

**EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DEL CENTRO DE
AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXISTENTE EN EL CAMPO CASABE
DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO, DE ECOPETROL S.A.,
UBICADO EN YONDÓ ANTIOQUIA**

**JAVIER RICARDO ARCINIEGAS MANTILLA
ALVARO LEONARDO JÁCOME PÉREZ**



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2011**

**EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DEL CENTRO DE
AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXISTENTE EN EL CAMPO CASABE
DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO, DE ECOPETROL S.A.,
UBICADO EN YONDÓ ANTIOQUIA**

**JAVIER RICARDO ARCINIEGAS MANTILLA
ALVARO LEONARDO JÁCOME PÉREZ**

**Proyecto de Grado presentado como requisito para optar al título de
ESPECIALISTA EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS**

**Director:
M.S.C CÉSAR YOBANY ACEVEDO ARENAS
Ingeniero electricista
Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos**



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE BUCARAMANGA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE RECURSOS ENERGÉTICOS
BUCARAMANGA
2011**

CONTENIDO

	Pág.
1. RESUMEN DEL PROYECTO	7
1.1 NOMBRE DEL PROYECTO	7
1.2 NOMBRE DE LAS ENTIDADES RESPONSABLES	7
1.3 JUSTIFICACIÓN	7
1.4 OBJETIVOS, METAS Y ALCANCES DEL PROYECTO A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO	7
1.5 RESUMEN DE BENEFICIOS Y CARACTERÍSTICAS DE LA POBLACIÓN OBJETIVO	8
1.6 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	8
1.7 INDICADORES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	8
1.8 FUENTES DE FINANCIAMIENTO PROPUESTAS Y SU DISTRIBUCIÓN	9
1.9 RESUMEN DEL ESQUEMA INSTITUCIONAL Y GERENCIAL PARA LA EJECUCIÓN Y OPERACIÓN DEL PROYECTO	9
2. ANTECEDENTES	10
2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	12
2.2 CANTIDAD DE FALLAS	15
2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE GENERACIÓN EXISTENTE	16
2.4 CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO EXISTENTE	17
3. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO	19
3.1 LOCALIZACIÓN	19
3.1.1. MACRO LOCALIZACIÓN (LOCALIZACIÓN A NIVEL DE REGIÓN).	19
3.1.2. MICRO LOCALIZACIÓN.	19
3.2 INGENIERÍA DEL PROYECTO	19
3.3 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS	23
3.4 CRONOLOGÍA	24
3.5 GESTIÓN ENERGÉTICA	26
4. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y JURÍDICOS	28
5. ASPECTOS AMBIENTALES	32
6. PROGRAMA PILOTO DE INCREMENTO DE AUTOGENERACIÓN	35

7. EVALUACIÓN FINANCIERA	36
7.1 FLUJO DE FONDOS	36
7.2 PAUTAS DEL ANÁLISIS	37
7.3 ESCENARIOS POSIBLES	38
7.3.1. PROYECTO COMPLETO.	38
7.3.2. PROYECTO DE 4 MW HASTA 2015.	40
7.3.3. PROYECTO PILOTO. MÁQUINA ADICIONAL DE 1,2 MW.	41
8. CONCLUSIONES	43
9. BIBLIOGRAFÍA	44
ANEXO 1	45

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
FIGURA 1. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE FUENTES DE SUMINISTRO DEL CAMPO CASABE	13
FIGURA 2. PRONÓSTICO DE CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CAMPO CASABE.	14
FIGURA 3. FES SUMINISTRO ELÉCTRICO CAMPO CASABE AÑOS 2009 – 2010	15
FIGURA 4. LOCALIZACIÓN CAMPO CASABE	20
FIGURA 5. DIAGRAMA UNIFILAR PROPUESTO	22
FIGURA 6. DIAGRAMA ESQUEMÁTICO PROPUESTO PARA EL CENTRO DE GENERACIÓN	24
FIGURA 7. FASES DEL PROYECTO	27
FIGURA 8. PRONÓSTICO DE GAS CAMPO CASABE	34

LISTA DE TABLAS

	Pág.
TABLA 1. VALORES DEL KW-H SEGÚN FUENTE DE SUMINISTRO	12
TABLA 2. VALORES DE FES Y DES CAMPO CASABE ENERO – JUNIO 2010	15
TABLA 3. RESUMEN DE FALLAS OCURRIDAS EN 2010	16
TABLA 4. IMPACTO EN PRODUCCIÓN DE LAS FALLAS OCURRIDAS EN 2010	17

1. RESUMEN DEL PROYECTO

1.1 NOMBRE DEL PROYECTO

EVALUACIÓN DEL PROYECTO DE AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DEL CENTRO DE AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EXISTENTE EN EL CAMPO CASABE DE LA SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO, DE ECOPETROL S.A., UBICADO EN YONDÓ ANTIOQUIA.

1.2 NOMBRE DE LAS ENTIDADES RESPONSABLES

ECOPETROL S.A. VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN, GERENCIA REGIONAL MAGDALENA MEDIO, SUPERINTENDENCIA DE OPERACIONES DEL RÍO.

1.3 JUSTIFICACIÓN

Los volúmenes de gas producidos actualmente en el Campo Casabe, perteneciente a la Superintendencia de Operaciones del Río, SOR, de la Vicepresidencia de Exploración y Producción, VPR, de Ecopetrol S.A., y el alto número y duración de las fallas de suministro eléctrico del campo, con las consecuentes pérdidas de producción, y las actuales regulaciones del Ministerio de Minas y Energía sobre la quema de gas y factores como el fenómeno del niño, ofrecen la oportunidad de desarrollar un proyecto para cubrir la demanda energética del campo con un centro de autogeneración de energía eléctrica, utilizando como combustible el gas producido.

La evaluación del proyecto de ampliación permitirá determinar su pertinencia, eficiencia, y eficacia para garantizar una asignación óptima de los recursos disponibles, teniendo en cuenta el costo de los recursos y la magnitud del impacto que producen.

1.4 OBJETIVOS, METAS Y ALCANCES DEL PROYECTO A CORTO, MEDIANO Y LARGO PLAZO

Evaluar el proyecto de ampliación del centro de generación de energía eléctrica existente, el cual permitirá maximizar la confiabilidad del suministro eléctrico para los circuitos de producción del Campo Casabe, de la Superintendencia de Operaciones del Río de Ecopetrol S.A., ubicado en Yondó, Antioquia.

Determinar mediante la aplicación de técnicas cuantitativas y/o cualitativas la conveniencia o no, de la asignación de recursos para el proyecto de ampliación del Centro de Autogeneración de energía eléctrica del Campo Casabe, de la

Superintendencia de Operaciones del Río de Ecopetrol S.A., ubicado en Yondó, Antioquia, para las vigencias 2011 a 2021.

El alcance esperado del proyecto está definido a partir de los siguientes resultados:

- Incrementar la productividad del campo a través del mejoramiento de los indicadores de frecuencia de fallas, FES, y duración de fallas, DES.
- Reducir los niveles de quema de gas producido.
- Minimizar el número de daños en los pozos por la inestabilidad en el suministro eléctrico.
- Aportar al Sistema Interconectado Nacional, SIN, a través del modelo de Autogeneración.
- Generar valor a partir de la utilización del gas de campo como combustible para la producción de energía eléctrica.
- Continuar con el modelo de autogeneración trazado por la Compañía, en concordancia con la visión de la misma, que cambió de ser una empresa productora de hidrocarburos a ser una empresa líder en energía.

1.5 RESUMEN DE BENEFICIOS Y CARACTERÍSTICAS DE LA POBLACIÓN OBJETIVO

- Determinar y comparar la rentabilidad del proyecto, contrastando el flujo de costos y beneficios actualizados, que se desprenden de su implementación.
- Utilizar el criterio de costo efectividad para comparar los costos monetarios, con la posibilidad de alcanzar eficientemente los niveles de confiabilidad requeridos de suministro de energía eléctrica para el sistema de levantamiento de crudo existente en el campo.
- Identificar, analizar y explicar en qué medida el proyecto contribuirá a modificar la situación inicial antes del proyecto, y la nueva situación esperada como consecuencia de la ejecución y operación del mismo.
- Definir los indicadores que permitan verificar los cambios producidos por el proyecto para sugerir adecuaciones y correcciones en la fase de ejecución.

1.6 RESUMEN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos de inversión, operación y mantenimiento del proyecto estarán incluidos dentro del valor de kilovatio hora (KW-H) ofertado.

1.7 INDICADORES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera se realizará con base en las pautas descritas a continuación:

- Valor KW-H actual del centro de generación existente: \$ 100,1
- Valor propuesto del KW-H por 11 años de operación hasta 2021: \$ 20 menos del valor actual.
- Valor propuesto del KW-H por 5 años de operación entre 2013 y 2015: \$ 10 menos del valor actual.
- Valor del Mantenimiento por pozo después de un corte eléctrico: \$ 6,000,000
- Frecuencia de fallas anuales en promedio, FES: 15
- Pérdidas de producción anuales por fallas de suministro eléctrico: 20,000 Barriles.
- Valor del Crudo por Barril (USD 39,7/ barril). Proyectado hasta 2021.
- Valor del dólar: \$1900. Proyectado hasta 2021.
- Valor de las regalías del gas desperdiciado \$151 por KPC, calculado con base en el precio del gas Guajira.
- Rentabilidad Exigida por Ecopetrol S.A.: 12.20%
- IPP proyectado de 4% anual.

1.8 FUENTES DE FINANCIAMIENTO PROPUESTAS Y SU DISTRIBUCIÓN

Recursos propios apropiados dentro del presupuesto para el pago de la energía eléctrica del campo CASABE. La inversión será realizada en su totalidad por el tercero, el cual ofertará a Ecopetrol S.A., un valor por KW-H de la energía suministrada por el centro de generación.

1.9 RESUMEN DEL ESQUEMA INSTITUCIONAL Y GERENCIAL PARA LA EJECUCIÓN Y OPERACIÓN DEL PROYECTO

- Ecopetrol S.A. contratará con un tercero, el cual ofertará un valor de tarifa de energía unitaria que incluye factores como tales como costos, gastos de administración, imprevistos, utilidades, impuestos, tributos, costos de personal, equipos, instalaciones y vehículos, entre otros.
- El Centro de Generación será adquirido, construido, instalado, operado y mantenido por el proveedor de servicios.
- Los equipos o sistemas de generación adquiridos por el proveedor serán de su libre selección y configuración.
- Ecopetrol S.A. establecerá la condición de Autogenerador teniendo en cuenta las regulaciones de la CREG para este efecto.

2. ANTECEDENTES

El campo de Casabe está ubicado en la parte oriental del Municipio de Yondó al costado occidental del Río Magdalena, de sur a norte, frente a la ciudad de Barrancabermeja. El Campo Casabe, perteneciente a la antigua concesión Yondó, de la compañía Shell Cóndor, se descubrió en 1941 con el completamiento exitoso del Pozo Casabe 1, con tasa inicial de 430 BOPD. La producción comercial del campo comenzó en 1945 y alcanzó en 1953 un máximo de 46.000 BOPD y luego bajó a 4.600 BOPD en diciembre de 1979.

En 1936 la Compañía de Petróleos El Cóndor S.A., perteneciente a la multinacional SHELL, inició los reconocimientos técnicos sobre el valle medio del Magdalena, con el fin de vislumbrar la existencia de petróleo. Fue necesaria la construcción de un dique sobre la orilla del río para iniciar los trabajos que permitirían, más tarde, hacer habitable el lugar. Casabe 1 fue el primer pozo perforado en el área de la Concesión Yondó, frente al Puerto de Barrancabermeja, cuatro años más tardes iniciaba la explotación comercial de la Concesión y Casabe se convertiría en uno de los campos productores más importantes del país. Los siete generadores de la Planta Eléctrica producían la energía necesaria para impulsar 396 unidades de bombeo, que extraían el crudo de los pozos, mover la maquinaria industrial y suministraban energía para las oficinas e instalaciones residenciales.

Después de 1969 comenzó a disminuir la actividad en razón a la baja producción y al precio del barril que hacía poco rentable cualquier inversión de capital. A partir de 1976 y bajo la administración de la Empresa Colombiana de Petróleos, se iniciaron los primeros estudios, tendientes a mejorar las condiciones de operación y producción del campo. En 1979 fue constituido el municipio de Yondó, Antioquia.

