajustada de Disponibilidad

<b>DISPONIBILIDAD</b>			
			<b>PONDERACIÓN</b>
0,5000	0,4444	0,5455	0,4966
0,2500	0,2222	0,1818	0,2180
0,2500	0,3333	0,2727	0,2854
<b>TOTAL</b>			<b>1,0000</b>

Tabla XL: Matriz Ajustada de Confiabilidad

<b>CONFIABILIDAD</b>			
			<b>PONDERACIÓN</b>
0,5455	0,4444	0,6429	0,5443
0,2727	0,2222	0,1429	0,2126
0,1818	0,3333	0,2143	0,2431
<b>TOTAL</b>			<b>1,0000</b>

Tabla XLI: Matriz Ajustada de Calidad

<b>CALIDAD</b>			
			<b>PONDERACIÓN</b>
0,3797	0,3967	0,3625	0,3797
0,3038	0,3174	0,3353	0,3188
0,3165	0,2859	0,3021	0,3015
<b>TOTAL</b>			<b>1,0000</b>

Para concluir con el proceso de selección, se realiza una tabla de comparación:

Tabla XLII: Matriz Ajustada valoración de Características

Costo			Disponibilidad			Confiabilidad			Calidad		
0,3743	por	0,3160	0,1905	por	0,4966	0,3191	por	0,5443	0,1161	por	0,3967
0,3743	por	0,3281	0,1905	por	0,2180	0,3191	por	0,2126	0,1161	por	0,3174
0,3743	por	0,3559	0,1905	por	0,2854	0,3191	por	0,2431	0,1161	por	0,2859

Lo que nos arroja la siguiente tabla:

Tabla XLIII: Matriz Ajustada de ponderación de Proveedores

	COSTO	DISPONIBILIDAD	CONFIABILIDAD	CALIDAD	TOTAL
P1	0,1183	0,0946	0,1737	0,0441	0,4306
P2	0,1228	0,0415	0,0678	0,0370	0,2322
P3	0,1332	0,0544	0,0776	0,0350	0,2652

Los resultados nos permiten concluir que el Proveedor Principal a seleccionar será P1 (Oleohidráulica OHP S. A) para realizar la construcción y montaje del proyecto. Y se cuenta con P3 como segunda opción en caso de que, por algún motivo o contingencia, no se pueda realizar el desarrollo con el principal.

## **ANEXO E**

Código de Python para simulación de montecarlo:

```
import numpy as np
import matplotlib.pyplot as plt
import pandas as pd

# Cargar datos históricos desde el archivo CSV. Cuidado en colocar la ubicación correcta del
# archivo descargado: fuente de datos https://es.investing.com/commodities/carbon-emissions

datos_historicos =
pd.read_csv('C:/Users/Desktop/pfi/Datos_historicosFuturos_emisionesdecarbonotest.csv',
sep=';', decimal=',')[ultimo]

# Parámetros de la simulación
num_simulaciones = 10000
num_anios = (365 * 3)

# Calculo de retornos diarios a partir de los datos históricos
retornos_diarios = np.diff(datos_historicos) / datos_historicos[:-1]

# Cálculo de media y desviación estándar de los retornos diarios
media_retornos = np.mean(retornos_diarios)
desviacion_estandar_retornos = np.std(retornos_diarios)

# Ajuste de desviación estándar para limitar la amplitud de las simulaciones
factor_amplitud = 0.2 # Ajusta este valor según tus preferencias
desviacion_estandar_ajustada = desviacion_estandar_retornos * factor_amplitud

# Se generan muestras aleatorias basadas en una distribución normal
```

```

muestras_retornos = np.random.normal(loc=media_retornos,
scale=desviacion_estandar_ajustada, size=(num_simulaciones, num_años))

# Se calculan los valores proyectados del valor de los bonos de emisiones de carbono para
cada simulación:
valores_proyectados = np.zeros((num_simulaciones, num_años))
valores_proyectados[:, 0] = datos_historicos.iloc[-1]
for i in range(num_simulaciones):
    valor_actual = datos_historicos.iloc[-1]
    for j in range(1, num_años):
        retorno_simulacion = 1 + muestras_retornos[i, j - 1]
        valor_actual *= retorno_simulacion
        valores_proyectados[i, j] = valor_actual

# Código para generar Gráficos
plt.figure(figsize=(15, 10))
for i in range(num_simulaciones):
    plt.plot(range(len(datos_historicos), len(datos_historicos) + num_años),
valores_proyectados[i], alpha=0.2, color='blue')
plt.plot(range(len(datos_historicos)), datos_historicos, marker='o', color='red', label='Datos
históricos')
plt.xlabel('Ruedas en días')
plt.ylabel('Valor de Futuro CFI2')
plt.title('Simulación de Montecarlo para Valores de Futuro CFI2 Emisiones de Carbono x
ruedas en días')
plt.legend()
plt.show()

```

## **ANEXO G**

Se desea obtener el valor de  $K_e$ , para el cual se realizará el siguiente cálculo:

$$K_e = R_f + B_e \times (R_m - R_f) + \text{Riesgo país}$$

$K_e$  resultante = 5,02%

Siendo:

- $R_f$ : Tasa de retorno libre de riesgo.
- $R_p$ : Tasa de riesgo país.
- $R_m$ : Tasa de retorno de una cartera diversificada.
- $R_m - R_f$ : Prima de mercado (riesgo sistemático).
- $B_e$ : Beta (volatilidad del activo específico con respecto al mercado, riesgo específico)

El valor de  $K_e$  calculado, sale de los siguientes datos:

Tabla XLIV: Datos para el cálculo de  $K_e$

Concepto	Valor
Tasa de impuesto de la Renta corporativa	17%
TNA	10%
$R_f$	3,00%
$R_m$ (Industria Petrolera)	23,21%
$B_e$	1,92%
Riesgo país	163

Para obtener el  $B_e$  utilizamos dos criterios

- Según damodaran para el sector de Oil/Gas (Production and Exploration) = 1,26%
- Según ponderación y promedio de Betas de otras empresas que cotizan en el mercado (utilizado en los cálculos del proyecto) = 1,92% obtenido a partir de las siguientes

Tabla XLV: Aproximación de Beta según índices del mercado

<b>PAE Corp (CSE)</b>	<b>Chevron Corp (NYSE)</b>	<b>YPF SA (NYSE)</b>	<b>Exxon Mobil Corp (NYSE)</b>
3,74%	1,16%	1,71%	1,08%

La Tasa de impuestos de la renta corporativa es el dato que tiene PAE en la actualidad, sobre otros proyectos en los que solicitaron financiación a privados (17% anual).

