



Trabajo Final Integrador

Especialización en Producción de Petróleo Y gas

Tema: Utilización de gas ácido para la producción de energía en una central eléctrica de ciclo combinado

Tutor: Ing. Julio Shiratori

Integrantes

- Ing. Javier Milton Valy
- Ing. Ignacio Soler Obejero

Septiembre 2016

Objetivo	3
Introducción	3
La empresa:	3
El proyecto	4
Desarrollo técnico	5
Filosofía del diseño	5
Diagrama TS de un ciclo Combinado	¡Error! Marcador no definido.
Aprovechamiento de la energía	¡Error! Marcador no definido.
Justificación de la alternativa Seleccionada	8
Desarrollo Económico	12
Análisis de Sensibilidad:	17
Sensibilidad al Capex:	17
Sensibilidad al tiempo hasta la puesta en operación:	18
Conclusiones	19

Objetivo

El objetivo del presente trabajo final es analizar y describir la ejecución del proyecto de inversión “conversión a ciclo combinado de la central térmica cerro dragón”, que la empresa Pan American Energy está llevando a cabo en el yacimiento Cerro Dragón en comodoro Rivadavia. Como así también explicar la necesidad que llevo a la construcción del mismo, describir instalaciones y Facilities involucradas, realizar un análisis económico y análisis de sensibilidad de las distintas variables además de describir el proceso de generación de energía entre otros. La idea principal es utilizar gas ácido, con 50% de dióxido de carbono (CO₂), para la generación de energía eléctrica gas que no podría ser utilizado para otra cosa sin un costoso tratamiento previo.

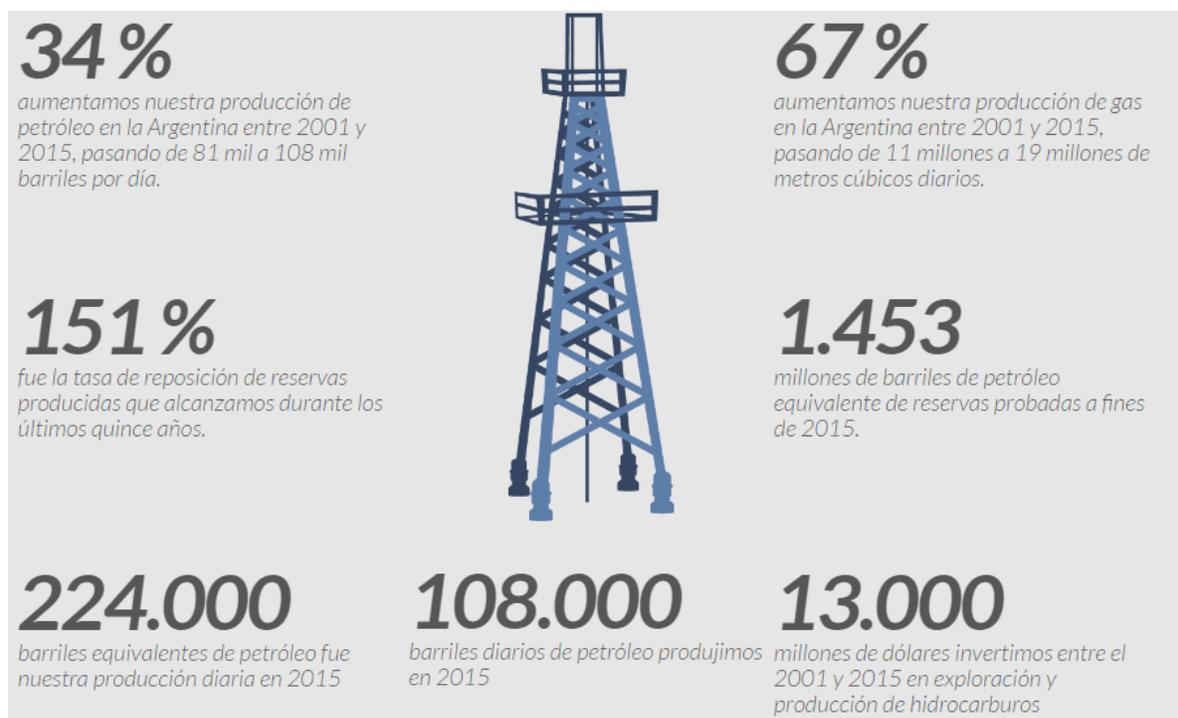
Introducción

La empresa:

Pan American Energy es la primera productora privada de hidrocarburos de la Argentina, aporta el 18% de los hidrocarburos del mercado argentino, 16% del gas y 20% del petróleo son producidos anualmente por esta compañía. Emplea en el orden de 11.000 personas tanto de personal propio como así también de empresas contratistas.

PAE opera en 4 cuencas productoras de hidrocarburos de la Argentina En el golfo San Jorge, la de mayor producción petrolera; en la Neuquina, epicentro del futuro desarrollo de reservorios no convencionales; y en las cuencas Noroeste y Austral, ubicadas en ambos extremos de la Argentina, con un significativo aporte de gas.

PAE en números:



El proyecto

PAE tiene su mayor operación en la cuenca del golfo san Jorge. Cerro Dragón es el área petrolera más importante de la Argentina y el principal centro de producción. Allí se producen diariamente 15,1 miles de metros cúbicos de petróleo y 8,5 millones de metros cúbicos de gas. En Golfo San Jorge se perforan más de 200 pozos de producción por año. Los pozos alcanzan una profundidad promedio de 2.300 metros.

Esta es una cuenca que se encuentra muy depletada la misma se empezó a explotar hace más de 40 años y que requiere un desarrollo muy importante de recuperación secundaria para aumentar el porcentaje de hidrocarburos recuperados y mantener la producción. Con este tipo de recuperación un fluido externo (en este caso agua) se inyecta en el yacimiento a través de pozos inyectoros con el objetivo de mantener la presión del yacimiento además de desplazar los hidrocarburos hacia el pozo. Esta inyección se realiza a través de grandes bombas que tienen un gran consumo energético.

Con motivo del permanente incremento de demanda eléctrica previsto se reveló que la capacidad actual de generación instalada no era suficiente para satisfacer la misma. Esta situación se torna muy relevante teniendo en cuenta la extensión de la concesión que la compañía ha conseguido.

El proyecto de generación "conversión a ciclo combinado" tiene por objetivo cubrir la capacidad de generación necesaria para garantizar el suministro de energía eléctrica en forma continua, segura y confiable a todos los proyectos de producción de gas y petróleo a desarrollarse en la cuenca del Golfo San Jorge para la producción planeada.

Se han analizado múltiples alternativas, seleccionándose como la más viable la conversión del ciclo abierto de dos turbinas de gas General Electric 6B actualmente instaladas en las central generadora de cerro Dragón en un ciclo combinado con fuego adicional. Esta alternativa permite obtener una gran flexibilidad de operación, asegurando que la demanda estará cubierta ante la contingencia de cualquier otra máquina.

La Central Térmica Cerro Dragón está ubicada a 60 Km. de Comodoro Rivadavia – Chubut - Argentina. La misma incluye dos Turbogeneradores General Electric 6B a Ciclo abierto alimentados por Gas, con una potencia de aproximadamente 40 MW cada uno, así como todas las instalaciones auxiliares.

El objeto del proyecto es convertir esta central en una de ciclo combinado de tipo 2 x 1, cuyas calderas de recuperación (HRSG) tendrán quemadores suplementarios de manera que se alcance una generación eléctrica complementaria de orden de los 80 MW netos utilizando quemadores modificados con la posibilidad de quemar gas con 50% de CO₂. Se pretende que esta central resultante trabaje en régimen de "Base", pudiendo eventualmente también despacharse en régimen de "Punta" o cíclicamente.