En 1985 se inicia la recuperación secundaria del sector norte del campo, a través del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante inundación con agua”, con el cual la compañía pone en marcha el proyecto de mayor importancia de cuantos haya emprendido en toda su historia. El diseño básico de la ingeniería del proyecto la formuló y ejecutó personal técnico de Ecopetrol S.A. Para llevar a cabo este proyecto se realizaron las siguientes actividades:

- Perforación de 508 pozos inyectores de agua y 83 productores.
- Reacondicionamiento de 331 pozos productores existentes y compra de equipos de extracción.
- Perforación de nueve pozos de captación de agua.
- Instalación de redes de captación y distribución de agua.

- Diseño en detalle y construcción de la planta de inyección con capacidad de 300.000 barriles de agua por día y 52 estaciones de inyección.
- Construcción de la estación de almacenamiento y bombeo de crudo Casabe.
- Construcción del sistema de recolección, tratamiento y manejo de crudo y aguas residuales.
- Interconexión y reformas del sistema eléctrico.

Después de 2004, tras una alianza entre Ecopetrol S.A. y la compañía Schlumberger, que implicó el uso de nuevas tecnologías, se logró una importante recuperación que a febrero pasado representó una producción de 15.397 barriles promedio por día, muy por encima de los 5.250 que produjo en el 2003, antes de la alianza con la multinacional de servicios petroleros. El promedio de producción de Casabe, en lo corrido del 2010 es de 17.048 BPD y se estima que al final del año deberá estar produciendo 25.000 barriles, según Carta Petrolera. La alianza inicialmente cubría hasta el año 2010, pero en el mes de mayo de 2010 se firmó una nueva vigencia hasta el año 2020.

Ante las nuevas expectativas de crecimiento de producción, la demanda de energía eléctrica, que actualmente es de 10,5 MW, superará los 23 MW. El sistema de levantamiento que está siendo utilizado en el campo es muy sensible a las fallas eléctricas, razón por la cual se requiere confiabilidad en el suministro de energía.

El descubrimiento de pozos gasíferos en el campo y la inexistencia de facilidades para su explotación, ofrecen mayor atractivo para el desarrollo del proyecto.

En diciembre de 2007 Ecopetrol S.A. firmó cinco contratos para el suministro de energía por medio de centros de generación con gas para los campos de Tibú, Cantagallo, Yariguí, El Centro y Casabe, para los cuales se adelantó un concurso abierto, con una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2012. En este contrato Ecopetrol S.A. se comprometía a suministrar el gas combustible y el proveedor a instalar, operar y mantener el Centro de Generación con una eficiencia energética superior al 27%. Para el caso particular de Casabe el Centro de Generación se instaló con valores de 0,5 MW, como Energía Horaria Mínima Contratada, EHMC, y 1 MW de Energía Horaria Mínima Instalada, estas definiciones serán profundizadas más adelante. El Centro de Generación arrancó con el suministro de energía el 1 de marzo de 2009.

2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El Campo de Casabe cuenta con cuatro fuentes de energía eléctrica, ver diagrama en la figura 1.

Termo Barranca, generador con el cual se tiene un contrato de suministro de energía eléctrica de 15 MW, con posibilidad de incrementar hasta 40 MW, a un costo de \$70 por KW-H, el combustible es suministrado por Ecopetrol S.A., en forma de gas o combustóleo de acuerdo con la necesidad, este combustible incrementa el precio del KW-H en \$70 u \$80 respectivamente. Este contrato tiene vigencia hasta el 31 de octubre de 2013. Termo Barranca suministra alrededor del 60% de la energía consumida en el campo, por efectos del contrato establecido se pagan en promedio \$200 millones de pesos mensuales por disponibilidad de energía no consumida.

La Refinería de Barrancabermeja, cuyo centro de control de potencia se constituye en el operador del sistema eléctrico del campo, suministra alrededor del 20% de la energía eléctrica. La carga del campo Casabe se encuentra en un nivel de deslastre II, programado por la Refinería de Barrancabermeja, GCB.

El Sistema Interconectado Nacional, SIN, con el cual se tiene un convenio de suministro y cuyo valor del KW-H asciende a \$255,25, suministra, en promedio, el 10% de la energía eléctrica, en caso de falla de las fuentes descritas.

El Centro de Autogeneración, suministra el 10% restante de la energía, desde su inicio de operaciones en marzo de 2009. El costo del KW-H es de \$100.1, con un incremento anual basado en el índice de precios al productor, IPP. En razón a que la carga instalada supera en gran medida la capacidad del centro de autogeneración, CA, al presentarse fallas en el suministro principal el CA queda por fuera de servicio. El sistema de deslastre de carga se está implementando actualmente para permitir la continuidad de parte de la carga instalada.

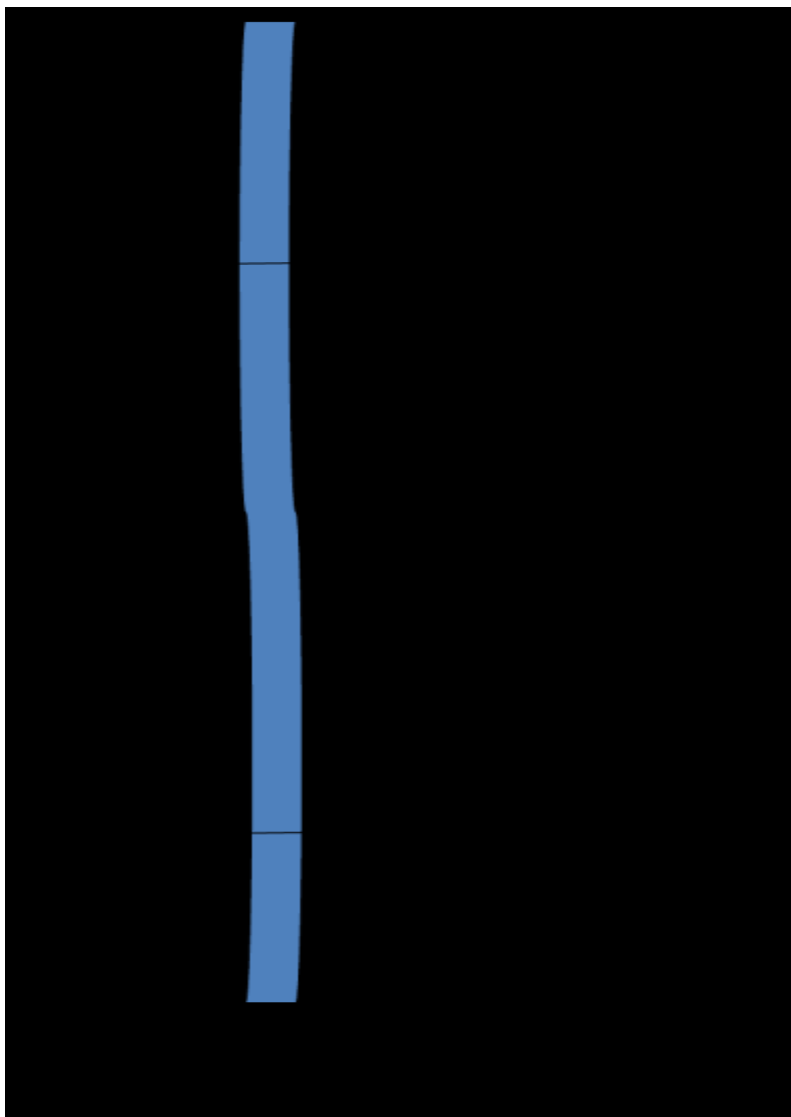
La tabla 1 muestra un resumen de los costos del KW-H dependiendo de las cuatro fuentes definidas para el Campo.

Tabla 1. Valores del KW-H según fuente de suministro

Centro Autogeneración Casabe	GRB	TERMOBARRANCA	SIN
\$100.1	\$ 135	\$140	\$255,25

Fuente: Autores

Figura 1. Diagrama esquemático de fuentes de suministro del Campo Casabe



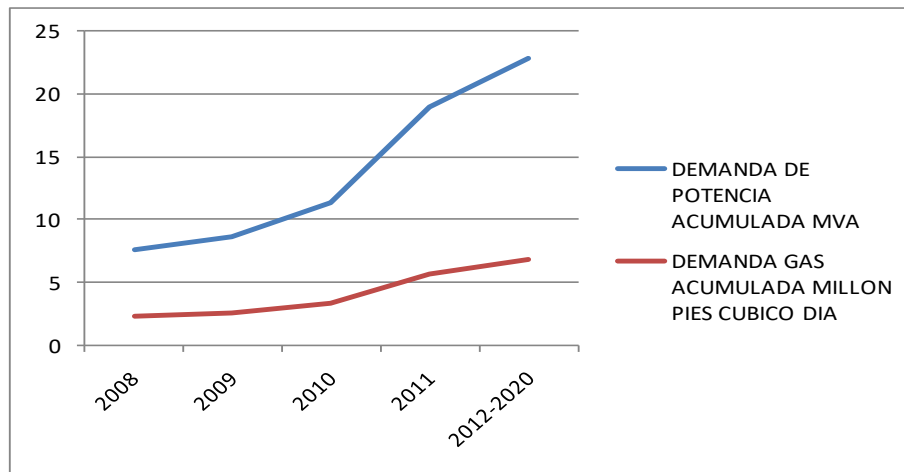
Fuente: Autores

Las cargas del campo pueden dividirse en tres: La carga de los circuitos de Producción, alrededor de 4 MW, la carga del sistema de inyección de agua, correspondiente a 5 MW, y las cargas de la zona industrial, campamentos, el pueblo de Yondó y veredas aledañas como San Luis y El Tigre, correspondiente a 1,5 MW.

Los pronósticos de carga que se han elaborado en el campo muestran aumentos de carga tanto en el área de Producción como en la de inyección de agua, hasta un valor máximo de 22 MW, de acuerdo con el pronóstico de carga presentado en la figura 2. Los valores de demanda de gas se calculan de acuerdo con los valores monitoreados de consumo de las máquinas actuales, alrededor de 250.000 pies cúbicos de gas por megavatio de energía eléctrica suministrada.

La falta de continuidad en el suministro eléctrico afecta principalmente las cargas del sistema de producción, en razón al tipo de levantamiento existente en el campo, bombas de cavidades progresivas, muy sensibles a los cortes de energía eléctrica. Además de las pérdidas de producción, se generan daños en los pozos que obligan a intervenciones con equipos de mantenimiento de subsuelo, que implican altos costos para la operación

Figura 2. Pronóstico de consumo de energía eléctrica en Campo Casabe.



Fuente: Autores

Durante los primeros seis meses del año 2010 se han generado pérdidas de producción, causadas por fallas en el suministro de energía eléctrica de las fuentes, por un valor de 9167 Barriles de Aceite. Con un FES de 13, y un DES de 1 hora 33 minutos, inadmisibles para campos de producción de petróleo. Ver tabla 2.

El número de trabajos de mantenimiento de subsuelo realizados en 2010 asciende a 12, alrededor de uno por cada falla de suministro, con un costo de \$6.000.000 por mantenimiento.

Tabla 2. Valores de FES y DES Campo Casabe Enero – Junio 2010

DESCRIPCIÓN	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	TOTAL
FES	0	0	6	4	1	2	13
DES	0:00:00	0:00:00	0:18:00	0:18:00	0:05:00	0:52:00	1:33:00

Fuente: Reportes diarios de producción del Campo Casabe de 2009 y 2010

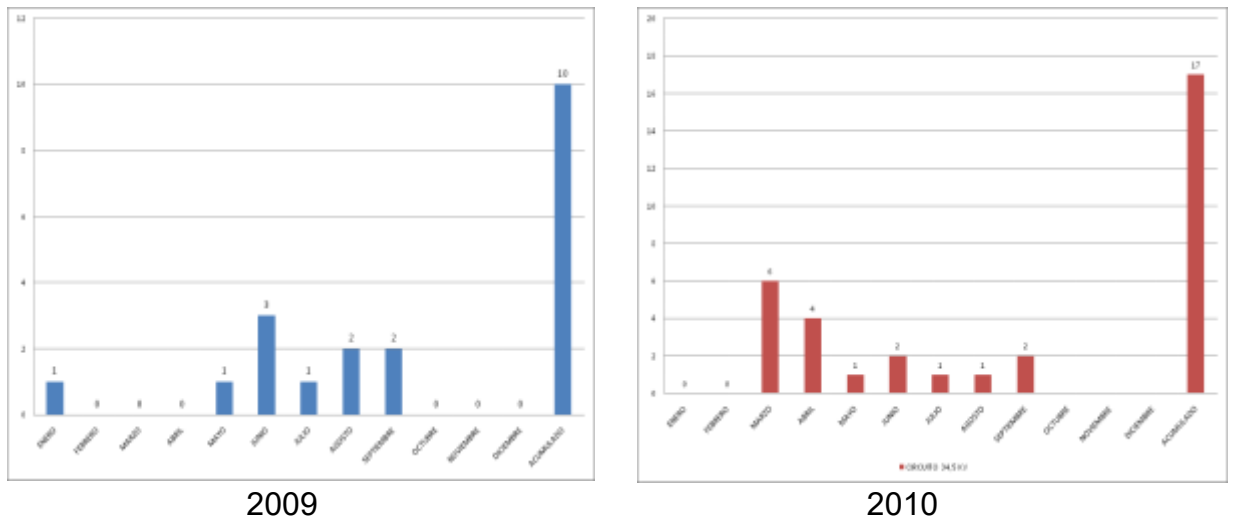
De acuerdo con el artículo 52 de la resolución 181495 de septiembre de 2009, se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia se deben proveer las facilidades para su utilización. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera será objeto del pago de regalías.