La Tasa Nominal Anual se obtuvo tomando como referencia las tasas de préstamos de dinero de bancos de EEUU para pequeños proyectos (10% anual) registrada en el mes de septiembre de 2023.

Para obtener el  $R_f$  utilizamos el valor de retorno anual de las obligaciones negociables emitidas por PAE (3% anual).

## **ANEXO H**

Se desea obtener los Flujos de Fondo para los escenarios optimista y pesimista.

En el escenario Optimista, se detalla tomando como referencia el caso de financiación con capital propio.

- Ahorro de Gas en Hot Oil equivalente a no utilizar 5 quemadores
- Valor de Bonos de carbono en 30 USD.

Tabla XLVI: Flujo de fondos caso Optimista

Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15
Costos fijos		9.300,00	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.749.806,15</b>	<b>1.749.620,15</b>	<b>1.749.430,43</b>	<b>1.749.236,91</b>	<b>1.749.039,53</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>1.723.969,48</b>	<b>1.723.783,48</b>	<b>1.723.593,76</b>	<b>1.723.400,25</b>	<b>1.723.202,86</b>
Bonos de Carbono		943.132,20	943.132,20	943.132,20	943.132,20	943.132,20
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>2.667.101,68</b>	<b>2.666.915,68</b>	<b>2.666.725,96</b>	<b>2.666.532,44</b>	<b>2.666.335,06</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		1.981.045,68	4.647.961,35	7.314.687,31	9.981.219,75	12.647.554,81

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.748.838,20</b>	<b>1.748.632,84</b>	<b>1.748.423,37</b>	<b>1.748.209,72</b>	<b>1.747.991,79</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.723.001,53</b>	<b>1.722.796,17</b>	<b>1.722.586,70</b>	<b>1.722.373,05</b>	<b>1.722.155,12</b>
Bonos de Carbono	943.132,20	943.132,20	943.132,20	943.132,20	943.132,20
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>2.666.133,73</b>	<b>2.665.928,37</b>	<b>2.665.718,90</b>	<b>2.665.505,24</b>	<b>2.665.287,32</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	15.313.688,53	17.979.616,90	20.645.335,80	23.310.841,04	25.976.128,36

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15	1.759.106,15

Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.747.769,50</b>	<b>1.747.542,77</b>	<b>1.747.311,50</b>	<b>1.747.075,61</b>	<b>1.746.834,99</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.721.932,83</b>	<b>1.721.706,10</b>	<b>1.721.474,83</b>	<b>1.721.238,94</b>	<b>1.720.998,33</b>
Bonos de Carbono	943.132,20	943.132,20	943.132,20	943.132,20	943.132,20
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>2.665.065,03</b>	<b>2.664.838,30</b>	<b>2.664.607,03</b>	<b>2.664.371,13</b>	<b>2.664.130,52</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>28.641.193,39</b>	<b>31.306.031,68</b>	<b>33.970.638,71</b>	<b>36.635.009,85</b>	<b>39.299.140,37</b>

En el escenario Pesimista, planteado sobre el caso donde se toma préstamo de privados.

- Ahorro de gas de donde lo máximo que no utilizo, es 1,5 quemadores.
- Valor de BTU del Gas Natural en 1,5 USD.
- 0 ingresos por ventas de bonos de carbono.
- Se hace variable el costo de mano de obra aumentando sostenidamente un 8% anual.

Tabla XLVII: Flujo de fondos caso Pesimista

Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		282.713,49	282.713,49	282.713,49	282.713,49	282.713,49
Costos Variables		9.300,00	10.044,00	10.847,52	11.715,32	12.652,55
<b>Utilidad bruta</b>		<b>273.413,49</b>	<b>272.669,49</b>	<b>271.865,97</b>	<b>270.998,17</b>	<b>270.060,94</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>		<b>159.108,11</b>	<b>158.364,11</b>	<b>157.560,59</b>	<b>156.692,79</b>	<b>155.755,56</b>
Bonos de Carbono		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>159.108,11</b>	<b>158.364,11</b>	<b>157.560,59</b>	<b>156.692,79</b>	<b>155.755,56</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>-526.947,89</b>	<b>-368.583,79</b>	<b>-211.023,20</b>	<b>-54.330,41</b>	<b>101.425,14</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	282.713,49	282.713,49	282.713,49	282.713,49	282.713,49
Costos Variables	13.664,75	14.757,93	15.938,57	17.213,65	18.590,74

<b>Utilidad bruta</b>	<b>269.048,74</b>	<b>267.955,56</b>	<b>266.774,92</b>	<b>265.499,84</b>	<b>264.122,74</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>154.743,36</b>	<b>153.650,18</b>	<b>152.469,54</b>	<b>151.194,46</b>	<b>149.817,36</b>
Bonos de Carbono	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>154.743,36</b>	<b>153.650,18</b>	<b>152.469,54</b>	<b>151.194,46</b>	<b>149.817,36</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>256.168,50</b>	<b>409.818,68</b>	<b>562.288,22</b>	<b>713.482,67</b>	<b>863.300,04</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	282.713,49	282.713,49	282.713,49	282.713,49	282.713,49
Costos Variables	20.078,00	21.684,24	23.418,98	25.292,50	27.315,90
<b>Utilidad bruta</b>	<b>262.635,49</b>	<b>261.029,25</b>	<b>259.294,51</b>	<b>257.420,99</b>	<b>255.397,59</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>148.330,10</b>	<b>146.723,86</b>	<b>144.989,12</b>	<b>143.115,61</b>	<b>141.092,21</b>
Bonos de Carbono	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>148.330,10</b>	<b>146.723,86</b>	<b>144.989,12</b>	<b>143.115,61</b>	<b>141.092,21</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>1.011.630,14</b>	<b>1.158.354,00</b>	<b>1.303.343,13</b>	<b>1.446.458,73</b>	<b>1.587.550,94</b>