La Conversión a Ciclo Cerrado incluye la incorporación de, entre otros:

- Dos Calderas Duales Recuperadoras de Calor.
- Un Turbogenerador de aproximadamente 80 MW de capacidad, impulsado por Turbina de vapor.

- Un Condensador de Vapor refrigerado por aire. Debido a las limitaciones de agua que hay en la zona la refrigeración se realizara con este fluido
- Sistemas auxiliares para:
 - Enfriamiento de agua.
 - Alimentación y tratamiento de agua.
 - Dosificación química y muestreo
 - Aporte de aire comprimido
- Sistema de Control Distribuido.
- Equipamiento Eléctrico.

Con el mencionado cierre de ciclo la capacidad de generación de la Central Termoeléctrica deberá ser incrementada a una potencia máxima aproximada de 160 MW

El diseño seleccionado combina las mejores opciones en cuanto a que evita complejas configuraciones y modificaciones evitando tecnologías aun inmaduras asociado con mínimos costos operacionales que puedan afectar la disponibilidad de la planta.

Con la ejecución de este proyecto además de satisfacer a la demanda proyectada se obtendrá:

- Minimización del costo del Kwh generado
- Maximización de la confiabilidad de generación
- Reducción del consumo interno de gas de forma tal de liberar gas natural para la venta maximizando la monetización de las reservas
- Reducción de emisiones de CO₂
- Compatibilidad y optimización del sistema eléctrico de generación actual
- Se logra una mayor eficiencia térmica del conjunto, aprovechando los gases de escape de 2 máquinas de ciclo abierto, se obtiene en la tercer máquina de vapor un potencia igual a una de las máquinas de ciclo abierto sin necesidad de combustible adicional; permitiendo a su vez acrecentar la potencia a través del agregado del fuego adicional en las calderas, sin perjudicar el rendimiento global del sistema.

Desarrollo técnico

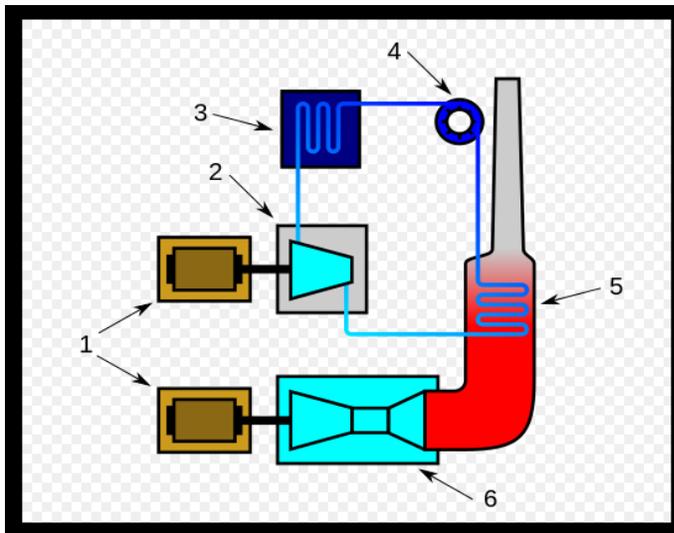
Filosofía del diseño

Los ciclos combinados son centrales de generación eléctrica de alto rendimiento. El diseño conceptual de los mismo consiste en cerrar el ciclo abierto de las turbinas de gas a fin de aprovechar los gases de escape, los cuales salen a alta temperatura, luego de la combustión utilizándolos en una caldera de recuperación, instalándose una para cada turbina de gas para calentar agua hasta llevarla a la fase de vapor. La energía térmica contenida en el vapor de agua a

alta presión es aprovechada en una turbina especialmente diseñada para trabajar con este fluido para generar energía eléctrica adicional, cerrando de esta manera el ciclo térmico.

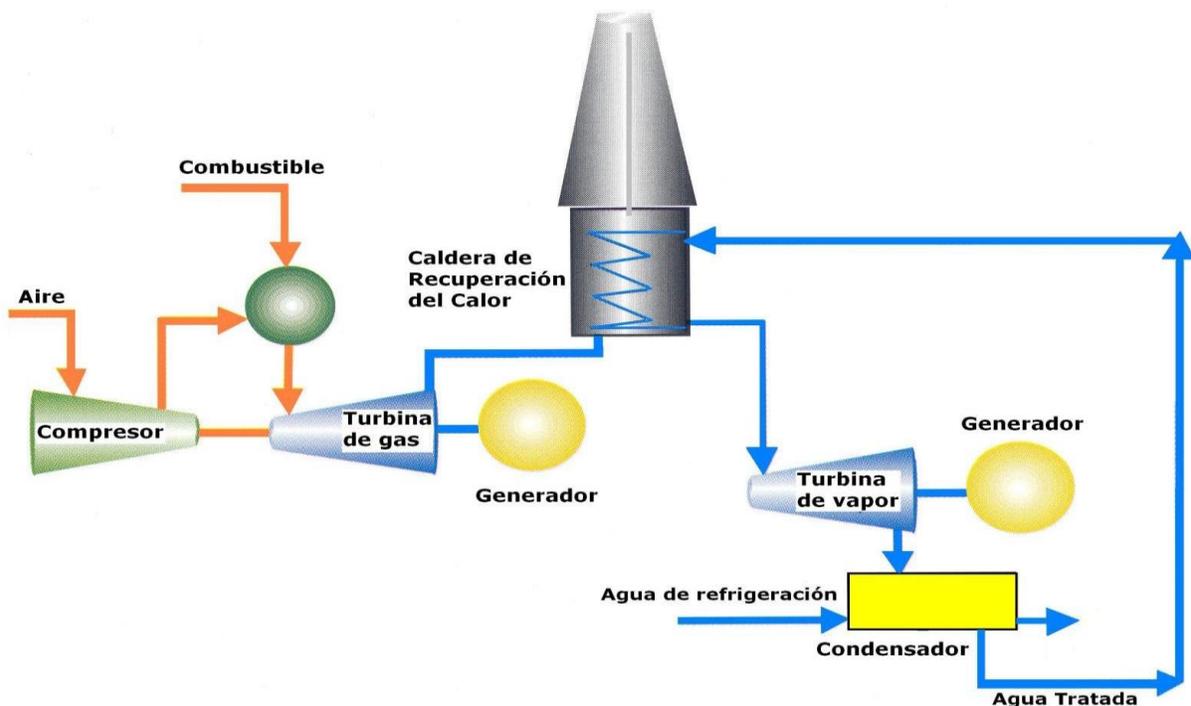
La combinación de estos dos tipos de generación permite el máximo aprovechamiento de los combustibles utilizados, obteniendo la mejor eficiencia térmica, aumentando la entrega de potencia sin aumentar el consumo de gas. Esta configuración se denomina típicamente de 2x1.

En esta figura se puede observar el clásico y básico esquema de funcionamiento de un ciclo combinado.



- 1-Generadores eléctricos
- 2- Turbina de Vapor.
- 3- Condensador
- 4- Bomba impulsora
- 5- Intercambiador de calor
- 6- Turbina de Gas.

El proceso de generación de energía mediante el ciclo combinado se basa en la utilización de una turbina de gas, una turbina de vapor y una caldera de recuperación.