La ampliación del Centro de Generación, con los valores de gas pronosticados para el campo, alcanzaría una potencia de 8 MW, suficiente para cubrir los circuitos asociados a la producción del campo. El análisis cubre la inclusión de las variables de mayor costo de la energía eléctrica sobre las pérdidas operacionales relacionadas con la baja confiabilidad de las fuentes actuales, y las reducciones en penalizaciones por quema de gas.

2.2 CANTIDAD DE FALLAS

La figura 3 muestra el comportamiento del FES en el año 2009 y el período comprendido entre enero y septiembre del 2010.

Figura 3. FES Suministro Eléctrico Campo Casabe años 2009 – 2010



Fuente: Reportes diarios de producción del Campo Casabe de 2009 y 2010

El total de fallas de la fuente de suministro eléctrico, por diversas razones, durante el 2009 fue de 10. En 2010 han ocurrido 17 fallas hasta el 30 de septiembre. Esto demuestra el aumento progresivo de las mismas.

Las pérdidas de producción asociadas a las fallas en el suministro eléctrico de 34,5 KV, durante el 2010 ascienden a 6033 barriles de crudo.

2.3 CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE GENERACIÓN EXISTENTE

Actualmente existe en el Campo Casabe un Centro de Generación que cuenta con tres motos generadores a nivel de tensión de 480 V, con dos transformadores que elevan la tensión a 6,9 KV para interconexión con el sistema de distribución eléctrica. Dos de los moto generadores son de 800 KW cada uno y el tercero de 1,2 KW. Actualmente están suministrando cerca de 1,6 MW de potencia con un moto generador de 800 KW de reserva.

La instalación cuenta con la infraestructura civil y eléctrica requerida para el montaje de las máquinas, cuarto de operador, bases de máquinas, transformadores, muros corta fuego, facilidades y servicios.

Tabla 3. Resumen de fallas ocurridas en 2010

ÍTEM	MES	DESCRIPCIÓN	CAUSA	IMPACTO (BLS)
1	MARZO	DISPARO I13	REDES 34,5 KV CBE	391
2	MARZO	DESTLASTRE GCB	GCB	382
3	MARZO	DESTLASTRE GCB	GCB	327
4	MARZO	DISPARO I01 ECP01 (SWITCHGEAR)	COORDINACIÓN PROTECCIONES	325
5	MARZO	DISPARO I01 ECP01 (SWITCHGEAR)	COORDINACIÓN PROTECCIONES	382
6	MARZO	DESTLASTRE GCB	GCB	506
7	ABRIL	DISPARO I13	REDES 34,5 KV CBE	1601
8	ABRIL	DISPARO I13	REDES 34,5 KV CBE	279
9	ABRIL	DISPARO I13	REDES 34,5 KV CBE	798
10	ABRIL	DISPARO I01 ECP01 (SWITCHGEAR)	TERMOBARRANCA	692
11	MAYO	DISPARO I13	REDES 34,5 KV CBE	519

Fuente: Autores

Tabla 4. Impacto en producción de las fallas ocurridas en 2010

CAUSA	IMPACTO (BLS)
REDES 34,5 KV CBE	6553
GCB	1215
COORDINACIÓN PROTECCIONES	707
TERMOBARRANCA	692
TOTAL	9167

Fuente: Autores

2.4 CARACTERÍSTICAS DEL CONTRATO EXISTENTE

El centro de generación existente en el campo se definió con las siguientes especificaciones técnicas:

- Energía Horaria Mínima Instalada de 1000 KW-H durante la vigencia del contrato, la cual es de cinco años o hasta el 31 de diciembre de 2012, lo que ocurra primero.
- La Energía Horaria Mínima a Contratar (EHMC) que Ecopetrol S.A. pagará corresponde a 0,5 MW durante la vigencia del contrato.
- La disponibilidad mínima requerida por Ecopetrol S.A es de 97% por ciento de la Energía Horaria Mínima Instalada.
- El sistema de precios utilizado es el de Tarifa de Energía Unitaria expresada en Pesos por KW-H, pagada por Energía Horaria Mínima Contratada (EHMC) la cual es medida en las fronteras de salida del Centro de Generación. Los costos de los faltantes de energía requerida por no disponibilidad del Centro de Generación son asumidos y adquiridos desde el Sistema de Interconexión Nacional por Ecopetrol S.A. y descontados al proveedor de acuerdo con lo establecido en el contrato para cálculo de disponibilidad.
- El Centro de Generación permite la ampliación de su capacidad de generación modularmente con el objetivo de suplir demandas futuras adicionales de energía para otros centros de consumo en el área de influencia. El proveedor produce a su costo toda la energía que se requiere para su operación interna y para el uso del personal y del equipo.
- En caso de falla operacional atribuible al suministro de gas combustible, Ecopetrol S.A. paga la Energía Horaria Mínima Contratada (EHMC) durante el

tiempo que dure la falla, descontando el tiempo que pueda ser utilizado por el proveedor para realizar actividades de mantenimiento que puedan adelantarse con ocasión de la falla. Cuando la falla es atribuible a fuerza mayor o casos fortuitos inesperados, Ecopetrol S.A. no reconoce este pago.

- Ecopetrol S.A. paga la Energía Horaria Mínima Contratada multiplicada por la tarifa unitaria acordada y multiplicada a su vez por las horas del mes en que realmente estuvo disponible dicha capacidad de energía. Esta energía se pagará bajo la modalidad de pague lo contratado. Adicionalmente, Ecopetrol S.A. paga la energía consumida que esté por encima de la Energía Horaria Mínima Contratada con el mismo precio unitario de la Energía Horaria Mínima Contratada. Esta energía se paga bajo la modalidad de Pague lo Consumido.
- El proveedor se compromete a mantener una disponibilidad mínima del noventa y siete (97%) por ciento en tiempo, calculada en una base mensual sobre la Energía Horaria Mínima Requerida a Instalar. Ecopetrol S.A. a su propio costo adquirirá la energía externa desde la red nacional, que sea necesaria para satisfacer la demanda no cubierta por el proveedor, hasta una no-disponibilidad del tres (3%) por ciento del Centro de Generación. En caso de que la no-disponibilidad sea mayor al tres (3%) por ciento, el proveedor se obliga a reconocer la energía adicional requerida por Ecopetrol S.A. para satisfacer su demanda, sin considerar el tres (3%) por ciento inicial de no-disponibilidad, es decir, Ecopetrol S.A. asume el costo de la energía necesaria para satisfacer la demanda hasta el tres (3%) por ciento y el proveedor asumirá el costo de la energía de la no-disponibilidad. Para efectos de la liquidación de esta energía asumida por el proveedor el precio de la energía externa comprada por Ecopetrol S.A. es de ciento setenta pesos por KW-H (\$170). Este precio está expresado en pesos de enero de 2008 y se reajustará anualmente en el mes de enero de cada año, con el índice de Precios al Productor (IPP) publicado por el Dane. Al proveedor se le descontará de la factura mensual el valor que resulte de multiplicar la energía dejada de entregar por encima del tres (3%) por ciento de no-disponibilidad, por la diferencia entre la tarifa de liquidación de la energía externa, menos la tarifa que se acordó pagar al proveedor en el respectivo mes.

3. ESTUDIO TÉCNICO DEL PROYECTO

3.1 LOCALIZACIÓN

3.1.1. Macro localización (localización a nivel de región).

El Centro de Generación está ubicado en Yondó un municipio de Colombia, localizado en la subregión del Magdalena Medio en el departamento de Antioquia. Limita por el norte con el municipio de Cantagallo (Bolívar), por el oeste con el municipio de Remedios, por el suroeste con el municipio de Puerto Berrío y por el este con los municipios de Cimitarra, Puerto Parra y Barrancabermeja, los tres en el departamento de Santander.

3.1.2. Micro localización.

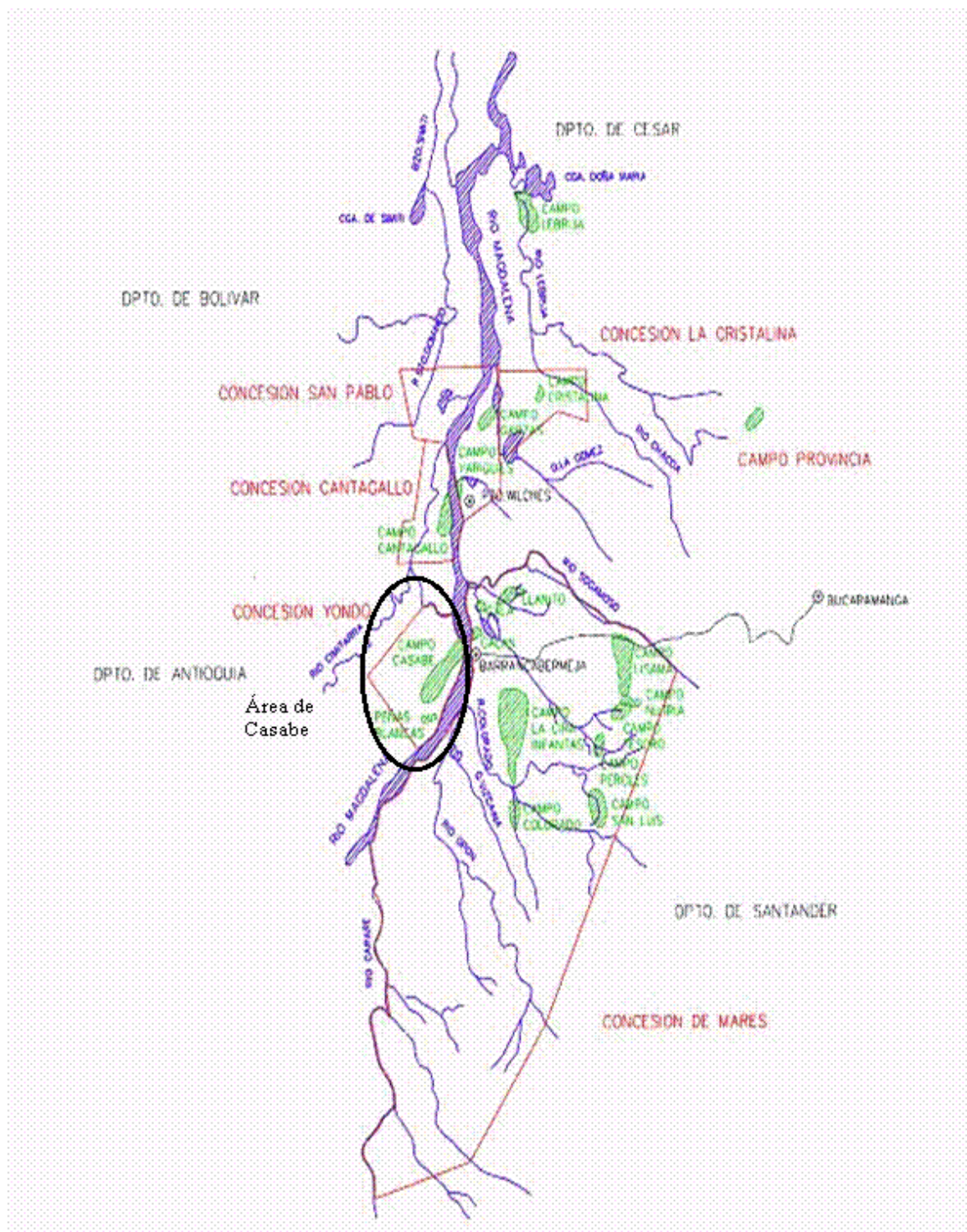
El Centro de Generación estará ubicado en las instalaciones de la Estación de Bombeo Cóndor del Campo de Casabe, en el edificio de la antigua planta de generación del campo.