## ANEXO I

Tablas Análisis de Sensibilidad con financiación por crédito de privados

Tabla XLVIII: Análisis de Sensibilidad

Variación venta de Gas Natural	Aumenta 30%					
	Año 0	1	2	3	4	5
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>						
Venta de Gas Natural		1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74
Costos fijos		9.300,0	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.787,74</b>	<b>1.419.598,02</b>	<b>1.419.404,51</b>	<b>1.419.207,13</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>		<b>1.305.668,36</b>	<b>1.305.482,36</b>	<b>1.305.292,64</b>	<b>1.305.099,13</b>	<b>1.304.901,74</b>
Bonos de Carbono		510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	-686.056,00	<b>1.816.531,64</b>	<b>1.816.345,64</b>	<b>1.816.155,92</b>	<b>1.815.962,40</b>	<b>1.815.765,02</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>1.130.475,64</b>	<b>2.946.821,27</b>	<b>4.762.977,19</b>	<b>6.578.939,59</b>	<b>8.394.704,61</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.419.005,79</b>	<b>1.418.800,43</b>	<b>1.418.590,97</b>	<b>1.418.377,31</b>	<b>1.418.159,38</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>1.304.700,41</b>	<b>1.304.495,05</b>	<b>1.304.285,59</b>	<b>1.304.071,93</b>	<b>1.303.854,00</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.815.563,68</b>	<b>1.815.358,33</b>	<b>1.815.148,86</b>	<b>1.814.935,20</b>	<b>1.814.717,28</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>10.210.268,29</b>	<b>12.025.626,62</b>	<b>13.840.775,48</b>	<b>15.655.710,68</b>	<b>17.470.427,96</b>

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74
Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.417.937,10</b>	<b>1.417.710,36</b>	<b>1.417.479,10</b>	<b>1.417.243,20</b>	<b>1.417.002,59</b>

Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>1.303.631,72</b>	<b>1.303.404,98</b>	<b>1.303.173,71</b>	<b>1.302.937,82</b>	<b>1.302.697,21</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.814.494,99</b>	<b>1.814.268,26</b>	<b>1.814.036,99</b>	<b>1.813.801,09</b>	<b>1.813.560,48</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>19.284.922,94</b>	<b>21.099.191,20</b>	<b>22.913.228,19</b>	<b>24.727.029,28</b>	<b>26.540.589,76</b>

Variación venta de Gas Natural	Disminuye 30%					
Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94
Costos fijos		9.300,0	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>760.308,94</b>	<b>760.122,94</b>	<b>759.933,22</b>	<b>759.739,71</b>	<b>759.542,32</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>		<b>646.003,56</b>	<b>645.817,56</b>	<b>645.627,84</b>	<b>645.434,32</b>	<b>645.236,94</b>
Bonos de Carbono		275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>921.083,78</b>	<b>920.897,78</b>	<b>920.708,06</b>	<b>920.514,55</b>	<b>920.317,16</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>235.027,78</b>	<b>1.155.925,56</b>	<b>2.076.633,63</b>	<b>2.997.148,17</b>	<b>3.917.465,34</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>759.340,99</b>	<b>759.135,63</b>	<b>758.926,16</b>	<b>758.712,51</b>	<b>758.494,58</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>645.035,61</b>	<b>644.830,25</b>	<b>644.620,78</b>	<b>644.407,13</b>	<b>644.189,20</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>920.115,83</b>	<b>919.910,47</b>	<b>919.701,01</b>	<b>919.487,35</b>	<b>919.269,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>4.837.581,17</b>	<b>5.757.491,64</b>	<b>6.677.192,64</b>	<b>7.596.679,99</b>	<b>8.515.949,41</b>

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94
Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>758.272,29</b>	<b>758.045,56</b>	<b>757.814,29</b>	<b>757.578,40</b>	<b>757.337,79</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>643.966,91</b>	<b>643.740,18</b>	<b>643.508,91</b>	<b>643.273,02</b>	<b>643.032,41</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>919.047,13</b>	<b>918.820,40</b>	<b>918.589,13</b>	<b>918.353,24</b>	<b>918.112,63</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>9.434.996,55</b>	<b>10.353.816,95</b>	<b>11.272.406,08</b>	<b>12.190.759,32</b>	<b>13.108.871,95</b>

Variación Tasa de interés Crédito	Aumenta 30%					
	Año 0	1	2	3	4	5
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>						
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.089.955,34</b>	<b>1.089.765,62</b>	<b>1.089.572,11</b>	<b>1.089.374,72</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24
<b>Ebit</b>		<b>960.141,44</b>	<b>959.955,44</b>	<b>959.765,72</b>	<b>959.572,20</b>	<b>959.374,82</b>
Bonos de Carbono		392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.353.113,19</b>	<b>1.352.927,19</b>	<b>1.352.737,47</b>	<b>1.352.543,95</b>	<b>1.352.346,57</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>667.057,19</b>	<b>2.019.984,37</b>	<b>3.372.721,84</b>	<b>4.725.265,79</b>	<b>6.077.612,36</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.089.173,39</b>	<b>1.088.968,03</b>	<b>1.088.758,57</b>	<b>1.088.544,91</b>	<b>1.088.326,98</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24