El ciclo térmico del circuito agua-vapor comienza con la aspiración del aire desde el exterior, el cual es conducido al compresor de la turbina de gas a través de unos filtros. Posteriormente el aire se comprime y se combina con el combustible en una cámara donde se realiza la combustión, produciendo un flujo de gases calientes que al expandirse hacen girar la turbina de gas. Mediante el generador acoplado al eje común se convierte es trabajo

Los gases que salen de la turbina de gas pasan a la caldera de recuperación de calor. En esta se extrae el calor de los gases produciendo vapor de agua a presión para la turbina de vapor. Para finalmente devolver los gases a la atmósfera.

El vapor que sale de la turbina de vapor, pasa por un condensador donde se transforma en agua. Posteriormente el agua producida por el condensador es bombeada a alta presión hasta la caldera de recuperación para iniciar nuevamente el ciclo.

En esta turbina se transforma la energía del vapor en energía cinética del rotor. La turbina está formada por una serie de válvulas fijas y móviles a través de los cuales se expande el vapor y hace girar el rotor de la turbina.

La turbina de vapor es más robusta que la turbina de gas, ya que la presión del vapor a la entrada de la turbina es más alta que la presión de entrada del gas. No obstante la refrigeración de la turbina no es necesaria porque la temperatura del vapor es menor que la temperatura del gas.

Se realizó la proyección de la alternativa de seguir incrementando la generación con Turbinas de Gas (TG's) en vez de utilizar turbinas de vapor (TV's) pudiéndose verificar en la comparativa un significado salto den el consumo de gas en usinas; por lo que resulta indudable que la alternativa de seguir creciendo con TG's compromete severamente la disponibilidad de gas para la venta mientras por el contrario la opción de crecer con TV's permite mantener en el orden del consumo actual. Asimismo se ha previsto la factibilidad de alimentar las dos TG's existentes y las a las dos calderas con gas con alto contenido de CO₂, con gas comercia o con una combinación de ambos. Permitiendo una gran flexibilidad en cuanto a tipo de combustible según las características del desarrollo futuro del yacimiento.

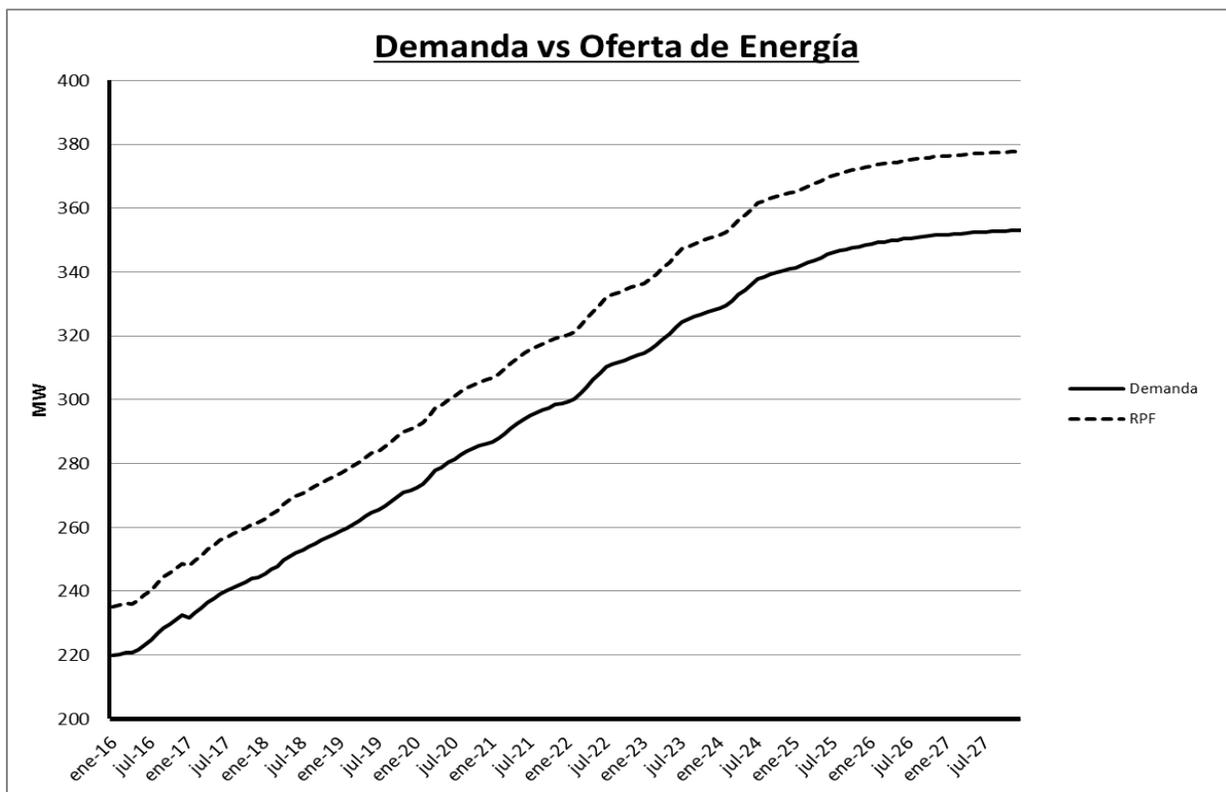
La alternativa de poder utilizar gas con alto contenido de CO₂ proveniente del yacimiento "coirón", da a este proyecto un valor agregado adicional, ya que las estimaciones preliminares establecen que su utilización para generación es mucho más competitiva que su tratamiento para su acondicionamiento para la venta. De esta forma la energía generada por este gas pobre libera su equivalente en gas natural en condiciones adecuadas para su venta, monetizando en forma indirecta, reservas que de otra forma no sería rentable su comercialización.

Justificación de la alternativa Seleccionada

Para la realización de la estimación de la demanda eléctrica se utiliza una formula empírica que considera diversos parámetros como ser: Cantidad de petróleo y gas a producir, cantidad de agua a producir y cantidad de agua a inyectar. Estos son los parámetros variables de la formula, esto quiere decir que la variación de la demanda eléctrica en esta parte de la formula depende de la producción e inyección. Luego la formula contempla una parte de demanda que es fija debida a instalaciones existentes con consumos conocidos. La suma de estas dos demandas llamadas variable y fija da el consumo esperado de energía eléctrica

Para armar la curva de pronósticos de demanda de energía se solicita a Desarrollo de Reservas una estimación de los hidrocarburos y agua a producir e inyectar en base a los objetivos de la empresa para los siguientes años denominado "Long Term Plan". Este plan de producción se realiza a un horizonte de por lo menos 20 años. Con lo que es posible pronosticar cómo será la demanda energética a largo plazo y de esta forma se analizan estrategias para satisfacer la misma.