Estas instalaciones están localizadas en el municipio de Tibú, Norte de Santander, altitud 75 msnm, temperatura promedio de 28°C. El Centro de Consumo se denomina Subestación de Producción Casabe (Ver Figura 4).

3.2 INGENIERÍA DEL PROYECTO

La propuesta de aumento de capacidad del Centro de generación se adelantaría en dos fases, una de hasta 4 MW en el primer semestre de 2011 y otra, con los 4 MW restantes en 2015. La tarifa unitaria de energía con reducción por incremento de capacidad y tiempo de ejecución del contrato. La tarifa actual se utilizaría hasta el montaje de la primera fase de ampliación, se definirá una tarifa para el período entre la finalización del presente contrato y la puesta en marcha de la segunda fase y una tarifa final para los últimos seis años de ejecución.

Figura 4. Localización Campo Casabe



Fuente: MENDOZA MINDIOLA, Myriam. Historia de la Superintendencia de Operaciones Casabe – Cantagallo. Empresa Colombiana de Petróleos. 1996.

La carga que alimentará el centro de generación está conformada por motores instalados en unidades de pozos petroleros de bombeo mecánico y de cavidades progresivas con capacidades entre 50 y 100 HP. El arranque de estos pozos puede ser directo, a través de arrancador suave o variador de velocidad, además incluyen temporizadores que no permiten que los motores arranquen al mismo tiempo, sino en forma progresiva. Las cargas de mayor sensibilidad a los cortes de energía son las que involucran sistemas de levantamiento de bombeo por cavidades progresivas.

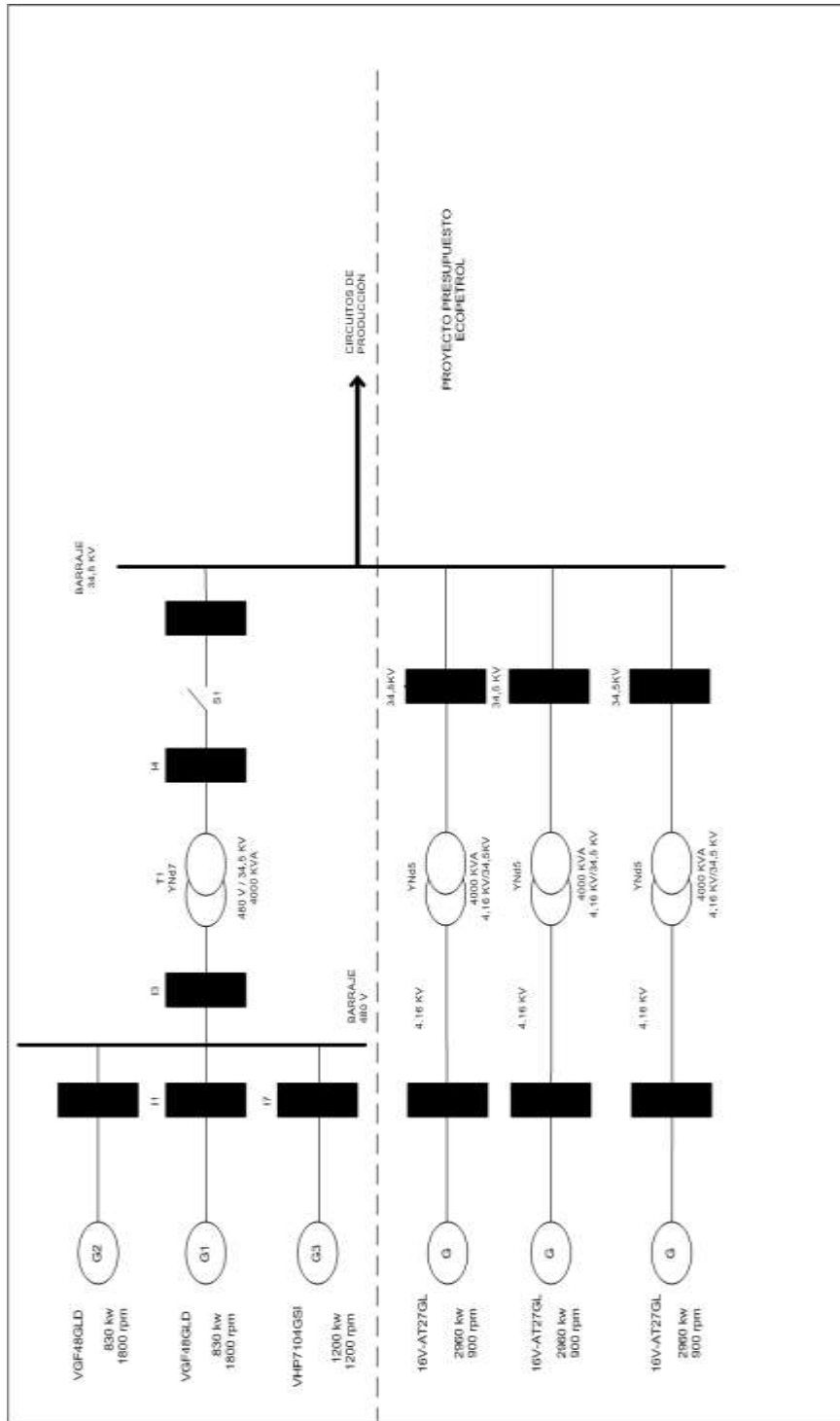
En materia energética Ecopetrol S.A. ha definido un lineamiento al respecto del suministro de energía eléctrica para sus campos. Cada campo debe tener al menos dos fuentes de energía para asegurar la continuidad del funcionamiento. Actualmente el Campo Casabe cuenta con estas dos fuentes: La Refinería de Barrancabermeja y Termo Barranca, las cuales pueden suministrar la totalidad de la energía requerida por el campo a través de dos líneas existentes. El incremento de carga esperado, hasta alrededor de 23 MW, no puede ser suministrado por la Refinería, a través de su proceso actual. Cabe anotar que se está desarrollando un proyecto en la Refinería para generar energía eléctrica por medio de coque, que hará parte del proyecto energético para la zona del Magdalena Medio de la compañía, este proyecto ya se encuentra inscrito en la Unidad de Planeación Minero Energética, UPME. Lo que se busca con el proyecto que se está evaluando es una solución a corto plazo que permita alcanzar los objetivos propuestos.

El costo del KW-H ofrecido por Termo Barranca es muy bajo, pero está relacionado directamente con la baja confiabilidad de suministro, además la energía que se pagará durante los próximos dos años ya está contratada y sería un costo adicional para el proyecto, pero la reducción en las pérdidas de energía compensará los mayores valores pagados.

Al esquema de operación actual, se le realizaría el cambio de transformador principal para permitir salida de 34,5 KV según disposición de Ecopetrol S.A., en razón que el incremento de carga obliga al cambio de nivel de tensión. Se instalarán TRES (3) moto generadores de 2960 KW cada uno, y a la salida de cada moto generador se instalará un transformador elevador de 4,16 KV a 34,5 KV con una capacidad de 4 MVA.

En este esquema la demanda máxima proyectada al año 2020 es de 8 MW, y quedarán en reserva 3,8 MW, para cumplir con la disposición de 70/30, consumo de energía sobre capacidad instalada.

Figura 5. Diagrama unifilar propuesto



Fuente: Autores

3.3 IDENTIFICACIÓN Y SELECCIÓN DE PROCESOS

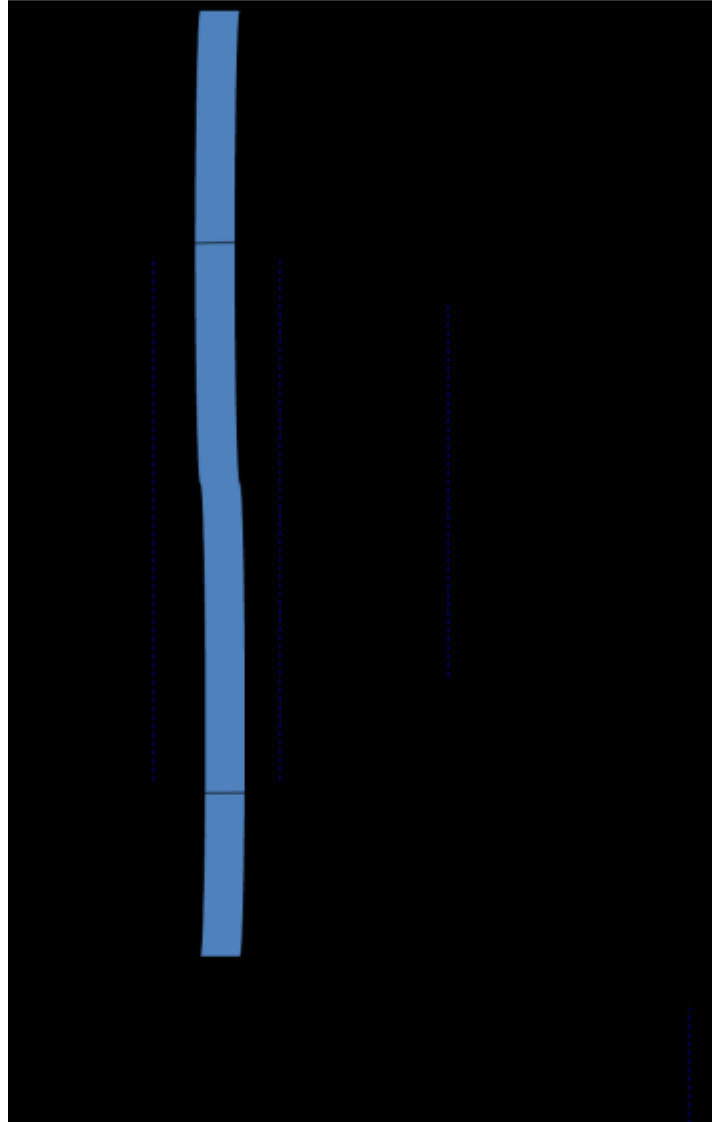
El proveedor realizará todas las actividades requeridas para la elaboración de la ingeniería, montaje, pruebas y puesta en marcha de los Centros de Generación, lo cual comprende, entre otras, la planeación, la ingeniería de traslado y montaje, el diseño detallado de las instalaciones y sus facilidades, el traslado, incluyendo el transporte de los equipos, desde su ubicación hasta las localizaciones destinadas para su montaje, la consecución o manufactura de los equipos requeridos, la adecuación del sitio para la instalación y operación, la construcción, montaje, pruebas y puesta en marcha de los Centros de Generación.

El Centro de Generación debe permitir la ampliación de su capacidad de generación de manera modular, ampliación que eventualmente puede ser requerida en una ubicación geográfica diferente a la localización donde está ubicado el Centro de Generación, con el objetivo de suplir demandas futuras adicionales de energía para otros Centros de Consumo en el área de interés del Campo Casabe.

Adicionalmente se plantea con el desarrollo del proyecto la separación de las fuentes para las cargas de Producción e Inyección, de manera que el centro de control de potencia de la GRB sólo incluya dentro del nivel de deslastre la carga de Inyección, con el fin de no afectar la producción, que es la carga que representa mayores impactos antes las fallas de suministro eléctrico. El objetivo principal del proyecto es la confiabilidad eléctrica de los circuitos de producción.

En la figura 6 se muestra el esquema propuesto.

Figura 6. Diagrama esquemático propuesto para el centro de generación



Fuente: Autores

3.4 CRONOLOGÍA

El proyecto se ejecuta tres fases principales:

- Fase 0, en la cual se adelantan las modificaciones del contrato existente y donde se definen las pautas a seguir para la ampliación.
- Fase 1, Ingeniería, suministro, montaje y puesta en marcha.

- Fase 2, operación y mantenimiento.

Las tres fases cumplen con el método de diagramación por precedencia con dependencias final a Inicio (FI) donde el inicio de la actividad sucesora depende de la finalización de la actividad predecesora. Dentro de cada una de las fases se desarrollan actividades que cumplen con el resto de tipos de dependencia. Por ejemplo la ejecución del Plan de Calidad es una actividad transversal a las fases 1 y 2 del proyecto.

A excepción de la Fase 0, en la cual el recurso requerido corresponde a Ecopetrol S.A., por medio de la gestoría contractual, todos los recursos necesarios para desarrollar el proyecto estarán a cargo del proveedor responsable del centro de autogeneración. La ingeniería detallada determinará el modo de ejecución de estos recursos, que será aprobada y verificada por la gestoría contractual.