<b>Ebit</b>	<b>959.173,49</b>	<b>958.968,13</b>	<b>958.758,66</b>	<b>958.545,01</b>	<b>958.327,08</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.352.145,23</b>	<b>1.351.939,88</b>	<b>1.351.730,41</b>	<b>1.351.516,75</b>	<b>1.351.298,83</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>7.429.757,59</b>	<b>8.781.697,47</b>	<b>10.133.427,88</b>	<b>11.484.944,63</b>	<b>12.836.243,46</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.088.104,69</b>	<b>1.087.877,96</b>	<b>1.087.646,69</b>	<b>1.087.410,80</b>	<b>1.087.170,19</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24
<b>Ebit</b>	<b>958.104,79</b>	<b>957.878,06</b>	<b>957.646,79</b>	<b>957.410,90</b>	<b>957.170,29</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.351.076,54</b>	<b>1.350.849,80</b>	<b>1.350.618,54</b>	<b>1.350.382,64</b>	<b>1.350.142,03</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>14.187.319,99</b>	<b>15.538.169,80</b>	<b>16.888.788,34</b>	<b>18.239.170,98</b>	<b>19.589.313,01</b>

<b>Variación Tasa de interés Crédito</b>	<b>Disminuye 30%</b>					
	<b>Año 0</b>	<b>1,00</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>						
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.089.955,34</b>	<b>1.089.765,62</b>	<b>1.089.572,11</b>	<b>1.089.374,72</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58
<b>Ebit</b>		<b>990.307,09</b>	<b>990.121,09</b>	<b>989.931,37</b>	<b>989.737,86</b>	<b>989.540,47</b>
Bonos de Carbono		392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	-686.056,00	<b>1.383.278,84</b>	<b>1.383.092,84</b>	<b>1.382.903,12</b>	<b>1.382.709,61</b>	<b>1.382.512,22</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>697.222,84</b>	<b>2.080.315,68</b>	<b>3.463.218,80</b>	<b>4.845.928,41</b>	<b>6.228.440,63</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.089.173,39</b>	<b>1.088.968,03</b>	<b>1.088.758,57</b>	<b>1.088.544,91</b>	<b>1.088.326,98</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58
<b>Ebit</b>	<b>989.339,14</b>	<b>989.133,78</b>	<b>988.924,32</b>	<b>988.710,66</b>	<b>988.492,73</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.382.310,89</b>	<b>1.382.105,53</b>	<b>1.381.896,06</b>	<b>1.381.682,41</b>	<b>1.381.464,48</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>7.610.751,52</b>	<b>8.992.857,05</b>	<b>10.374.753,11</b>	<b>11.756.435,52</b>	<b>13.137.900,00</b>

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.088.104,69</b>	<b>1.087.877,96</b>	<b>1.087.646,69</b>	<b>1.087.410,80</b>	<b>1.087.170,19</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58
<b>Ebit</b>	<b>988.270,44</b>	<b>988.043,71</b>	<b>987.812,44</b>	<b>987.576,55</b>	<b>987.335,94</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.381.242,19</b>	<b>1.381.015,46</b>	<b>1.380.784,19</b>	<b>1.380.548,30</b>	<b>1.380.307,69</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>14.519.142,19</b>	<b>15.900.157,65</b>	<b>17.280.941,84</b>	<b>18.661.490,14</b>	<b>20.041.797,83</b>

Variación valor de bonos de carbono	Aumenta 30%					
	Año 0	1	2	3	4	5
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>						
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.089.955,34</b>	<b>1.089.765,62</b>	<b>1.089.572,11</b>	<b>1.089.374,72</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>		<b>975.835,96</b>	<b>975.649,96</b>	<b>975.460,24</b>	<b>975.266,73</b>	<b>975.069,34</b>

Bonos de Carbono		510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	-686.056,00	<b>1.486.699,23</b>	<b>1.486.513,23</b>	<b>1.486.323,51</b>	<b>1.486.130,00</b>	<b>1.485.932,61</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>800.643,23</b>	<b>2.287.156,47</b>	<b>3.773.479,98</b>	<b>5.259.609,98</b>	<b>6.745.542,59</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.089.173,39</b>	<b>1.088.968,03</b>	<b>1.088.758,57</b>	<b>1.088.544,91</b>	<b>1.088.326,98</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>974.868,01</b>	<b>974.662,65</b>	<b>974.453,18</b>	<b>974.239,53</b>	<b>974.021,60</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.485.731,28</b>	<b>1.485.525,92</b>	<b>1.485.316,46</b>	<b>1.485.102,80</b>	<b>1.484.884,87</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>8.231.273,88</b>	<b>9.716.799,80</b>	<b>11.202.116,26</b>	<b>12.687.219,06</b>	<b>14.172.103,93</b>

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.088.104,69</b>	<b>1.087.877,96</b>	<b>1.087.646,69</b>	<b>1.087.410,80</b>	<b>1.087.170,19</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24	104.163,24
<b>Ebit</b>	<b>958.104,79</b>	<b>957.878,06</b>	<b>957.646,79</b>	<b>957.410,90</b>	<b>957.170,29</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.351.076,54</b>	<b>1.350.849,80</b>	<b>1.350.618,54</b>	<b>1.350.382,64</b>	<b>1.350.142,03</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>14.187.319,99</b>	<b>15.538.169,80</b>	<b>16.888.788,34</b>	<b>18.239.170,98</b>	<b>19.589.313,01</b>

Variación valor de bonos de carbono	Disminuye 30%					
	Año 0	1,00	2	3	4	5
Flujo de Fondos [USD]						
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34

Costos fijos		9.300,00	9.486,00	9.675,72	9.869,23	10.066,62
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.089.955,34</b>	<b>1.089.765,62</b>	<b>1.089.572,11</b>	<b>1.089.374,72</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>		<b>975.835,96</b>	<b>975.649,96</b>	<b>975.460,24</b>	<b>975.266,73</b>	<b>975.069,34</b>
Bonos de Carbono		275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	-686.056,00	<b>1.250.916,18</b>	<b>1.250.730,18</b>	<b>1.250.540,46</b>	<b>1.250.346,95</b>	<b>1.250.149,57</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>564.860,18</b>	<b>1.815.590,37</b>	<b>3.066.130,83</b>	<b>4.316.477,78</b>	<b>5.566.627,35</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	10.267,95	10.473,31	10.682,78	10.896,43	11.114,36
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.089.173,39</b>	<b>1.088.968,03</b>	<b>1.088.758,57</b>	<b>1.088.544,91</b>	<b>1.088.326,98</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58	73.997,58
<b>Ebit</b>	<b>989.339,14</b>	<b>989.133,78</b>	<b>988.924,32</b>	<b>988.710,66</b>	<b>988.492,73</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.382.310,89</b>	<b>1.382.105,53</b>	<b>1.381.896,06</b>	<b>1.381.682,41</b>	<b>1.381.464,48</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>7.610.751,52</b>	<b>8.992.857,05</b>	<b>10.374.753,11</b>	<b>11.756.435,52</b>	<b>13.137.900,00</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	11.336,65	11.563,38	11.794,65	12.030,54	12.271,15
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.088.104,69</b>	<b>1.087.877,96</b>	<b>1.087.646,69</b>	<b>1.087.410,80</b>	<b>1.087.170,19</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71	88.468,71
<b>Ebit</b>	<b>973.799,31</b>	<b>973.572,58</b>	<b>973.341,31</b>	<b>973.105,42</b>	<b>972.864,81</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.248.879,54</b>	<b>1.248.652,80</b>	<b>1.248.421,54</b>	<b>1.248.185,64</b>	<b>1.247.945,03</b>