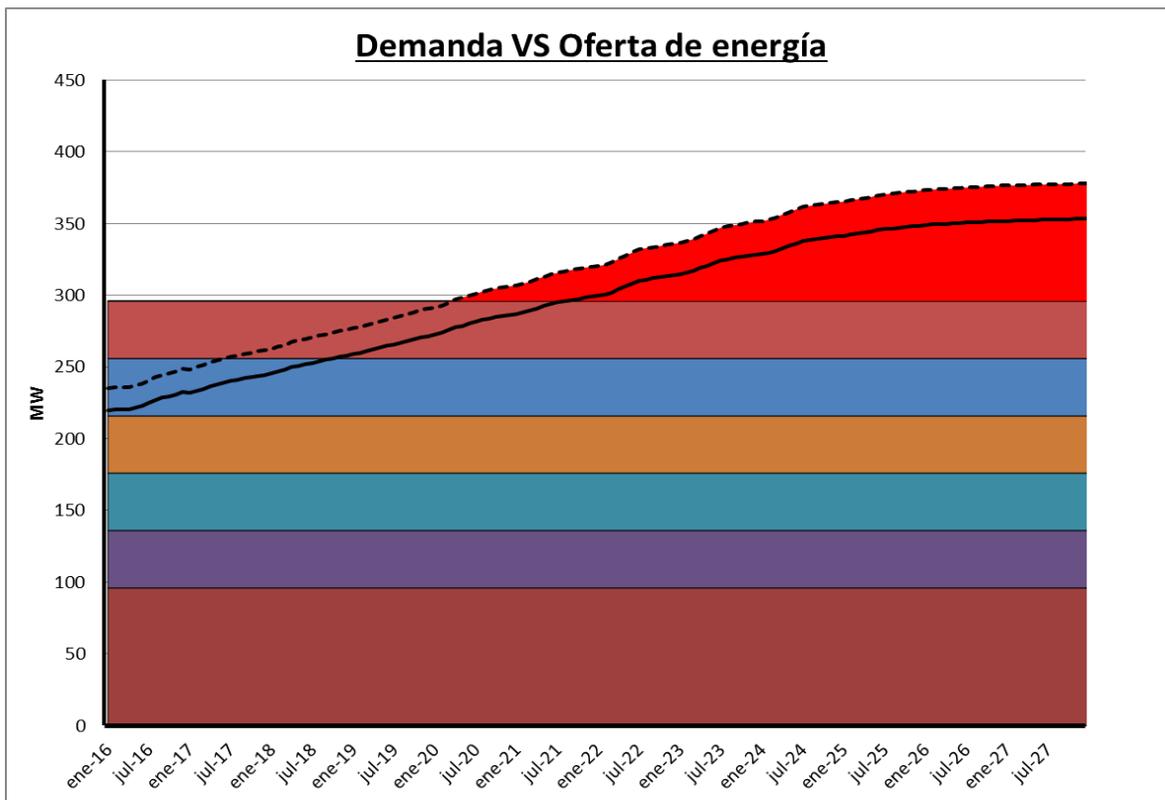
En la siguiente gráfica se puede ver la estimación de la demanda eléctrica (MW) en función de la producción e inyección estimadas. La curva punteada considera un margen de seguridad ante cualquier inconveniente que pudiera surgir denominado reserva rotante. Esta prevé que ante cualquier variación en el consumo de energía la maquina no este operado a su carga máxima de tal manera de poder responder ante estas variaciones.



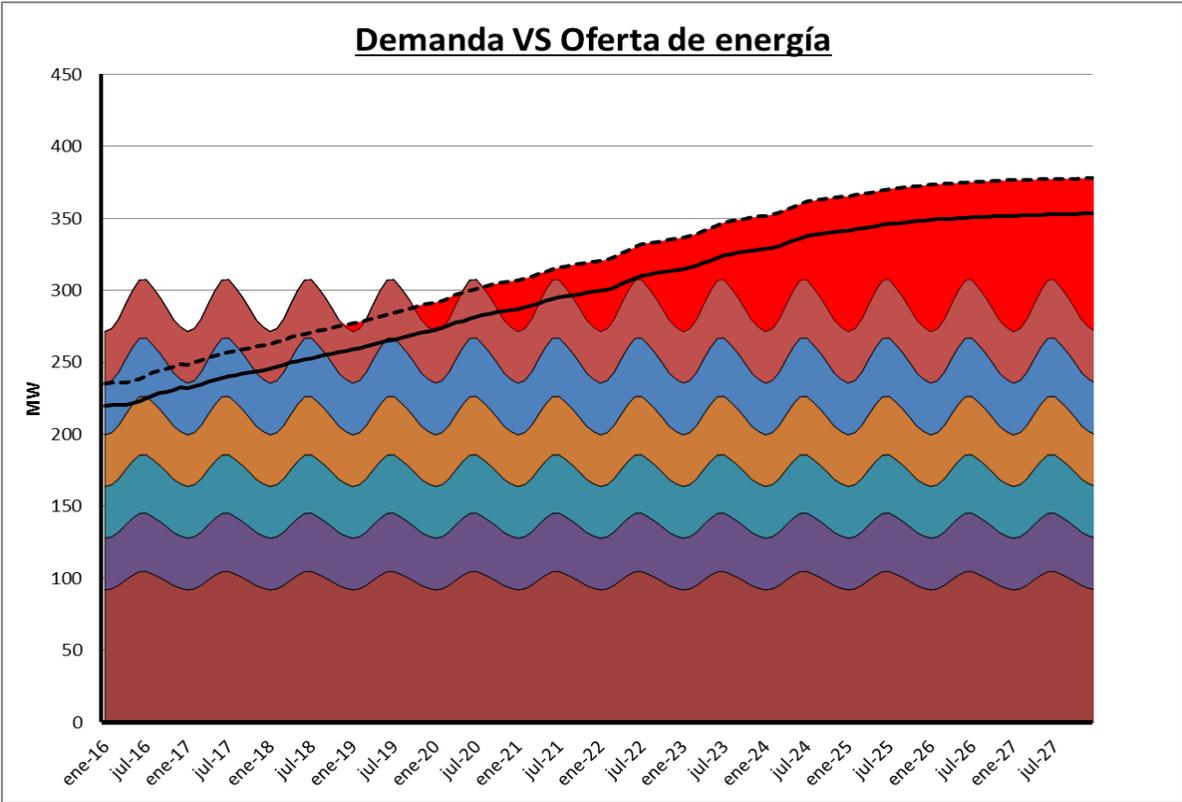
Hoy en día Pan American Energy cuenta con una capacidad / potencia instalada de aproximadamente 296 MW.

- Compuesto por 4 turbinas de gas General Electric de 40 MW de potencia nominal cada una
- 8 turbinas de gas Titan - Solar Turbines de 12 MW cada una
- 2 turbinas de gas móviles de 20 MW cada una

Se puede observar en el grafico que a partir del año 2020 con estas consideraciones empezaría a haber déficit de energía. Este escenario es muy teórico y no muy representativo de la realidad ya que no está considerando que las maquinas terminas tienen distintas eficiencias en función de la época del año, siendo más eficiente en invierno y menos eficientes en verano. Tampoco está considerando mantenimientos que hay que realizarle a las mismas ya sean preventivos o correctivos.