Las actividades de la Fase 0 tienen una duración de tres meses calendario, en lo correspondiente a las actividades de la Fase 1 los Centros de Generación deben iniciar operación a más tardar seis meses después de firmada el acta de inicio del contrato, y la Fase 3 se ejecutaría hasta la finalización del mismo que inicialmente se tiene proyectado hasta el 31 de diciembre de 2021.

En la figura 7 se muestra el cronograma que agrupa las actividades principales de cada una de las fases del proyecto.

El control del cronograma del proyecto, está regulado para la Fase 0 por el acuerdo de nivel de servicios en la Dirección de Abastecimiento de la compañía, para las demás fases están contempladas regulaciones por medio de multas por mora en la puesta en operación del centro de generación para la Fase 1, y para la Fase 2 de Operación y puesta en marcha penalización por indisponibilidad del centro de generación. En general, como todo proceso de contratación está sujeto a las pólizas de cumplimiento que se rigen por las especificaciones técnicas y el plan de ejecución del contrato.

El plazo de ejecución de este contrato es de diez (10) años o hasta el 31 de diciembre de 2021, plazo que se contabilizará a partir de la fecha de suscripción del Acta de Inicio o de la fecha en que en esta se indique. El plazo de vigencia del contrato se iniciará a partir de su perfeccionamiento y comprenderá el plazo de ejecución y el de liquidación (Ver Figura 7).

3.5 GESTIÓN ENERGÉTICA

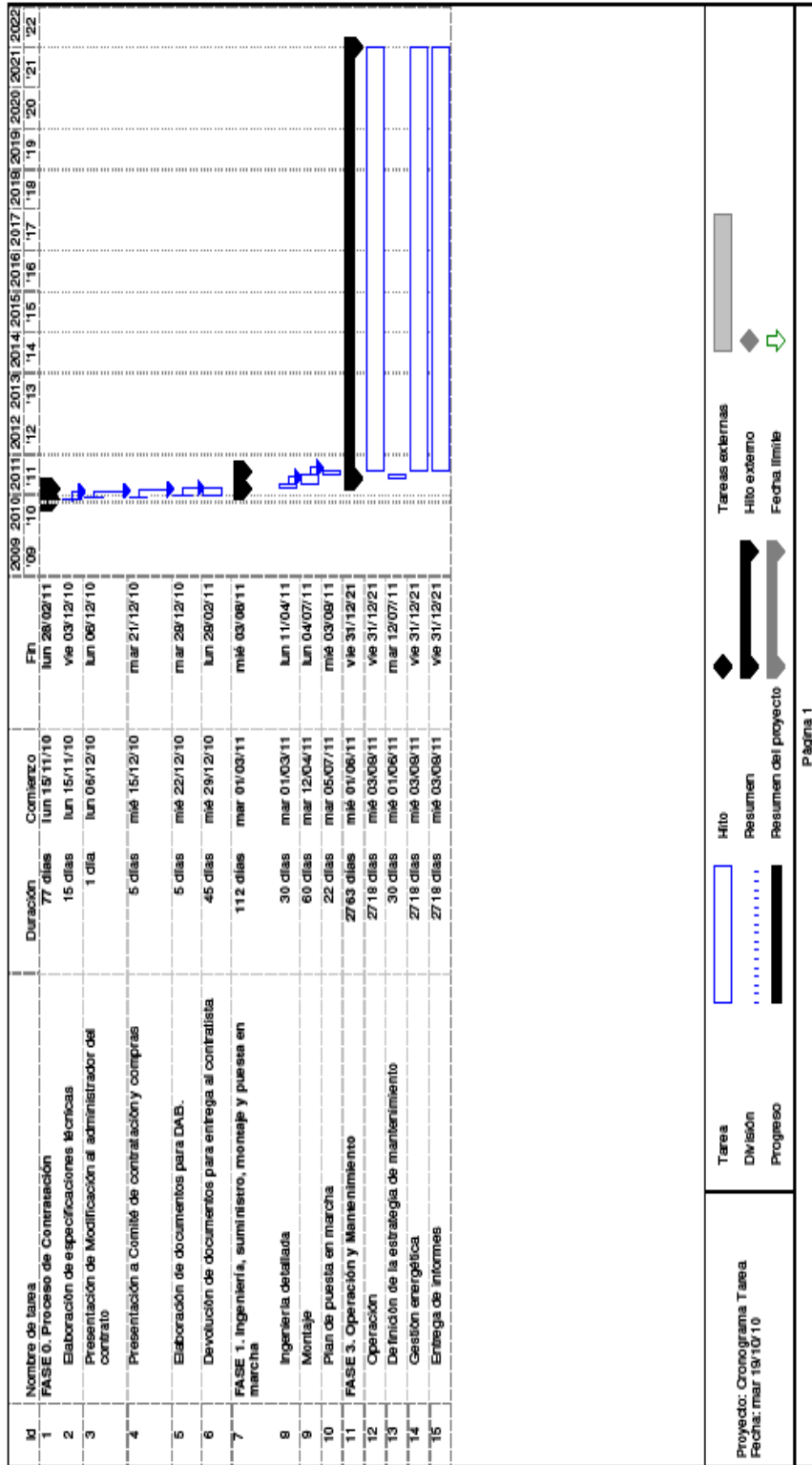
La gestión energética se realizará de con participación conjunta para explorar alternativas económicas y eficientes relacionadas con la operación, mantenimiento y el respaldo en emergencias con el Sistema de Interconexión Nacional.

La eficiencia energética está definida como las variables de Energía de entrada (INPUT) en forma de gas dividida por la energía entregada (OUTPUT) en forma de KW-H, expresadas ambas en unidades BTU equivalentes. El centro de generación debe operar con una eficiencia energética no menor al 27%, a partir de este valor se penalizará al proveedor por el mayor volumen de gas consumido. La eficiencia energética exigida tiene como propósito asegurar el recurso.

El cumplimiento de la resolución 909 de 2008, la cual entró en vigencia el 15 de julio de 2010 debe asegurarse a través de la presentación de un plan de reconversión tecnológica para el cumplimiento de los estándares de emisión admisibles de contaminantes para producción, el cual cuenta con un capítulo específico dentro de la resolución.

Teniendo en cuenta que se debe asegurar el cumplimiento por parte de las áreas operativas y específicamente para el cumplimiento de los estándares de emisión admisibles de contaminantes para fuentes fijas puntuales de actividades industriales (Art. 4 de la resolución) y del parágrafo 5º del mismo artículo 4º. Para los equipos de generación eléctrica impulsados por motores de combustión interna con capacidad igual o superior a 1 MW, es necesario hacer la medición respectiva a través de estudios isocinéticos para las instalaciones, con el cual se verificará el grado de cumplimiento. En caso de que las mediciones revelen el incumplimiento de algunos de los estándares establecidos en la resolución, se deberán establecer planes de acción inmediatos para asegurar el cumplimiento y evitar potenciales procesos sancionatorios.

Figura 7. Fases del Proyecto



Fuente: Autores

4. ASPECTOS INSTITUCIONALES Y JURÍDICOS

La Resolución CREG 084 de 1996, Artículo 1, define Autogenerador como "aquella persona natural ó jurídica que produce energía eléctrica exclusivamente para atender sus propias necesidades. Por lo tanto, no usa la red pública para fines distintos al de obtener respaldo del SIN, y puede o no ser propietario del sistema de generación."

El Artículo 8 de la antedicha resolución que trata sobre la venta de excedentes establece que el Autogenerador, de acuerdo con la definición consignada en el artículo 1 de la presente resolución, no puede vender parcial o totalmente su energía a terceros si quiere mantener la categoría de Autogenerador. "No obstante, en situaciones de racionamiento declarado de energía, los Autogeneradores podrán vender energía a la bolsa en los términos comerciales que se definan en el respectivo estatuto".

El proveedor de servicios dará estricto cumplimiento a todas las obligaciones establecidas en el contrato y en los documentos del proceso de selección, así como a lo ofrecido en la propuesta con la cual participa en el proceso de selección. Adicionalmente, el proveedor de servicios se obliga a ejecutar el contrato de buena fe, de conformidad con el artículo 1603 del Código Civil; por consiguiente, se obliga no sólo a lo que en el contrato se expresa, sino a todas las cosas que emanan precisamente de la naturaleza de las diferentes obligaciones pactadas en el mismo, o que por la ley pertenezcan a ella.

El plazo de ejecución de contrato existente es de cinco (5) años o hasta el 31 de diciembre de 2012, lo que ocurra primero, plazo que se contabiliza a partir de la fecha de suscripción del acta de inicio. El plazo de vigencia del contrato propuesto se iniciará a partir de su perfeccionamiento y comprenderá el plazo de ejecución y el de liquidación.

El valor total estimado del presente contrato es de DOS MIL DOSCIENTOS CINCUENTA Y UN MILLONES DE PESOS (\$2.251.000.000), sin incluir el valor del impuesto al valor agregado (IVA). El presente contrato se pactó por el sistema de precios unitarios y es de cuantía indeterminada. La tarifa unitaria del KW-H es de noventa y tres punto nueve pesos (\$93.9) para el año 2008 y se ha indexado anualmente con el Índice de Precios al Productor (IPP). El valor real del Contrato corresponderá a la sumatoria de la Tarifa de Energía Unitaria ofertada, multiplicada por la Energía Horaria Mínima Contratada. Los pagos mensuales efectuados al proveedor corresponden a la sumatoria de la Tarifa de Energía Unitaria ofertada, multiplicada por la Energía Horaria Mínima Contratada por el número de horas del mes respectivo.

El ofrecimiento de la tarifa de energía unitaria es de exclusiva responsabilidad del proveedor de servicios y, en consecuencia, en el cálculo de la misma el este ha tomado en cuenta todos los factores necesarios para su cálculo, tales como costos, gastos de administración, imprevistos, utilidades, impuestos, tributos, costos de personal, equipos, instalaciones y vehículos, siendo de su exclusiva responsabilidad los errores, omisiones, negligencias, beneficios ofrecidos o cualquier otra consideración que incida en el precio ofertado, el cual fue aceptado por Ecopetrol S.A. Por lo que Ecopetrol S.A. no decide favorablemente reclamos o solicitudes de reajustes efectuadas por el proveedor, por tales conceptos o por actividades o suministros adicionales que aquel requiera para ejecutar el contrato.

Ecopetrol S.A. paga la Energía Horaria Mínima Contratada multiplicada por la tarifa unitaria acordada y multiplicada a su vez por las horas del mes en que realmente estuvo disponible dicha capacidad de energía. Esta energía se paga bajo la modalidad de Pague lo Contratado. Adicionalmente, Ecopetrol S.A. paga la energía consumida que esté por encima de la Energía Horaria Mínima Contratada con el mismo precio unitario de la Energía Horaria Mínima Contratada. Esta energía se paga bajo la modalidad de Pague lo Consumido.

El proveedor de servicios se compromete a mantener una disponibilidad mínima del noventa y siete (97%) por ciento en tiempo, calculada en una base mensual sobre la Energía Horaria Mínima Requerida a Instalar. Ecopetrol S.A. a su propio costo adquiere la energía externa desde la red nacional, que sea necesaria para satisfacer la demanda no cubierta por el proveedor, hasta una indisponibilidad del tres por ciento (3%) del Centro de Generación. En caso de que la indisponibilidad sea superior al tres por ciento (3%), el proveedor se obliga a reconocer la energía adicional requerida por Ecopetrol S.A. para satisfacer su demanda, sin considerar el tres por ciento (3%) inicial de indisponibilidad, es decir, Ecopetrol S.A. asume el costo de la energía necesaria para satisfacer la demanda hasta el tres por ciento (3%) y el proveedor asume el costo de la energía de la indisponibilidad.

Por ejemplo si se presenta una disponibilidad mensual sobre la Energía Horaria Mínima Requerida a Instalar del 95%, el proveedor asume los costos de la energía equivalente al 2% de indisponibilidad y Ecopetrol S.A. asume los costos equivalentes al tres por ciento (3%) de indisponibilidad). Para efectos de la liquidación de esta energía asumida por el proveedor, el precio de la energía externa comprada por Ecopetrol S.A. es de ciento setenta pesos (\$170) por KW-H. Este precio está expresado en pesos de enero de 2008 y se reajusta anualmente en el mes de enero de cada año, con el índice de Precios al Productor (IPP) publicado por el Dane. Al proveedor de servicios se le descuenta de la factura mensual el valor que resulte de multiplicar la energía dejada de entregar por encima del tres por ciento (3%) de indisponibilidad, por la diferencia entre la tarifa de liquidación de la energía externa, menos la tarifa que se acordó pagar al proveedor en el respectivo mes.