<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>13.063.152,98</b>	<b>14.311.805,78</b>	<b>15.560.227,32</b>	<b>16.808.412,96</b>	<b>18.056.357,99</b>
----------------------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------	----------------------

Tablas Análisis de Sensibilidad con financiación con fondos propios de PAE

Tabla XLIX: Análisis de Sensibilidad financiado con fondos propios de PAE

Variación venta de Gas Natural	Aumenta 30%					
	Año 0	1	2	3	4	5
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>						
Venta de Gas Natural		1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74
Costos fijos		9.300,0	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>
Bonos de Carbono		510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>1.218.944,35</b>	<b>3.123.944,70</b>	<b>5.028.945,05</b>	<b>6.933.945,40</b>	<b>8.838.945,75</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Venta de Gas Natural	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>10.743.946,10</b>	<b>12.648.946,46</b>	<b>14.553.946,81</b>	<b>16.458.947,16</b>	<b>18.363.947,51</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
------------------------------	-----------	-----------	-----------	-----------	-----------

Venta de Gas Natural	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74	1.429.273,74
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>	<b>1.419.973,74</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>	<b>1.394.137,08</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>	<b>1.905.000,35</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>20.268.947,86</b>	<b>22.173.948,21</b>	<b>24.078.948,56</b>	<b>25.983.948,91</b>	<b>27.888.949,26</b>

Variación venta de Gas Natural	Disminuye 30%					
Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94
Costos fijos		9.300,0	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>
Bonos de Carbono		275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>323.496,50</b>	<b>1.333.048,99</b>	<b>2.342.601,49</b>	<b>3.352.153,99</b>	<b>4.361.706,48</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>5.371.258,98</b>	<b>6.380.811,48</b>	<b>7.390.363,97</b>	<b>8.399.916,47</b>	<b>9.409.468,97</b>

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94	769.608,94
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>	<b>760.308,94</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>	<b>734.472,27</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>	<b>1.009.552,50</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>10.419.021,46</b>	<b>11.428.573,96</b>	<b>12.438.126,46</b>	<b>13.447.678,95</b>	<b>14.457.231,45</b>

Variación de costos fijos	Aumenta 50%					
Flujo de Fondos [USD]	Año 0	1	2	3	4	5
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		13.950,00	13.950,00	13.950,00	13.950,00	13.950,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>
Bonos de Carbono		392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	-686.056,00	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>766.570,42</b>	<b>2.219.196,85</b>	<b>3.671.823,27</b>	<b>5.124.449,69</b>	<b>6.577.076,12</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	13.950,00	13.950,00	13.950,00	13.950,00	13.950,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>

<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>8.029.702,54</b>	<b>9.482.328,97</b>	<b>10.934.955,39</b>	<b>12.387.581,81</b>	<b>13.840.208,24</b>
----------------------------------	---------------------	---------------------	----------------------	----------------------	----------------------

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	13.950,00	13.950,00	13.950,00	13.950,00	13.950,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>	<b>1.085.491,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>	<b>1.059.654,68</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>	<b>1.452.626,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>15.292.834,66</b>	<b>16.745.461,08</b>	<b>18.198.087,51</b>	<b>19.650.713,93</b>	<b>21.103.340,36</b>

<b>Variación costos fijos</b>	<b>Disminuye 50%</b>					
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>Año 0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		4.650,00	4.650,00	4.650,00	4.650,00	4.650,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>
Bonos de Carbono		392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>775.870,42</b>	<b>2.237.796,85</b>	<b>3.699.723,27</b>	<b>5.161.649,69</b>	<b>6.623.576,12</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	4.650,00	4.650,00	4.650,00	4.650,00	4.650,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75

Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>8.085.502,54</b>	<b>9.547.428,97</b>	<b>11.009.355,39</b>	<b>12.471.281,81</b>	<b>13.933.208,24</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	4.650,00	4.650,00	4.650,00	4.650,00	4.650,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>	<b>1.094.791,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>	<b>1.068.954,68</b>
Bonos de Carbono	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75	392.971,75
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>	<b>1.461.926,42</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>15.395.134,66</b>	<b>16.857.061,08</b>	<b>18.318.987,51</b>	<b>19.780.913,93</b>	<b>21.242.840,36</b>

<b>Variación valor de bonos de carbono</b>	<b>Aumenta 30%</b>					
<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>Año 0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Ebit</b>		<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono		510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>889.111,95</b>	<b>2.464.279,90</b>	<b>4.039.447,84</b>	<b>5.614.615,79</b>	<b>7.189.783,74</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>

Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Ebit</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>8.764.951,69</b>	<b>10.340.119,64</b>	<b>11.915.287,59</b>	<b>13.490.455,53</b>	<b>15.065.623,48</b>

Flujo de Fondos [USD]	11	12	13	14	15
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
Amortizaciones	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
<b>Ebit</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27	510.863,27
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>	<b>1.575.167,95</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>16.640.791,43</b>	<b>18.215.959,38</b>	<b>19.791.127,33</b>	<b>21.366.295,27</b>	<b>22.941.463,22</b>