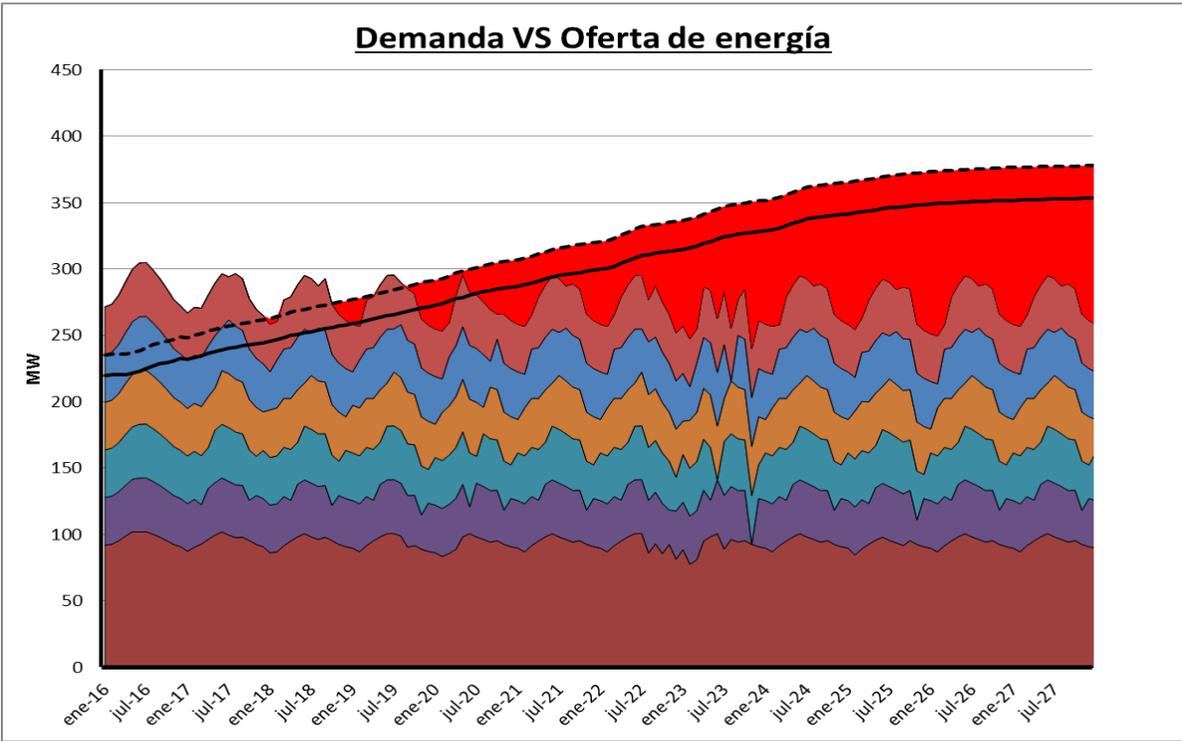


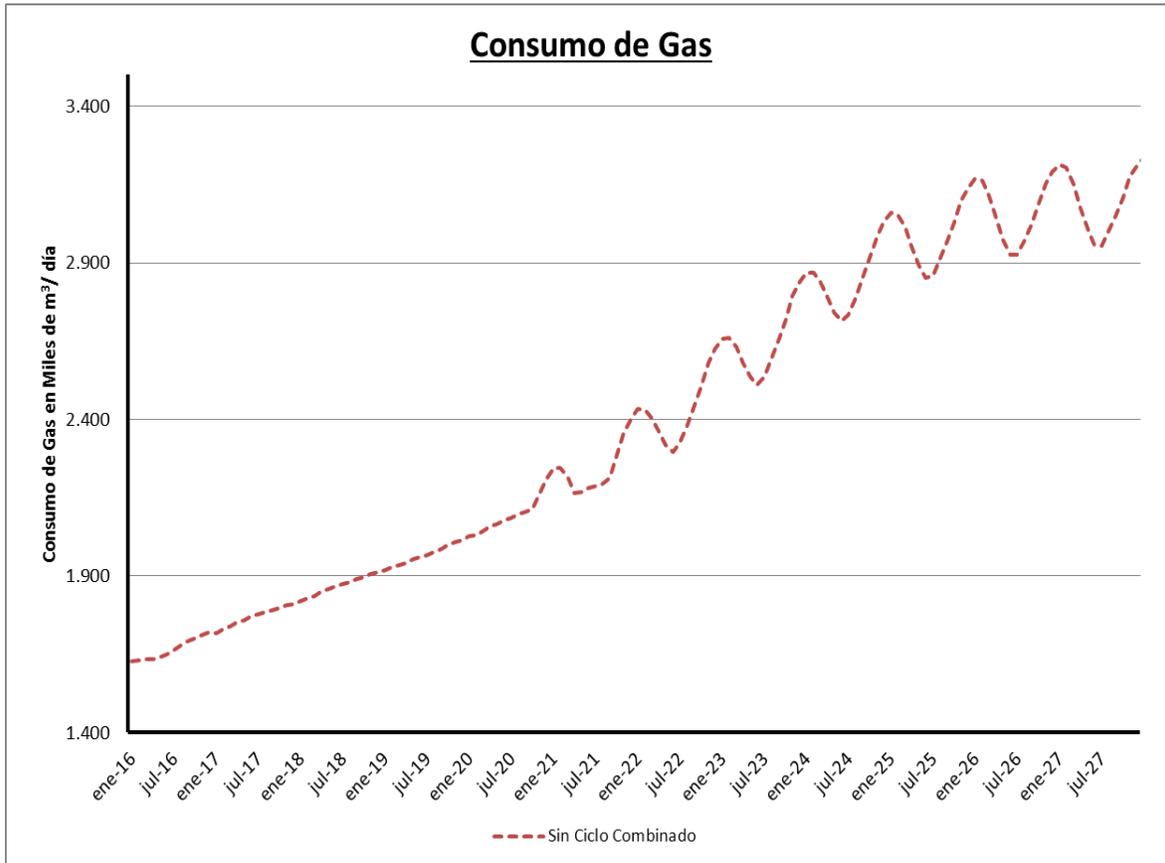
En el siguiente grafico se ve el agregado de la estacionalidad en el rendimiento de las turbinas de gas. Con picos de generación en invierno y mínimos en verano.



Con esta nueva consideración se puede ver que empieza a haber déficit en enero de 2019.

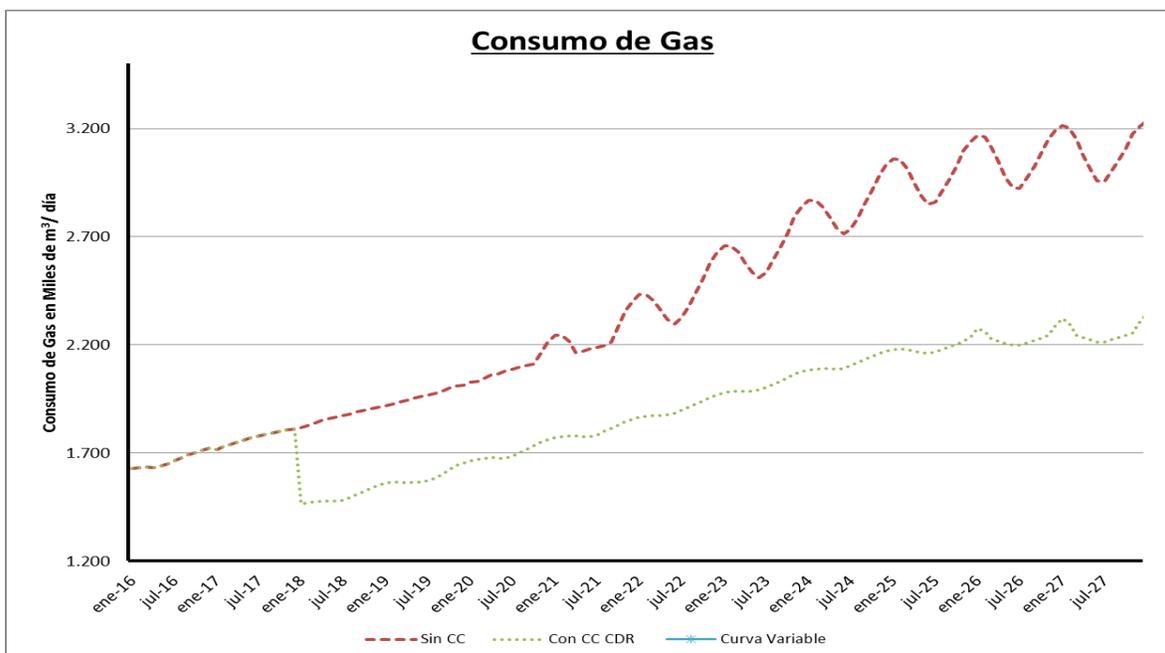
Al siguiente grafico se le agregan los mantenimientos previstos para cada una de las maquinas. Este escenario ya es mucho más representativo de la realidad.