El proveedor debe garantizar como mínimo la eficiencia energética ofrecida en su propuesta. Para asegurar que la EFICIENCIA ENERGÉTICA OFERTADA cumpla con el propósito que se busca de optimizar el recurso, el gas requerido adicional para operar los Centros de Generación se liquida a la tarifa de USD 2,5 por MBTU pesos colombianos, de acuerdo con la tasa representativa del mercado (TRM) del mes anterior, publicado por el Banco de la República, valor que será descontado de la liquidación mensual del servicio de suministro de energía. La Eficiencia Energética está definida como las variables de energía de entrada (INPUT) en forma de gas dividida por la energía entregada (OUTPUT) en forma de KW-H, expresadas ambas en unidades BTU equivalentes.

El Centro de Generación debe permitir la ampliación de su capacidad de generación de manera modular, ampliación que eventualmente puede ser requerida en una ubicación geográfica diferente a la localización donde está ubicado el Centro de Generación, con el objetivo de suplir demandas futuras adicionales de energía para otros Centros de Consumo en el área de interés de Ecopetrol S.A.

Ecopetrol S.A., además de las previstas en otras cláusulas de este contrato, se obliga a facilitar al proveedor de servicios el lote donde se construirá el Centro de Generación y por el término de la vigencia del presente contrato. Para el efecto, se celebró un contrato de comodato entre las partes para el uso del lote, por el término del presente contrato, y un año más. La propiedad de la planta de generación será del proveedor.

Además Ecopetrol S.A. tramitó la licencia ambiental del proyecto para lo cual el proveedor presentó los insumos necesarios, tales como PMA (Plan de Manejo Ambiental), información de ingeniería e información de campo, diagramas eléctricos de las instalaciones donde se localiza el Centro de Generación, punto de entrega del gas en las proximidades o linderos del área del Centro de Generación y punto de llegada a la conexión eléctrica del respectivo Centro de Consumo.

ECOPETROL suministra el gas combustible durante la vigencia del contrato de acuerdo con la eficiencia energética ofrecida por el proveedor y aceptada contractualmente.

En su calidad de Autogenerador Ecopetrol S.A. es el responsable de contar con la energía de respaldo desde el Sistema de Interconexión Nacional. En caso de falla en el suministro del centro de generación, Ecopetrol S.A. tomará la energía requerida desde el Sistema de Interconexión Nacional".

Para efectos de impuestos, se precisa que, atendiendo a la naturaleza del contrato. Se aplicarán las normas de la ley 142 de 1994, lo que implica:

1. No existencia de retención en la fuente del impuesto de renta por expresa disposición del artículo 369 E.T.
2. No causación del Impuesto al Valor Agregado, IVA, por disposición del artículo 476 E.T. En caso de que se llegue a causar este Impuesto estará a cargo de Ecopetrol S.A., y se liquidará y pagará sobre la base gravable y la cuantía establecida por la ley.
3. No retención por impuesto de industria y comercio.

De acuerdo con la resolución 181495 de septiembre de 2009 se prohíbe la quema, el desperdicio o emisión de gas a la atmósfera. En toda circunstancia se deben proveer las facilidades para su utilización, ya sea reinyección al yacimiento o reciclamiento, o el almacenamiento subterráneo o en superficie, o la comercialización. Se exceptúa el volumen de gas que por razones de seguridad deba quemarse o el gas operacional que sea inviable o antieconómico recuperarlo, en cuyo caso deberá justificarse técnicamente tal situación y aprobarse previamente por el Ministerio de Minas y Energía. Todo gas que se queme, desperdicie o emita a la atmósfera sin tener en cuenta las condiciones o excepciones de esta resolución, serán objeto del pago de regalías.

Se considera desperdicio cuando:

1. Exista un uso ineficiente, excesivo, o se dilapide la energía de los yacimientos.
2. La perforación de un pozo dentro de un campo de cómo resultado una reducción en la cantidad de petróleo o gas último recuperable de un yacimiento, de acuerdo con las buenas prácticas de la industria.
3. Exista almacenamiento ineficiente de petróleo o gas.
4. La producción de petróleo o gas exceda la capacidad disponible de facilidades de almacenamiento, tratamiento, transporte y comercialización.
5. No se utilicen sistemas de levantamiento artificial adecuados, que afecten el recobro último de petróleo o gas.

5. ASPECTOS AMBIENTALES

El contrato celebrado incluye evaluar el potencial de reducción de emisiones de gases invernadero para el proyecto, los estudios requeridos para confirmar que el proyecto es elegible para aplicar el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) de acuerdo al artículo 12 del Protocolo de Kyoto y para la generación y comercialización de los Certificados de Reducción de Emisiones (CER) acumulados por el proyecto de autogeneración utilizando gas natural como combustible.

Las acciones que debe realizar el proveedor son las siguientes:

1. Elaborar la “Nota Idea de Proyecto” (PIN), la cual debe incluir toda la documentación exigida por el anexo 3 de la resolución 0453 de 2004, y un documento soporte del cálculo de:
 - Estimación inicial de la línea base de emisiones gases de efecto invernadero (GEI).
 - Estimación de las emisiones del escenario con este proyecto de generación.
 - Estimación de las reducciones de gases efecto invernadero, incluyendo la definición de la frontera del proyecto y el manejo de las fugas.
 - Período de acreditación recomendado.
2. Gestionar integralmente ante el Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, MAVDT, la solicitud de la Carta de No Objeción del proyecto, de acuerdo con los lineamientos del MDL y los requisitos definidos en la resolución 0453 de 2004.
3. Elaborar los soportes necesarios para justificar la elegibilidad y la ampliación del proyecto. Así mismo se deben identificar posibles barreras de ampliación y hacerse las consideraciones de cada caso respecto de los derechos de propiedad de la reducción de emisiones.
4. Formular alternativas para la estrategia de comercialización de los beneficios de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a este proyecto de Generación, incluyendo por lo menos los siguientes elementos:
 - Análisis de los mercados (análisis del comportamiento de precios en los diferentes mercados del carbono existentes, análisis de la oferta y demanda de reducción de emisiones).
 - Condiciones de mercado y de negociación vigentes.

- Compradores internacionales vigentes.
- Valores de transacción vigentes e históricos.
- Estado del Protocolo de Kyoto y sus perspectivas después del año 2012.
- Mejores alternativas de comercialización de los beneficios cuando se aplica el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) a este proyecto de generación.
- Condiciones jurídicas de negociación.
- Análisis de precios de las Reducciones de Emisiones en cada etapa de implementación del ciclo del proyecto (desde el PIN hasta el Registro).

El proveedor debe entregar antes de que la ampliación del Centro de Generación entre en operación, lo siguiente:

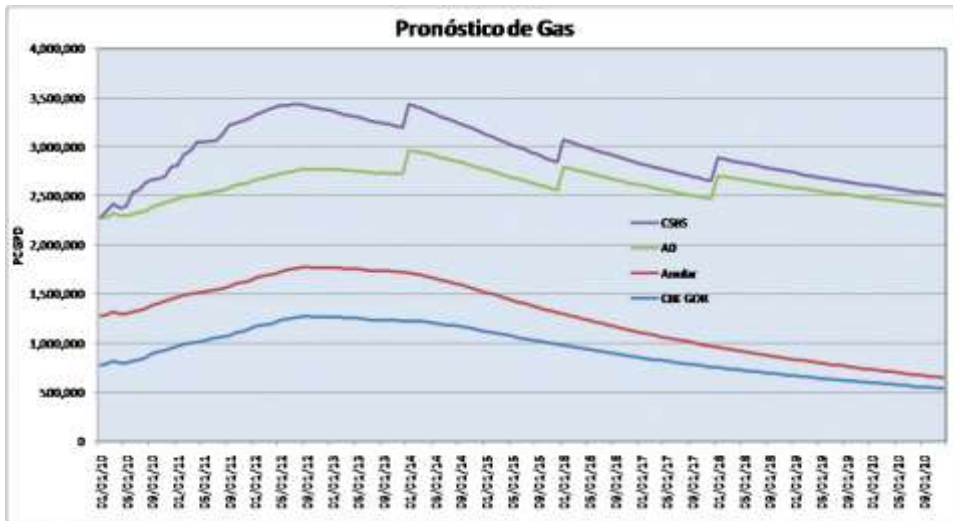
1. Análisis del derecho de propiedad de la reducción de emisiones del proyecto.
2. Documento con la Nota Idea de Proyecto (PIN).
3. Carta de No Objeción por parte del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial.
4. Alternativas para la estrategia de comercialización de los beneficios de la aplicación del Mecanismo de Desarrollo Limpio.

El proveedor debe monitorear la reducción de emisiones una vez entre en operación el Centro de Generación, además adelantar la verificación final, a través de una entidad competente, que las reducciones de emisiones de gas invernadero se lograron efectivamente durante el desarrollo del contrato.

La reglamentación actual, Resolución 181495 de 2 de septiembre de 2009 del Ministerio de Minas y Energía, para procesos de producción de gas obligan a las compañías a definir su tratamiento y comercialización disminuyendo las emisiones atmosféricas, con las consecuencias asociadas del pago de regalías ocasionadas por el gas desperdiciado, y en el caso extremo parar las operaciones que produzcan gas que deba ser desperdiciado.

La producción de gas en el Campo Casabe es una variable que apareció en los últimos años, razón por la cual no existen facilidades para el tratamiento del mismo. La proyección mostrada en la figura 8, revela la necesidad de establecer procedimientos para el tratamiento y / o consumo del gas producido, en razón a las nuevas reglamentaciones y a la posibilidad latente de cierre de instalaciones con repercusiones sobre la producción del campo.

Figura 8. Pronóstico de gas campo Casabe



Fuente: Autores

De las figuras 2 y 8 se puede establecer que las necesidades de gas están aseguradas para la duración del proyecto, diez años.

El tratamiento del gas producido en el campo tiene dos opciones además de la autogeneración. Una es la recolección, tratamiento y transporte del gas a Termo Barranca e importar la totalidad de la energía, y la otra es la comercialización del mismo a través de la Vicepresidencia de Transporte.

La opción de Termo Barranca no es muy atractiva en razón a la baja confiabilidad de las máquinas y por la dependencia energética que seguiría manteniendo el campo. Además se tendría una fuente menos de energía, disminuyendo la confiabilidad total del sistema.

La opción de comercialización involucra altas inversiones, y la cantidad de gas y el tiempo proyectado de producción generan un alto riesgo para este caso.

6. PROGRAMA PILOTO DE INCREMENTO DE AUTOGENERACIÓN

El diseño inicial del centro de generación existente en el campo incluía dos máquinas de 800 KW cada una, con una generación total de 1,6 MW. Esta configuración presentaba el problema de incumplimiento con la Energía Mínima Instalada Horaria, en los períodos de mantenimiento de una de las máquinas, pues el valor pactado es de 1 MW, y sólo alcanzaban los 0,8 MW. Con este antecedente y con la posibilidad que se generó con la evaluación de la ampliación, se presentó un proyecto de instalación de una máquina adicional de 1,2 MW, para lo que se tramitó una Mayor Cantidad de Obra al contrato inicial.

La instalación de esta máquina adicional se llevó a cabo durante el primer trimestre de 2010, y entre los objetivos del proyecto se planteó la necesidad de conectar el Circuito 2 de Producción para asegurar la continuidad del suministro para esta carga.

El Circuito 2 tiene una carga de 500 KW aproximadamente y una producción de alrededor de 4500 Barriles, el 25 % de la producción del campo. De esta manera cuando se presentaron fallas de la fuente principal de suministro, unidades de bombeo de este circuito permanecían operando, con una reducción del 25% en las pérdidas de producción ocasionadas por las fallas.

La selección de este circuito se realizó con base en los tipos de cargas conectados al mismo y por las potenciales pérdidas que ocasionarían las fallas asociadas a las pruebas realizadas durante la puesta en marcha de este programa piloto.

7. EVALUACIÓN FINANCIERA

Los métodos clásicos de valoración de proyectos son idóneos cuando se trata de evaluar decisiones de inversión que no admiten demora (ahora o nunca). Para proyectos de recursos naturales la metodología de Opciones Reales es más adecuada ya que se basa en que la decisión de inversión puede ser fuertemente alterada (Se puede hacer ahora, o más adelante o no hacerlo) por:

- Grado de irreversibilidad.
- Incertidumbre asociada.
- Margen de maniobra del decisor.

El proceso de evaluación del proyecto consiste en determinar hasta qué punto se justifica el sacrificio de la inversión, por efecto de los resultados que se espera obtener al confrontar las salidas con las entradas, es decir está orientada a determinar la rentabilidad de la inversión.