Variación valor de bonos de carbono	Disminuye 30%					
	Año 0	1,00	2	3	4	5
Flujo de Fondos [USD]						
Venta de Gas Natural		1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos		9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>		<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones		25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>		<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono		275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones	686.056,00					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>-686.056,00</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>		<b>653.328,90</b>	<b>1.992.713,80</b>	<b>3.332.098,70</b>	<b>4.671.483,60</b>	<b>6.010.868,50</b>

Flujo de Fondos [USD]	6	7	8	9	10
-----------------------	---	---	---	---	----

Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>7.350.253,40</b>	<b>8.689.638,29</b>	<b>10.029.023,19</b>	<b>11.368.408,09</b>	<b>12.707.792,99</b>

<b>Flujo de Fondos [USD]</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>
Venta de Gas Natural	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34	1.099.441,34
Costos fijos	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00	9.300,00
<b>Utilidad bruta</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>	<b>1.090.141,34</b>
Depreciaciones	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67	25.836,67
<b>Ebit</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>	<b>1.064.304,68</b>
Bonos de Carbono	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22	275.080,22
Inversiones					
<b>MARGEN NETO</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>	<b>1.339.384,90</b>
<b>Flujo de fondos Acumulado</b>	<b>14.047.177,89</b>	<b>15.386.562,79</b>	<b>16.725.947,69</b>	<b>18.065.332,59</b>	<b>19.404.717,49</b>

## **ANEXO J**

**3119 M-HD-035 Rev A ( 701-M-ET-001 Rev. A)**

FIRED HEATER DATA SHEET CUSTOMARY UNITS				
	Service	Hot Oil	Equipment N°	H-1
	Unit		N° Required	1
	Type	Cylindrical - Vertical		
	Purchaser/Owner	TECNA / PAE		
	Location	ZORNO III		
	Manufacturer			
	Date	25/9/2001	Page	2 of 11
Process Design Conditions		NORMAL	MAXIMUM	
1	Total duty per heater, MM Btu/hr	80		89
2	Heater section	Rad-Conv		Rad-Conv
3	Service	Heater		Heater
4	Heat absorption, MM Btu/hr	80		89
5	Fluid name	Chemtherm 550		Chemtherm 550
6	Flow rate, lb/hr	1,123,350		1,292,000
7	Flow rate, bpd			
8	Pressure drop (allowable), psi	25		25
9	Pressure drop (calculated), psi	13		17
10	Fouling Factor	0,0015		0,0015
11	Thermal conductivity of coke/scale, Btu/hr-°F-ft <sup>2</sup> /in			
12	Average radiant flux density (allowable), Btu/hr-ft <sup>2</sup>	12,500		
13	Average radiant flux density (calculated), Btu/hr-ft <sup>2</sup>	12,500		14,000
14	Average convection flux density (allowable), Btu/hr-ft <sup>2</sup>			
15	Average convection flux density (calculated), Btu/hr-ft <sup>2</sup>			
16	Maximum radiant flux density, Btu/hr-ft <sup>2</sup>	19,973		22,621
17	Maximum convection flux density, Btu/hr-ft <sup>2</sup>			
18	Velocity limitation			
19	Maximum Allowable Fluid Bulk Temperature, °F	600		600
Inlet Conditions:				
20	Temperature, °F	282		282
21	Pressure, psig (psia)	72		72
22	Liquid flow, lb/hr	1,123,350		1,292,000
23	Vapor flow, lb/hr			
24	Gravity, liquid	0,8326		0,8326
25	Vapor, molecular weight			
26	Viscosity, liquid, cP	2,060		2,060
27	Viscosity, vapor, cP			
28	Specific heat, liquid, Btu/lb-°F	0,56		0,56
29	Specific heat, vapor, Btu/lb-°F			
30	Thermal conductivity, liquid, Btu/hr-ft-°F	0,071		0,071
31	Thermal conductivity, vapor, Btu/hr-ft <sup>2</sup> -°F/in			
Outlet Conditions:				
32	Temperature, °F	375		375
33	Pressure, psig (psia)	59		55
34	Liquid flow, lb/hr	1,123,350		1,292,000
35	Vapor flow, lb/hr			
36	Gravity, liquid	0,7800		0,7800
37	Vapor, molecular weight			
38	Viscosity, liquid, cP	1,640		1,640
39	Viscosity, vapor, cP			
40	Specific heat, liquid, Btu/lb-°F	0,605		0,605
41	Specific heat, vapor, Btu/lb-°F			
42	Thermal conductivity, liquid, Btu/hr-ft-°F	0,068		0,068
43	Thermal conductivity, vapor, Btu/hr-ft <sup>2</sup> -°F/in			