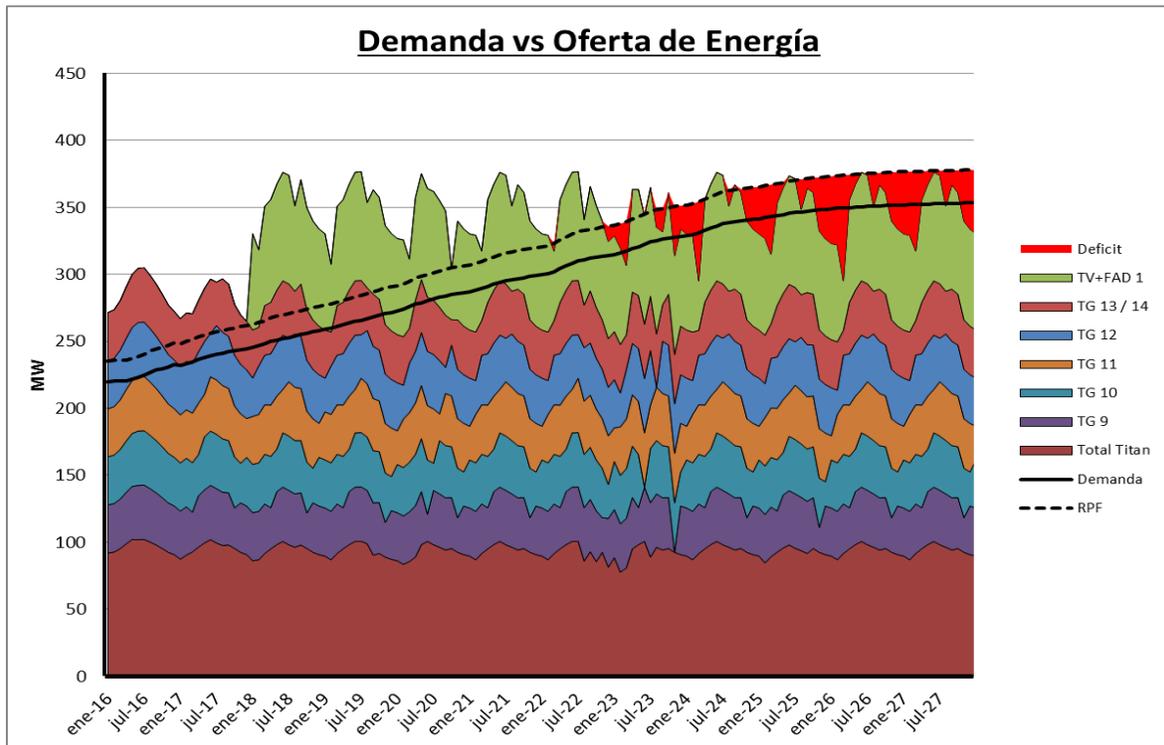




Puede observarse el grafico anterior que supone consumo de gas para la generación de energía con los mismos sistemas que se tienen hoy en día. Esto quiere decir que se satisface la demanda con máquinas similares a las existentes sin incluir un ciclo combinado.

En los siguientes gráficos se ve como sería el consumo de gas una vez que el ciclo combinado esté en funcionamiento previsto para enero de 2018 y como se satisface la demanda energética con el mismo.





Se puede observar que cuando se produce la puesta en marcha del ciclo combinado aproximadamente en enero de 2018 hay un exceso en la oferta de energía. Se analizó la posibilidad de comercializarla inyectándola en la red. Para realizar esto habría que conectar el yacimiento al sistema eléctrico nacional esto requeriría de obras y de una nueva estructura que se ocupe de la venta de energía. PAE como estrategia prefiere no estar conectado al sistema sino que por otro lado prefiere “apagar” turbinas que utilizan gas de venta para generar y abastecer la demanda con la utilización 100% del ciclo. El gas que no se utilice será comercializado. Puede observarse que en vez de vender la energía sobrante como MW la comercializado por MM/BTU.

Desarrollo Económico

En Febrero de 2013, el Gobierno Nacional, a través de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, estableció que las empresas que se inscribieran recibirían como precio de venta de gas Siete Dólares Estadounidenses con Cincuenta Centavos por millón de BTU (7,5 USD/MMBTU), por todo el volumen que supere su Inyección Base Ajustada. Pan American Energy se inscribió en este Plan, con lo cual los proyectos gasíferos de la compañía pasaron a tener una resonancia mucho mayor de la que venían teniendo dentro de su portfolio de inversiones. Al inscribirse en este plan, PAE se comprometía a inyectar al sistema de gas un cierto volumen (definido en la curva de Base Ajustada) o sino sufriría una penalidad (correspondiente a la necesidad del Estado Nacional de cubrir el faltante de este gas por medio de importación de LNG o gas proveniente de Bolivia). A su vez, el volumen por encima de esta curva se vería premiado con un precio de venta de 7,5 US\$/MMBtu. En este contexto, el proyecto de

Ciclo Combinado empleando gas ácido permitiría liberar un importante volumen de gas comercial para la venta, que de otra forma debería ser quemado para generar energía.

Como se explicó anteriormente, la demanda creciente de energía de Cerro Dragón proyectaba una necesidad de 80 MW de potencia adicional de generación. El análisis se centró en dos alternativas: montar dos ciclos abiertos de 40 MW cada uno o montar un ciclo combinado de 80 MW. De esta forma, la evaluación económico-financiera se desarrolló en forma comparativa, partiendo de las premisas propias de cada caso:

		2 Ciclos Abiertos 40 MW cada uno	1 Ciclo Combinado 80 MW
Capacidad Efectiva	kW	77.900	77.900
Energía Producida	MWh/año	655.108	655.108
Consumo de Gas	Mm3/d	606,5	223,2
Inversión	MMUS\$	X	Y > 2X
Gastos	US\$/MWh	5,0	7,0

Así se generó el flujo de fondos previsto para cada alternativa de proyecto:

2 Ciclos Abiertos de 40 MW cada uno		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 25
Información Operativa								
Vol. de Gas Consumido	MMm3		110,7	221,4	221,4	221,4	...	221,4
Energía Producida	MWh		327.554	655.108	655.108	655.108	...	655.108
Precio de Gas	US\$/MMBtu							
Precio de Energía	US\$/MWh							
Estado de Resultados								
Venta de Energía	MMUS\$							
Consumo de Gas	MMUS\$							
Impuestos	MMUS\$							
Gastos Operativos	MMUS\$							
Depreciaciones y Amortizaciones	MMUS\$							
Impuesto a las ganancias	MMUS\$							
Ingresos Netos	MMUS\$							
Flujo de Fondos								
Ingresos Netos	MMUS\$							
Depreciaciones y Amortizaciones	MMUS\$							
Flujo de Fondos Operativo	MMUS\$							
Inversiones	MMUS\$							X
Flujo de Fondos Neto	MMUS\$							