Para el proyecto las inversiones son realizadas por el proveedor. En la evaluación financiera, revisado desde el punto de vista de Ecopetrol S.A., no se considera la inversión inicial del proyecto, sino el flujo de fondos anualizado de las demás variables del mismo.

La evaluación se define en dos grandes actividades: el flujo de fondos y la aplicación de criterios de evaluación para establecer la bondad del proyecto.

7.1 FLUJO DE FONDOS

Los elementos involucrados dentro del flujo de caja para la evaluación de proyectos incluyen:

1. Las erogaciones correspondientes a las inversiones que se realizan principalmente en el período de instalación del proyecto, así como inversiones destinadas a reposición de activos o mantenimiento. En este caso no existe inversión inicial por parte de la compañía, ya que estas inversiones están inmersas dentro del valor de tarifa por KW-H ofertada.
2. Los costos generados durante el período de funcionamiento del proyecto. Están incluidos dentro de la tarifa.
3. Las erogaciones por el pago del suministro de energía eléctrica durante los períodos de operación del proyecto.
4. Los ingresos generados por la reducción de pérdidas de producción, trabajos de mantenimiento de subsuelo y reducción del pago de regalías por consumo del gas desperdiciado.

5. Los valores de los activos fijos en el momento de liquidar el proyecto, se incluyen dentro de la tarifa, pues los activos son propiedad del proveedor.
6. Los ingresos generados por los programas de Mecanismo de desarrollo Limpio (MDL), estos ingresos no se incluyen dentro del análisis pues aún no se tiene los resultados del mismo, y serán analizados durante la evaluación ex – post del proyecto.

Con el fin de simplificar los cálculos se ubicaron los flujos de dinero al final de cada período.

Como variable adicional se tiene los valores a pagar Termo Barranca por el suministro de los KW-H que ya están contratados.

El indicador de rentabilidad utilizado para la evaluación del proyecto es el Valor presente Neto, VPN, utilizando como tasa de interés mínima la del costo ponderado del capital del proyecto, WACC (weighthed average cost of capital).

7.2 PAUTAS DEL ANÁLISIS

1. Valor del KW-H del Centro de Generación: \$100.1. Este valor corresponde al valor que se está pagando actualmente el cual presenta variación anual con el IPP.
2. Pérdidas de producción anuales por fallas de suministro eléctrico: 20.000 Barriles. La reducción de pérdidas proyectada con el proyecto completo corresponde al 80% de este valor, si se ejecuta la mitad del proyecto (cinco años y con 4 MW de potencia) el valor será del 40% de reducción de pérdidas, y para el programa piloto el valor corresponde al 20% de las pérdidas. Este valor de pérdidas se incrementa anualmente en un 10% de acuerdo con el pronóstico de producción.
3. Valor del mantenimiento de subsuelo de un pozo por daños ocasionados por fallas en el suministro de energía: \$6.000.000.
4. Cantidad de fallas de pozos anuales: 12.
5. Valor del barril de crudo: USD 39,7. Ya está incluido en este valor un descuento por calidad de USD 6,88 y un descuento por transporte de USD 3,42. Este valor, de acuerdo con el modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol S.A. se considera invariable durante todo el ejercicio.
6. Valor a pagar por KPC de gas quemado, en regalías: USD 4.0010 por MBTU. Como el gas de Casabe no ha sido valorado se calcula con el precio definido para el segundo semestre de 2010 del gas Guajira, según la resolución 181495 de septiembre de 2009. Para efectos de cálculo y de acuerdo con las

- mediciones realizadas hasta el momento en el Centro de Generación se considera que para generar 1 MW de potencia se requieren de 250 KPC.
7. El valor del dólar se proyecta para los 11 años en \$1900. Este valor, de acuerdo con el modelo de maduración de proyectos de Ecopetrol S.A. se considera invariable durante todo el ejercicio.
 8. La tasa de retorno mínima, TRM, es de 11,1%.
 9. El WACC es de 12,20% para Ecopetrol S.A.
 10. Índice de Precios al Productor, IPP, proyectado anual 4%, para todos los años del ejercicio.

7.3 ESCENARIOS POSIBLES

7.3.1. Proyecto Completo.

Se plantea la instalación de 8 MW adicionales al Centro de Generación, dividido en dos etapas. La primera, 4 MW, hasta el 31 de diciembre de 2015, de acuerdo con el pronóstico de demanda de energía del campo. Y la segunda, completar los 8 MW, entre 2016 y 2021. El Centro de Generación sólo atenderá las cargas de los circuitos asociados al proceso de producción. Para las cargas del sistema de inyección se seguirán utilizando las fuentes de suministro actuales.

En la primera etapa del proyecto se plantea una diferencia entre el valor ofertado por Termo Barranca y el del centro de generación de \$20. Actualmente esta diferencia es de \$30. La reducción se enmarca dentro del concepto de mayor cantidad de energía y período de tiempo. Entre el 2016 y el 2021 se planea una diferencia de \$10 entre los valores de KW-H de las dos fuentes, basado en las mismas razones. Los análisis de sensibilidad permitirán establecer los valores límite del KW-H para que el proyecto sea viable.

Los beneficios esperados incluyen la reducción de hasta el 80% de las pérdidas actuales de producción, los doce trabajos de mantenimiento de subsuelo a pozos relacionados con las fallas eléctricas y la reducción del pago de regalías por desperdicio de gas asociadas a la potencia generada.

Las pautas utilizadas para este ejercicio se tabulan a continuación.

PAUTA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
1	Valor KW-H actual	\$	\$ 100.1
2	Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2013 - 2015	\$	\$ 20
3	Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2016 - 2021	\$	\$ 10
4	Valor del Mantenimiento por pozo	\$	\$ 6,000,000
5	Cantidad de fallas anuales	EA	12
6	Pérdidas de Producción (Barriles). Reducción del 80% de las pérdidas	BARRILES	16,000
7	Valor del Crudo por Barril (USD 39,7/ barril)	\$	\$ 75,430
9	Valor de las regalías del gas por KPC. 4,0010 USD/MBTU* 996,2 PC/BTU	\$/KPC	\$ 151
10	Rentabilidad Exigida por ECOPETROL S.A.	%	12.20%
11	IPP proyectado	%	4%
12	Potencia Consumida	KW	3500

Flujo de caja.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión	0					
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW	\$ (3,069,066,000)	\$ (3,191,828,640)	\$ (2,766,251,488)			
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW			\$ (117,120,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW						
Reducción Pérdidas de Producción	\$ 1,327,568,000	\$ 1,460,324,800	\$ 1,606,357,280	\$ 1,766,993,008	\$ 1,943,692,309	
Reducción trabajos de mantenimiento	\$ 79,200,000	\$ 82,368,000	\$ 85,662,720	\$ 89,089,229	\$ 92,652,798	
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$ 48,372,619	\$ 48,372,620	\$ 59,794,086	\$ 62,185,849	\$ 129,346,566	
Total anualidades	\$ (1,613,925,381)	\$ (1,600,763,220)	\$ (1,131,557,402)	\$ 1,217,468,086	\$ 1,464,891,673	

	2010	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversión	0						
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW							
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW							
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	
Reducción Pérdidas de Producción	\$ 2,138,061,540	\$ 2,351,867,694	\$ 2,587,054,463	\$ 2,845,759,909	\$ 3,130,335,900	\$ 3,443,369,490	
Reducción trabajos de mantenimiento	\$ 96,358,910	\$ 100,213,266	\$ 104,221,797	\$ 108,390,669	\$ 112,726,296	\$ 117,235,347	
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$ 134,520,428	\$ 139,901,246	\$ 145,497,295	\$ 151,317,187	\$ 157,369,875	\$ 163,664,670	
Total anualidades	\$ 1,668,140,878	\$ 1,891,182,206	\$ 2,135,973,555	\$ 2,404,667,765	\$ 2,699,632,071	\$ 3,023,469,507	

El valor presente neto para este ejercicio es de \$ 3.171.833.975.

El análisis de sensibilidades para este caso se realiza con el cálculo de los valores límite de las pautas correspondientes a diferencias entre los valores de KW-H del centro de generación con Termobarranca, y el valor del barril de crudo en pesos colombianos, para los cuales el proyecto obtiene un VPN de \$0.

El valor obtenido para la pauta 2, Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2013 – 2015, es de \$89. Es decir que para el primer período entre el 2011 y 2015 el valor del KW-H ofertado por el proveedor puede estar \$89 por encima del valor ofertado por Termo Barranca y el proyecto es rentable para Ecopetrol S.A.

El valor obtenido para la pauta 3, Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2016 - 2021, es de \$30. Es decir que para el primer período entre el 2016 y 2021 el valor del KW-H ofertado por el proveedor puede estar \$30 por encima del valor ofertado por Termo Barranca y el proyecto es rentable para Ecopetrol S.A.

El valor obtenido para la pauta 7, Valor del Crudo por Barril, es de \$55,174 por barril de crudo. Es decir que para la duración del proyecto el valor mínimo del barril de crudo debe estar por encima de los \$55,174, y el proyecto es rentable para Ecopetrol S.A.

En el anexo 1 se muestran los resultados para los análisis de sensibilidad realizados para cada una de las pautas de este ejercicio.

7.3.2. Proyecto de 4 MW hasta 2015.

Se plantea la instalación de 4 MW adicionales al Centro de Generación hasta el 31 de diciembre de 2015, este período está relacionado con la entrada en funcionamiento de la planta generadora de energía en Refinería de Barrancabermeja, la cual ofrecerá energía a muy bajos costos, pues utilizará como combustible el coke. El Centro de Generación sólo atenderá las cargas de la mitad de circuitos asociados al proceso de producción. Para las cargas del sistema de inyección se seguirán utilizando las fuentes de suministro actuales.

Para este proyecto se plantea una diferencia entre el valor ofertado por Termo Barranca y el del centro de generación de \$20, entre el 31 diciembre de 2012 y el 31 de diciembre de 2015. Actualmente esta diferencia es de \$30. La reducción se enmarca dentro del concepto de mayor cantidad de energía y período de tiempo.

Los beneficios esperados incluyen la reducción de hasta el 40% de las pérdidas actuales de producción, el 50% de los trabajos de mantenimiento de subsuelo a pozos relacionados con las fallas eléctricas y la reducción del pago de regalías por desperdicio de gas asociadas a la potencia generada.

Pautas

PAUTA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
1	Valor KW-H actual	\$	\$ 100.1
2	Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2013 - 2015	\$	\$ 20
3	Valor del Mantenimiento por pozo	\$	\$ 6,000,000
4	Cantidad de fallas anuales	EA	6
5	Pérdidas de Producción (Barriles). Reducción del 40% de las pérdidas	BARRILES	8,000
6	Valor del Crudo por Barril (USD 39,7/ barril)	\$	\$ 75,430
7	Valor de las regalías del gas por KPC. 4,0010 USD/MBTU* 996,2 PC/BTU	\$/KPC	\$ 151
8	Rentabilidad Exigida por ECOPETROL S.A.	%	12.20%
9	IPP proyectado	%	4%

Flujo de caja.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión	0					
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW		\$ (3,069,066,000)	\$ (3,253,209,960)	\$ (2,873,668,798)		
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW				\$ (117,120,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)
Reducción Pérdidas de Producción		\$ 829,730,000	\$ 912,703,000	\$ 1,003,973,300	\$ 1,104,370,630	\$ 1,214,807,693
Reducción trabajos de mantenimiento		\$ 79,200,000	\$ 83,952,000	\$ 88,989,120	\$ 94,328,467	\$ 99,988,175
Reducción de regalías por desperdicio de gas		\$ 48,372,619	\$ 48,372,620	\$ 62,115,971	\$ 65,842,930	\$ 139,587,011
Total anualidades		\$ (2,111,763,381)	\$ (2,208,182,340)	\$ (1,835,710,407)	\$ 563,742,027	\$ 753,582,879

El valor presente neto para este ejercicio es de (\$ 4.867.415.182). El proyecto no sería viable.

El análisis de sensibilidades sólo aplica en este caso para la variación del costo del barril de crudo. El proyecto presenta un VPN de cero para un costo del barril de petróleo de \$204,513, o sea al superar los USD 100 por barril.

7.3.3. Proyecto piloto. Máquina adicional de 1,2 MW.

Se analiza la instalación realizada de una máquina adicional de 1,2 MW adicionales al Centro de Generación hasta el 31 de diciembre de 2012, fecha límite del contrato actual. Al Centro de Generación sólo se conecta uno de los circuitos de producción, el cual representa el 25% de la producción.