Figura 25: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 1

Fuente: Base de datos de Pan American Energy

**3119 M-HD-035 Rev A ( 701-M-ET-001 Rev. A)**

FIRED HEATER DATA SHEET CUSTOMARY UNITS				
	Service	Hot Oil	Equipment N°	H-1
	Unit		N° Required	1
	Type	Circumferential - Vertical		
	Purchaser/Owner	TECNOA / P&G		
	Location	CONDENSER		
	Manufacturer			
	Date	25/9/2001	Page	3 of 11
Combustion Design Conditions		NORMAL	MAXIMUM	
1	Type of fuel	NATURAL GAS	NATURAL GAS	
2	Air excess	0,15	0,15	
3	Volumetric heat release, Btu/hr/cu ft	73,35	74,72	
4	Calculated heat release, mm Btu/hr (LHV)			
5	Calculated fuel efficiency, percent (LHV)			
6	Calculated thermal efficiency, percent (LHV)	82,8	81,3	
7	Guaranteed thermal efficiency, percent (LHV)	81,8	80,3	
8	Radiation loss, percent of heat release (LHV)	1,5	1,5	
9	Fuel gas temperature leaving radiant section, °F	1565	1638	
10	Fuel gas temperature leaving convection section, °F	665	720	
11	Fuel gas temperature leaving air heater, (uncorrected), °F			
12	Fuel gas temperature leaving air heater, (corrected), °F			
13	Fuel gas mass velocity through convection section, lb/sq ft-s	0,36	0,42	
14	Volumetric heat release, Btu/hr-ft (LHV)			
15	Ambient air temperature (Average), °F	75	75	
16	Draft at bridge wall, in H2O	0,1	0,08	
17	Draft at burners, in H2O	0,48	0,48	
18	Altitude above sea level, ft	1510	1,510	
19	Minimum furnace draft/location, in H2O			
20	Note: A fuel savings of _____ mm Btu/hr will offset a \$10,000 increase in furnace cost (erected).			
Fuel Characteristics				
20	Type of fuel	NATURAL GAS	NATURAL GAS	
21	Heating value (LHV), Btu/lb			
22	Heating value (LHV), Btu/scf	941	941	
23	Specific gravity at 60°F or °API			
24	H/C ratio (by weight)			
25	Viscosity, @ _____ F, SSU			
26	Viscosity, @ _____ F, SSU			
27	Total salts, ppm			
28	Vanadium, ppm			
29	Sodium, ppm			
30	Fixed nitrogen, ppm			
31	Sulfur, percent by weight			
32	Hydrogen sulfide, percent by volume			
33	Ash, percent by weight			
34	Liquids: ASTM initial boiling point, °F			
35	:ASTM initial boiling point, °F			
36	Gases: Molecular weight	18	18	
37	Composition, mol percent			
38	Temperature at burner, °F	75	75	
39	Fuel pressure (available at burner), psig	25	25	
40	Atomizing air/steam pressure, psig			

Figura 26: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 2

Fuente: Base de datos de Pan American Energy

FIRED HEATER DATA SHEET CUSTOMARY UNITS			
Type	Cylindrical - Vertical		
Purchaser/Owner	TECNA / PAE		
Location	CORNO II		
Manufacturer			
Date	25/9/2001	Page	4 of 11
<b>Mechanical Design Conditions (continued)</b>			
1 Wind velocity : As required by 3119-C-ET-001 Rev.:0	Wind occurrence: As required by 3119-C-ET-001 Rev.:0		
2 Wind exposure :As required by 3119-C-ET-001 Rev.:0	Seismic zone: As required by 3119-C-ET-001 Rev.:0		
3 Minimum ambient air temperature: As required by 3119-C-ET-001 Rev.:0			
Heater Section:	RADIANT	SHIELD	CONVECTION
Coil Design:			
4 Design basis for tube wall thickness (code or specification)	API RP 530		
5 Design basis for rupture strength (min. or av.)	Average		
6 Design life, hr	100.000	100.000	100.000
7 Design pressure, psig	150		
8 Design fluid temperature, ° F	450		
9 Corrosion allowance: Tubes, in	0,0625		
10 Corrosion allowance, fittings, in	0,0625		
11 Stress relieve (yes or no)	No		
12 Weld inspection requirements, X ray or other (no. of welds and degr	100 % of 10 %		
13 Hydrostatic test pressure, psig	225		
14 Maximum tube metal temperature (calculated), °F	510		
15 Design tube metal temperature, °F	574		
16 Inside film: coefficient (calc.), Btu/hr-°F-ft² / Temp °F	204 / 503		
Coil configuration			
17 Tubes (vertical or horizontal)	Vertical	Horizontal	Horizontal
18 No. of flow passes/tubes per row	4 / 11	4 / 12	4 / 12
19 Effective tube length, ft	41,86 / 41,07	11	11
20 Bare tubes, number	44	24	
21 Bare tubes, total exposed surface, ft²	3150	458	
22 Extended surface tubes, number			48
23 Extended surface tubes, total exposed surface, ft²			10,797
24 Tube spacing, center-to-center (staggered) (inline), in	18 / 12	10,4 / 12	10,4 / 12
Tube center to furnace wall, in minimum	9		
Tubes:			
25 Material (ASTM specification and grade)	A 106 Gr B	A 106 Gr B	A 106 Gr B
26 Outside diameter, in	6,625	6,625	6,625
27 Wall thickness (minimum) (average), in	0,28	0,28	0,28
28 Overall tube length, ft	39,5	12,2	12,2
29 No. of intermediate welds	Max. 1	Max. 1	Max. 1
Description of Extended Surface:			
30 Type (studs, segmented fins, or solid fins)			Segmented
31 Material			CS
32 Dimensions (height x diameter/thickness), in		1 Row @ 0,75" x 0,049" + 3 Row @ 1" x 0,049"	
33 Density (fpi)			5
34 Maximum tip temperature, °F			800
Plug-Type Headers:			
35 Location (one end or both end)			
36 Material (ASTM specification and grade)			
37 Manufacturer and type			
38 Nominal rating			
39 Welded or rolled joint			
Return Bends:			
40 Location (header box or firebox)	Firebox	Header	Header
41 Material (ASTM specification and grade)	A 234 WPB	A 234 WPB	A 234 WPB

Figura 27: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 3

Fuente: Base de datos de Pan American Energy

	Service <u>Hot Oil</u>	Equipment N° <u>H-1</u>
	Unit .....	N° Required <u>1</u>
	Type <u>Cylindrical - Vertical</u>	
<b>FIRED HEATER DATA SHEET CUSTOMARY UNITS</b>		
	Purchaser/Owner <u>TECNA / PAE</u>	
	Location <u>ZONRO III</u>	
	Manufacturer .....	
	Date <u>25/9/2001</u>	
<b>Mechanical Design Conditions (continued)</b>		
Heater Section (continued):		
1	Painting requirements <u>High temperature - Aluminium</u>	
2	Galvanizing requirements <u>none</u>	
3	Internal coatings (casing, ducts, stack) <u>Bituminous coat before ceramic fiber</u>	
4	Fireproofing requirements .....	
Burners and Auxiliary Equipment:		
Burners:		
5	Manufacturer/type <u>Zeeco / Natural Draft</u>	Location / Orientation <u>Floor / Upfiring</u>
6	Designation/size <u>GBR-14</u>	No. <u>6</u>
7	Heat release (mm Btu per burner) at design excess air:	
	Maximum <u>16,27</u>	Normal <u>14,15</u> Minimum <u>3,25</u>
8	Design pressure drop across burners, in H <sub>2</sub> O <u>0,4</u>	@ maximum heat release
9	Distance burner centerline to tube centerline: Horizontal .....	Vertical .....
10	Distance burner centerline to unshielded refractory: Horizontal .....	Vertical .....
11	Burner pilot: Capacity (mm Btu/hr) <u>0,07</u>	Fuel <u>Gas</u> Fuel pressure (psig) <u>20</u>
	Type of ignition <u>Electrical</u>	
12	Special requirements (flame detection devices, safety interlocks, etc.)	<u>UV Scanner</u>