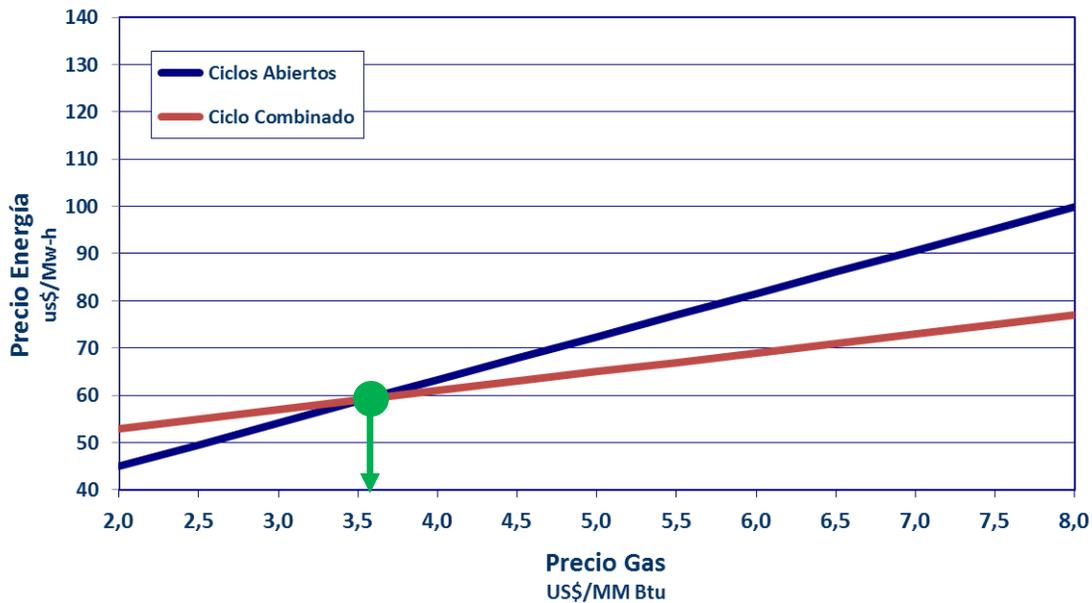
1 Ciclo Combinado de 80 MW		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 25
Información Operativa								
Vol. de Gas Consumido	MMm3			81,5	81,5	81,5	...	81,5
Energía Producida	MWh			655.108	655.108	655.108	...	655.108
Precio de Gas	US\$/MMBtu							
Precio de Energía	US\$/MWh							
Estado de Resultados								
Venta de Energía	MMUS\$							
Consumo de Gas	MMUS\$							
Impuestos	MMUS\$							
Gastos Operativos	MMUS\$							
Depreciaciones y Amortizaciones	MMUS\$							
Impuesto a las ganancias	MMUS\$							
Ingresos Netos	MMUS\$							
Flujo de Fondos								
Ingresos Netos	MMUS\$							
Depreciaciones y Amortizaciones	MMUS\$							
Flujo de Fondos Operativo	MMUS\$							
Inversiones	MMUS\$							
Flujo de Fondos Neto	MMUS\$							

Como en toda evaluación de proyectos, una de las claves y paso fundamental es entender la perspectiva desde la cual se está haciendo la evaluación. Independientemente de cuál de las dos alternativas se siguiera, el enfoque debía ser el mismo. Es así que la compañía definió al proyecto de generación de energía como una “empresa” que le “vende” energía al yacimiento sin obtener una rentabilidad adicional por encima de la tasa de descuento del proyecto, es decir, TIR = tasa de descuento.

Por otro lado, hay dos variables claves en el proyecto: el precio del gas, con el cuál se determina el costo en consumo de gas del proyecto y el precio de la energía, con el cuál se determina el ingreso del proyecto. En este punto, la idea para poder comparar las dos alternativas (ciclos abierto vs. ciclo combinado) fue correr los proyectos a diferentes valores de precio de gas, de forma de ir calculando en cada caso individual el valor de precio de la energía que hace obtener una TIR = tasa de descuento.

La forma más sencilla de comprender el resultado de estas corridas económicas es observar el siguiente gráfico:

TIR = tasa de descuento



De donde se comprende que a precios de gas mayores a 3,55 US\$/MMBtu el proyecto de ciclo combinado es más eficiente que el de dos ciclos abiertos y permite “venderle” la energía al yacimiento a un precio más bajo. Conceptualmente suena razonable ya que lo que subyace por detrás de este cuadro es que cuando el gas tiene precios altos el proyecto que consume menos de este insumo puede vender su energía más barato que el otro y obtener la misma rentabilidad. En sentido opuesto, cuando el precio del gas es muy bajo, el proyecto que es más eficiente en el uso de este recurso pierde ventaja económica.

Distribución de Ingresos:

Una información muy valiosa para las compañías a la hora de evaluar proyectos es entender cómo se distribuyen los ingresos del mismo (también conocido como *revenues breakdown*). Es un análisis muy sencillo que requiere de pocos pasos. En primero lugar se debe calcular el valor presente actualizado a la tasa de descuento empleada en el proyecto (ej: 5%, 10%, 20%, etc) de los ingresos del proyecto, en este caso, de la venta de energía. Luego se realiza el mismo procedimiento para todas las fuentes de egreso: consumo de gas, gastos operativos, impuestos, inversiones. Y dado que el objetivo apuntado por la compañía en este proyecto en puntual era no obtener un beneficio por encima de la tasa de descuento, el valor presente del proyecto actualizado a la tasa de descuento es cero, por lo cuál, la suma de los valores presentes de los egresos es igual al valor presente del ingreso:

$$VP \text{ Proyecto} = VP \text{ Ingresos} - \sum VP \text{ Egresos} = 0$$

$$VP \text{ Ingresos} = VP \text{ consumo de gas} + VP \text{ gastos operativos} + VP \text{ impuestos} + VP \text{ inversiones}$$

1 Ciclo Combinado de 80 MW		Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	...	Año 25	VP Total
Información Operativa									
Vol. de Gas Consumido	MMm3			81,5	81,5	81,5	...	81,5	
Energía Producida	MWh			655.108	655.108	655.108	...	655.108	VP suma (Año 1 a Año 25)
Precio de Gas	US\$/MMBtu								
Precio de Energía	US\$/MWh								
Estado de Resultados									
Venta de Energía	MMUS\$								VP suma (Año 1 a Año 25)
Consumo de Gas	MMUS\$								VP suma (Año 1 a Año 25)
Impuestos	MMUS\$								VP suma (Año 1 a Año 25)
Gastos Operativos	MMUS\$								VP suma (Año 1 a Año 25)
Depreciaciones y Amortizaciones	MMUS\$								
Impuesto a las ganancias	MMUS\$								VP suma (Año 1 a Año 25)
Ingresos Netos	MMUS\$								
Flujo de Fondos									
Ingresos Netos	MMUS\$								
Depreciaciones y Amortizaciones	MMUS\$								
Flujo de Fondos Operativo	MMUS\$								
Inversiones	MMUS\$		Y						VP Inversiones
Flujo de Fondos Neto	MMUS\$								

Finalmente se puede observar cómo quedan distribuidos los ingresos a través de, por ejemplo, un gráfico de torta:

Distribución de los Ingresos



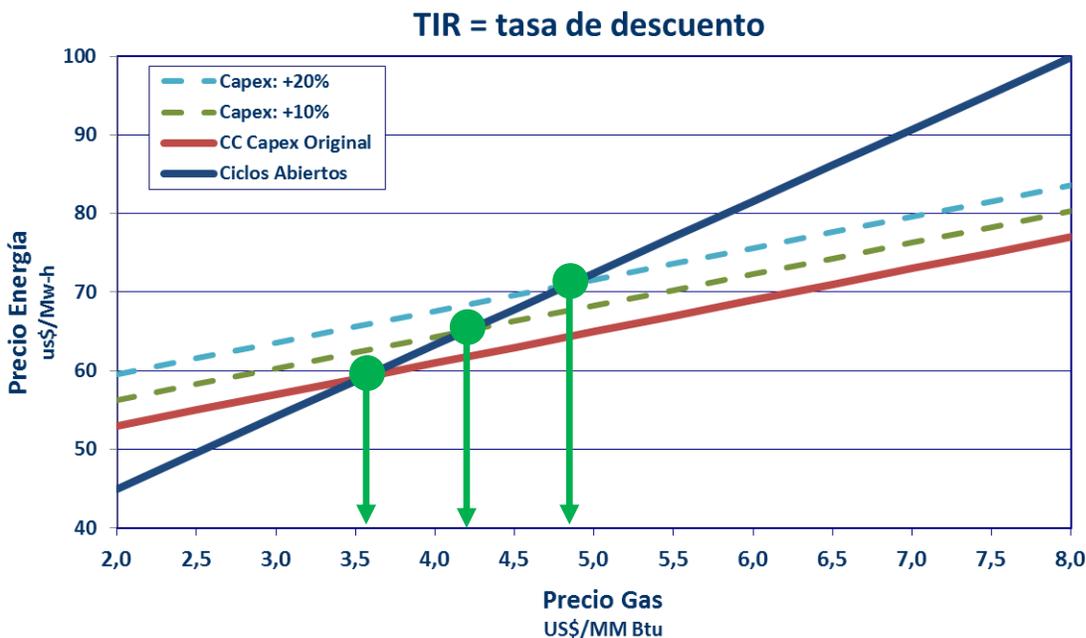
Esta es una forma que permite entender muy rápidamente cuál es el peso proporcional de cada fuente de egresos. En este caso vemos que casi la mitad de los ingresos se destinan a pagar el consumo de gas.

Análisis de Sensibilidad:

Una vez determinada la conveniencia del proyecto de Ciclo Combinado es importante efectuar un análisis de sensibilidad de la inversión. Esto significa estudiar el impacto en la economía del proyecto de cambios en los escenarios de las variables de entrada. Es importante destacar que un análisis de sensibilidad debe tener absoluta razonabilidad. Esto significa que no se debe analizar el impacto de desvíos exagerados en las variables, porque ante cambios de esa envergadura lo más probable es que el plan de un proyecto cambie drásticamente. Por ejemplo, si se está analizando el proyecto de desarrollo de un yacimiento de petróleo en un escenario de precios de crudo de 100 US\$/Bbl, no tiene sentido hacer un análisis de sensibilidad de cómo resultaría la economía de ese proyecto si el precio bajara a 15 US\$/Bbl, dado que ante una caída del 85% en una variable clave, no sería esperable que se mantenga el mismo plan de desarrollo, con lo cual el proyecto sería otro.

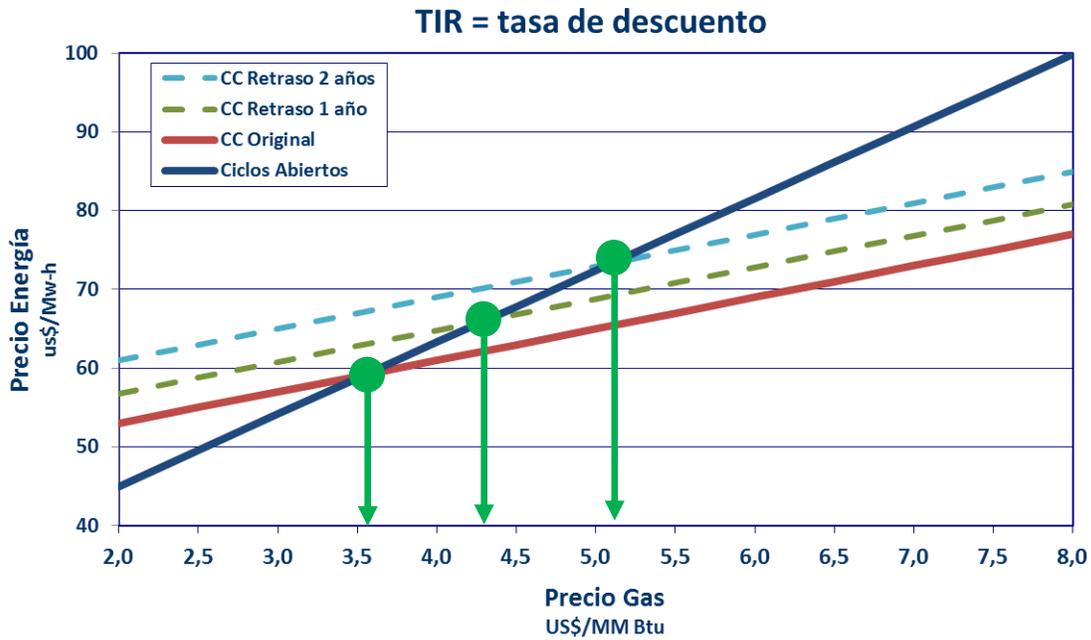
Para el proyecto de Ciclo Combinado entendemos que existen dos variables de gran impacto y con alta probabilidad de sufrir desvíos respecto al plan: las inversiones (Capex) y el tiempo que se tarde hasta tener en operación el Ciclo Combinado. Por lo tanto estudiaremos la sensibilidad del proyecto a estas variables:

Sensibilidad al Capex:



Del gráfico se desprende que un desvío en los costos de la inversión de un 10% corre el precio de quiebre de 3,55 US\$/MMBtu a 4,20 US\$/MMBtu. A su vez, un desvío de 20%, lo lleva a 4,85 US\$/MMBtu. Estos precios siguen estando por debajo del precio de venta del Plan Gas (7,50 US\$/MMBtu) e incluso están en línea con los precios de venta que se pueden conseguir en contratos de Gas Plus, por lo cuál no hay riesgos de destruir la economía del proyecto.

Sensibilidad al tiempo hasta la puesta en operación:



En este caso observamos que un retraso en un año en la entrada en operación del Ciclo Combinado genera un incremento en el precio de quiebre que lo lleva a 4,30 US\$/MMBtu y que un retraso de dos años lo lleva a 5,10 US\$/MMBtu. Podemos realizar un razonamiento análogo al de la sensibilidad a la inversión y definir que no corre riesgos la economía del proyecto en el contexto de precios de precios de venta de gas que se tiene.

Conclusiones

Luego del análisis realizado, se puede observar que el diseño seleccionado para la generación de energía, satisface la demanda que se verá incrementada por el desarrollo de la recuperación secundaria. Además generará un mega watt más económico que con cualquier otra configuración de manera continua, segura y confiable.

Se utilizará gas con alto contenido de CO₂ que no está apto para la venta y su procesamiento para acondicionarlo es muy costoso y para este tipo de gas además es poco efectivo (se han realizado pruebas piloto de filtros de membranas con malos resultados). Esto permitirá liberar gas de venta con el cual se genera energía actualmente, incrementando los beneficios de la compañía.

En lo que respecta a la evaluación económico-financiera del proyecto de Ciclo Combinado, esta resulta satisfactoria. El proyecto permite “vender” energía al yacimiento a precios que generan una TIR = tasa de descuento. A su vez, se ha demostrado la conveniencia del Ciclo Combinado respecto a la alternativa de generación a través de dos ciclos abiertos.

Se efectuó un análisis de sensibilidad a las dos variables de alta probabilidad de desvío respecto a la planificación original y se constató la robustez del proyecto. Por todo esto, se desprende que, en el contexto legal y contractual vigente para los precios de venta de gas del yacimiento Cerro Dragón, el proyecto de Ciclo Combinado es el más eficiente y el que mayor valor le aporta a la compañía.