Los beneficios esperados incluyen la reducción de hasta el 20% de las pérdidas actuales de producción, el 25% de los trabajos de mantenimiento de subsuelo a

pozos relacionados con las fallas eléctricas y la reducción del pago de regalías por desperdicio de gas asociadas a la potencia generada.

Pautas

1	Valor KW-H actual	\$	\$ 100.1
2	Valor del Mantenimiento por pozo	\$	\$ 6,000,000
3	Cantidad de fallas anuales	EA	6
4	Pérdidas de Producción (Barriles). Reducción del 50% de las pérdidas	BARRILES	10,000
5	Valor del Crudo por Barril (USD 39,7/ barril)	USD	\$ 39.7
6	Valor del dólar	\$	\$ 1,900
7	Valor de las regalías del gas por KPC. 4,0010 USD/MBTU* 996,2 PC/BTU	\$/KPC	\$ 151
8	Rentabilidad Exigida por ECOPETROL S.A.	%	12.20%
9	IPP proyectado	%	4%
10	Potencia Consumida	KW	1500

El valor presente neto para este ejercicio es de (\$ 711.706.913). El proyecto está destruyendo valor actualmente para la compañía.

Las posibilidades de análisis de sensibilidad corresponden a los valores de barril de crudo y cambio del dólar.

Para que este proyecto genere valor para la compañía se requiere que el crudo del Campo Casabe sea valorizado a USD 59 por barril, en proporción significa que el crudo WTI de referencia para Colombia tendría un valor de más de USD 100 por barril.

Por otro lado, con un cambio del dólar de \$2823, también se obtendría un VPN de cero.

Estos dos escenarios para el corto plazo resultan improbables de acuerdo con los pronósticos tenidos en cuenta por el modelo actual de maduración de proyectos.

8. CONCLUSIONES

Analizando los requerimientos técnicos para la ejecución del proyecto se evidencia que la ampliación del Centro de Generación del Campo Casabe garantiza el aumento de la confiabilidad de los sistemas eléctricos, y la modularidad con que ha sido diseñado permite la ampliación, como se evidencia en el programa piloto realizado.

El escenario planteado para la ejecución del proyecto entre el 2011 y el 2021 es viable para los valores propuestos, con un valor presente neto de 2,6 millardos de pesos.

El análisis de sensibilidad realizado para el escenario principal ofrece un amplio margen de negociación de precios de kw-h para Ecopetrol S.A.

El escenario planteado para cinco años de ejecución no es viable con los valores propuestos en el ejercicio, sólo genera resultados positivos para incrementos del valor del barril de petróleo..

La evaluación financiera de la prueba piloto muestra que este negocio está destruyendo valor para la compañía.

Los resultados obtenidos mediante el análisis técnico y financiero deben ser contrastados con los proyectos de uso alternativo del gas para el campo Casabe, como lo son la construcción de un gasoducto para su posterior comercialización, o la construcción de un gasoducto para llevar el gas directamente a Termo Barranca y obtener precios más competitivos del KW-H. Además existe la posibilidad real de cerrar las operaciones que involucren producción de gas natural, con la respectiva reducción en la producción de crudo asociada.

La oportunidad de tener una fuente adicional de energía controlada por el Campo, es una fortaleza en caso de presentarse fallas del sistema interconectado nacional, fallas catastróficas de los sistemas de distribución y transmisión de energía, escenarios en los cuales resulta invaluable contar con el Centro de Generación a cualquier costo.

Reducir la potencia transmitida por el sistema de distribución de energía permitirá la expansión de la comunidad del entorno del Campo Casabe, la cual usufructúa el sistema instalado.

9. BIBLIOGRAFÍA

MENDOZA MINDIOLA, Myriam. Historia de la Superintendencia de Operaciones Casabe – Cantagallo. Empresa Colombiana de Petróleos. 1996.

MIRANDA MIRANDA, Juan José. Gestión de proyectos identificación formulación evaluación. Tercera edición. MM Editores. 1999.

PMI PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE. GUÍA DE LOS FUNDAMENTOS PARA LA DIRECCIÓN DE PROYECTOS (GUÍA DEL PMBOK®) CUARTA EDICIÓN. 2008.

RESOLUCIÓN 82104 DE 1994. (2 NOV 1994). MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. En:

<http://basedoc.superservicios.gov.co/ark-legal/SSPD/details;jsessionid=B330CAB8A437EB25C20379F835A14CDB?docId=c970a306-0874-4877-a4de-c75be0703e95&channel=%2FR%2FREGALIAS&subEspacio=>

LEY 756 DE 2002. (Julio 23). Diario Oficial No. 44.878, de 25 de julio de 2002. En: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/2002/ley_0756_2002.html

LEY 756 DE 2002. (Julio 23). Diario Oficial No. 44.878, de 25 de julio de 2002. En: <http://www.rondacolombia2010.com/contenido.php?d3=5>

Precio gas guajira Friday, 05 February 2010. Corporación soluciones energéticas Integrales S.A. En:

<http://cosenit.com/en/info-markets/1-info-mercados/127-precio-gas-quajira-.html>

Ministerio de minas y energía el plan energético nacional. Estrategia energética integral 2003 * 2020. En:

<http://www.upme.gov.co/Docs/Plan%20Energetico%20Nacional/16.%20Siglas%20y%20Abreviaturas/planenergetico-60.pdf>

ANEXO 1

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES PARA EL ESCENARIO DEL PROYECTO COMPLETO

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD CASO COMPLETO

PAUTAS

PAUTA	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
1	Valor KW-H actual	\$	\$ 100.1
2	Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2013 - 2015	\$	\$ 20
3	Diferencia del valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2016 - 2021	\$	\$ 10
4	Valor del Mantenimiento por pozo	\$	\$ 6,000,000
5	Cantidad de fallas anuales	EA	12
6	Pérdidas de Producción (Barriles). Reducción del 80% de las pérdidas	BARRILES	16,000
7	Valor del Crudo por Barril (USD 39,7/ barril)	\$	\$ 75,430
9	Valor de las regalías del gas por KPC. 4,0010 USD/MBTU* 996,2 PC/BTU	\$/KPC	\$ 151
10	Rentabilidad Exigida por ECOPETROL S.A.	%	12.20%
11	IPP proyectado	%	4%
12	Potencia Consumida	KW	3500

El ejercicio se realiza dejando fijas las demás pautas y encontrando el valor objetivo para la pauta que será modificada.

1. Diferencia entre el valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2013 – 2015.

Flujo de Caja

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión	0					
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW		\$ (3,069,066,000)	\$ (3,191,828,640)	\$ (2,766,251,488)		
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW				\$ (521,240,376)	\$ (3,118,897,332)	\$ (3,118,897,332)
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW						
Reducción Pérdidas de Producción		\$ 1,327,568,000	\$ 1,460,324,800	\$ 1,606,357,280	\$ 1,766,993,008	\$ 1,943,692,309
Reducción trabajos de mantenimiento		\$ 79,200,000	\$ 82,368,000	\$ 85,662,720	\$ 89,089,229	\$ 92,652,798
Reducción de regalías por desperdicio de gas		\$ 48,372,619	\$ 48,372,620	\$ 59,794,086	\$ 62,185,849	\$ 129,346,566
Total anualidades		\$ (1,613,925,381)	\$ (1,600,763,220)	\$ (1,535,677,779)	\$ (1,200,629,246)	\$ (953,205,660)

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversión						
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW						
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW						
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)
Reducción Pérdidas de Producción	\$ 2,138,061,540	\$ 2,351,867,694	\$ 2,587,054,463	\$ 2,845,759,909	\$ 3,130,335,900	\$ 3,443,369,490
Reducción trabajos de mantenimiento	\$ 96,358,910	\$ 100,213,266	\$ 104,221,797	\$ 108,390,669	\$ 112,726,296	\$ 117,235,347
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$ 134,520,428	\$ 139,901,246	\$ 145,497,295	\$ 151,317,187	\$ 157,369,875	\$ 163,664,670
Total anualidades	\$ 1,668,140,878	\$ 1,891,182,206	\$ 2,135,973,555	\$ 2,404,667,765	\$ 2,699,632,071	\$ 3,023,469,507

En este caso se obtiene un VPN de cero cuando la diferencia entre los valores por KW-H entre las dos fuentes asciende a \$89. Este es un valor que permite la negociación para la compañía.

2. Diferencia entre el valor del KW-H entre el Centro de Generación y Termo Barranca para el período 2016 – 2021.

Flujo de Caja

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión	0					
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW	\$ (3,069,066,000)	\$ (3,191,828,640)	\$ (2,766,251,488)			
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW			\$ (117,120,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW						
Reducción Pérdidas de Producción	\$ 1,327,568,000	\$ 1,460,324,800	\$ 1,606,357,280	\$ 1,766,993,008	\$ 1,943,692,309	
Reducción trabajos de mantenimiento	\$ 79,200,000	\$ 82,368,000	\$ 85,662,720	\$ 89,089,229	\$ 92,652,798	
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$ 48,372,619	\$ 48,372,620	\$ 59,794,086	\$ 62,185,849	\$ 129,346,566	

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversión						
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW						
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW						
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW	\$ (2,080,358,332)	\$ (2,080,358,332)	\$ (2,080,358,332)	\$ (2,080,358,332)	\$ (2,080,358,332)	\$ (2,080,358,332)
Reducción Pérdidas de Producción	\$ 2,138,061,540	\$ 2,351,867,694	\$ 2,587,054,463	\$ 2,845,759,909	\$ 3,130,335,900	\$ 3,443,369,490
Reducción trabajos de mantenimiento	\$ 96,358,910	\$ 100,213,266	\$ 104,221,797	\$ 108,390,669	\$ 112,726,296	\$ 117,235,347
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$ 134,520,428	\$ 139,901,246	\$ 145,497,295	\$ 151,317,187	\$ 157,369,875	\$ 163,664,670
Total anualidades	\$ 288,582,546	\$ 511,623,873	\$ 756,415,223	\$ 1,025,109,433	\$ 1,320,073,738	\$ 1,643,911,175

En este caso el equilibrio se obtiene para una diferencia de \$30 por KW-H, en razón a que el contrato con Termo Barranca ya no existe y se elimina la variable de pago de energía a esta fuente. De todas formas el valor de \$30 pesos ofrece una posición ventajosa para la negociación del valor del KW-H para la compañía.

3. Valor del barril de petróleo.

	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Inversión	0					
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW	\$	(3,069,066,000)	\$ (3,191,828,640)	\$ (2,766,251,488)		
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW				\$ (117,120,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW						
Reducción Pérdidas de Producción	\$	971,067,382	\$ 1,068,174,121	\$ 1,174,991,533	\$ 1,292,490,686	\$ 1,421,739,755
Reducción trabajos de mantenimiento	\$	79,200,000	\$ 82,368,000	\$ 85,662,720	\$ 89,089,229	\$ 92,652,798
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$	48,372,619	\$ 48,372,620	\$ 59,794,086	\$ 62,185,849	\$ 129,346,566
Total anualidades	\$	(1,970,425,998)	\$ (1,992,913,899)	\$ (1,562,923,150)	\$ 742,965,764	\$ 942,939,118

	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Inversión						
Pago por energía adicional hasta el 31 de octubre de 2013. 3,5 MW						
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2015. Potencia 4 MW						
Pago por la diferencia del valor del KW-H hasta el 31 de diciembre de 2021. Potencia 8 MW	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)	\$ (700,800,000)
Reducción Pérdidas de Producción	\$ 1,563,913,730	\$ 1,720,305,103	\$ 1,892,335,613	\$ 2,081,569,175	\$ 2,289,726,092	\$ 2,518,698,701
Reducción trabajos de mantenimiento	\$ 96,358,910	\$ 100,213,266	\$ 104,221,797	\$ 108,390,669	\$ 112,726,296	\$ 117,235,347
Reducción de regalías por desperdicio de gas	\$ 134,520,428	\$ 139,901,246	\$ 145,497,295	\$ 151,317,187	\$ 157,369,875	\$ 163,664,670
Total anualidades	\$ 1,093,993,068	\$ 1,259,619,615	\$ 1,441,254,706	\$ 1,640,477,031	\$ 1,859,022,262	\$ 2,098,798,719

El valor para el cual se obtiene el equilibrio en el ejercicio para el barril de crudo es de \$55.174. Lo que al precio actual corresponde a USD 30 por barril de crudo de la calidad del Campo Casabe. Cabe anotar que el valor actual de este crudo es de USD 39,7, por barril.