Figure 28: Características de Fábrica Hot Oil H-1 - 4

Fuente: Base de datos de Pan American Energy

## **ANEXO K**



## VHP Series Four L7044GSI With ESM2 and emPact Emission Control System 1,120 – 1,680 BHP (835 – 1,253 kWb)

### Technical Data

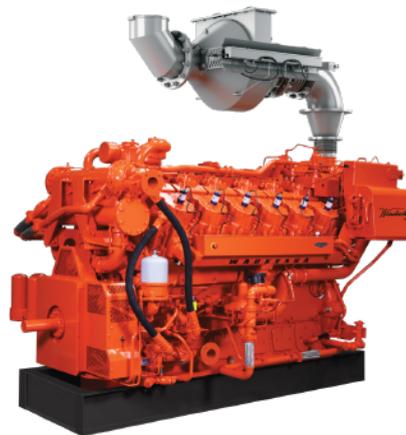
<b>Cylinders</b>	<b>V12</b>
Piston displacement	7,040 cu. in. (115 L)
Compression ratio	8:1
Bore & stroke	9.375" x 8.5" (238 x 216)
Jacket water system capacity	100 gal. (379 L)
Lube oil capacity	190 gal. (719 L)
Starting system	125 – 150 psi air/gas 24V electric

### Dimensions l x w x h inch (mm)

147 (3,734) x 85 (2,159) x 97.83 (2,485)

### Weights lb (kg)

24,250 (11,000)



INNIO's Waukesha\* VHP\* Series Four\* rich-burn engines are the engines of choice for the harshest and most demanding gas compression, power generation and mechanical drive applications. The Series Four engines can reliably produce more power on hot field gases, at high altitudes, and in remote locations, all while delivering low emissions when paired with a 3-way catalyst (NSCR).

ESM\*2 is Waukesha's next-generation engine controller, adding functionality and benefits to the proven ESM platform.

The ESM2 customer interface is a 12" full-color touch screen display panel that allows users to see all engine parameters, trend data, view manuals, and walk through troubleshooting steps, eliminating the need for a laptop computer.

ESM2 directly reads exhaust and main bearing temperatures sensors and adds crankcase pressure, boost pressure, and an oil pressure permissive for starting the engine to the list of sensors available with the previous version of ESM.

Enhanced misfire detection can capture a single misfire event and an enhanced three-dimensional timing map allows for tighter engine control over the entire range of fuels.

Waukesha's emPact Emission Control System combines an engine, catalyst, and air/fuel ratio control, factory-designed for optimal interaction and maximum performance. It consists of a factory supplied catalyst, pre- and post-catalyst oxygen sensing, and differential temperature and pressure sensors. emPact's closed-loop control system measures the engine exhaust and automatically adjusts the air/fuel ratio to keep the catalyst operating at maximum efficiency, even as speed, load, fuel, and ambient conditions change.

Figure 29: Características de Fábrica motocompresor Waukesha L7044 - 1

Fuente: Base de datos de Pan American Energy

## Performance Data

Intercooler Water Temperature 130°F (54°C)		1200 RPM	1000 RPM
	Power bhp (kWb)	1,680 (1,253)	1,400 (1,044)
	BSFC (LHV) Btu/bhp-hr (kJ/kWh)	7,881 (11,149)	7,693 (10,884)
	Fuel Consumption Btu/hr x 1000 (kW)	13,240 (3,881)	10,770 (3,157)
emPact Catalyst-Out Emissions	NOx g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	0.5 (185)	
	CO g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	1.0 (370)	
	NMHC g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	0.18 (67)	
	THC g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	1.68 (626)	
Engine-Out Emissions	NOx g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	13.30 (4,922)	12.9 (4,782)
	CO g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	11.20 (4,140)	9.4 (3,477)
	NMHC g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	0.35 (131)	0.34 (127)
	THC g/bhp-hr (mg/Nm <sup>3</sup> @ 5% O <sub>2</sub> )	2.40 (873)	2.30 (844)
Heat Balance	Heat to Jacket Water Btu/hr x 1000 (kW)	3,849 (1,128)	3,230 (947)
	Heat to Lube Oil Btu/hr x 1000 (kW)	567 (166)	463 (136)
	Heat to Intercooler Btu/hr x 1000 (kW)	179 (53)	119 (35)
	Heat to Radiation Btu/hr x 1000 (kW)	724 (212)	642 (188)
	Total Exhaust Heat Btu/hr x 1000 (kW)	3,900 (1,143)	2,962 (868)
Intake/Exhaust System	Induction Air Flow scfm (Nm <sup>3</sup> /hr)	2,424 (3,651)	1,972 (2,970)
	Exhaust Flow lb/hr (kg/hr)	11,273 (5,113)	9,171 (4,160)
	Exhaust Temperature °F (°C)	1,179 (637)	1,112 (600)

All data according to full load and subject to technical development and modification.

emPact catalyst-out emissions valid from 100% - 75% load and 1200 rpm to 900 rpm and assume proper engine/catalyst maintenance and manual adjustment as necessary.

Consult your local Waukesha representative for system application assistance. The manufacturer reserves the right to change or modify without notice, the design or equipment specifications as herein set forth without incurring any obligation either with respect to equipment previously sold or in the process of construction except where otherwise specifically guaranteed by the manufacturer.

Figura 30: Características de Fábrica motocompresor Waukesha L7044 - 2

*Fuente: Base de datos de Pan American Energy*