AAS3630

TESIS
GP 2010
P75

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y DE GESTIÓN
POSTGRADO EN GERENCIA DE PROYECTOS

Trabajo Especial de Grado

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA SUSTITUCIÓN DE TURBINAS A GAS POR MOTORES ELÉCTRICOS EN LAS PLANTAS COMPRESORAS DE GAS DEL DISTRITO MORICHAL DE PDVSA.

Presentado por
PIMENTEL ROJAS, Emerson Augusto
para optar al título de
Especialista en Gerencia de Proyectos

Asesor
RUIZ, Edgar

Puerto Ordaz, Julio de 2010

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y DE GESTIÓN
POSTGRADO EN GERENCIA DE PROYECTOS

Trabajo Especial de Grado

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA SUSTITUCIÓN DE TURBINAS A GAS POR MOTORES ELÉCTRICOS EN LAS PLANTAS COMPRESORAS DE GAS DEL DISTRITO MORICHAL DE PDVSA.

Presentado por
PIMENTEL ROJAS, Emerson Augusto
para optar al título de
Especialista en Gerencia de Proyectos

Asesor
RUIZ, Edgar

Puerto Ordaz, Julio de 2010

A mi familia, por haber cedido parte del tiempo que utilizamos en compartir juntos y permitirme alcanzar este objetivo profesional.

RECONOCIMIENTOS

Agradezco a Dios Todopoderoso por brindarme salud y bienestar a lo largo de este emprendimiento.

Agradezco a mis madres Elena, Margarita y Fátima, a mi padre Gustavo y también a mis abuelos Ermelinda y Augusto por guiarme e inculcarme los valores correctos.

Agradezco la colaboración y asistencia técnica de los siguientes compañeros de trabajo de PDVSA: Ronny Romero, Eukarys Farías, Jhoel Zambrano, Milexis Parisca, Eduardo Fernandini, Javier Ybarra, Jean Farfán, Pedro Silvera, María José Jiménez, Luís Useche, José Valerio, Luís Pérez y Ely Ramírez.

Agradezco la asesoría del profesor Edgar Ruiz durante la realización de este documento.

Finalmente agradezco el apoyo de mi esposa Glorimar Valerio, y de mis hijos Emerson y Gustavo, los cuales día a día están brindándome energía.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA.....ii

RECONOCIMIENTO.....iii

RESUMEN.....xvii

INTRODUCCIÓN..... 1

CAPÍTULO I – PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN..... 3

CAPÍTULO II – MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL. 9

1. GERENCIA DE PROYECTOS – ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD. 9

1.1. Estudio de Factibilidad. 10

1.1.1. Estudio de mercado. 10

1.1.1.1. Descripción del producto..... 11

1.1.1.2. Determinación y cuantificación de la demanda..... 11

1.1.1.3. Determinación y cuantificación de la oferta..... 11

1.1.1.4. Definición del mercado potencial 11

1.1.1.5. Análisis de precios 11

1.1.1.6. Estudio de comercialización..... 11

1.1.2. Estudio técnico..... 12

1.1.2.1. Localización 12

1.1.2.2. Ingeniería 12

1.1.2.3. Tecnología utilizada 12

1.1.2.4. Capacidad instalada y capacidad utilizada 13

1.1.3. Estudio económico – financiero. 13

1.1.3.1. Horizonte de planificación 13

1.1.3.2. Inversión 14

1.1.3.3. Depreciación y amortización 14

1.1.3.4. Costos de nómina 14

1.1.3.5. Ingresos 14

1.1.3.6. Gastos 14

1.1.3.7. Estado de resultados 15

1.1.4. Evaluación de resultados 15

1.1.4.1. Aporte del proyecto al PIB 15

1.1.4.2. Punto de equilibrio 15

1.1.4.3. Capital de trabajo 16

1.1.4.4. Flujo de fondos 16

1.1.4.5. Rentabilidad de la inversión 16

1.1.4.6. Valor Presente Neto (VPN). 17

1.1.4.7. Tiempo de Pago Dinámico. 18

1.1.4.8. Periodo de Recuperación de la Inversión (Pay-Out). 18

1.1.4.9. Eficiencia de la Inversión (EI). 18

1.1.5. Análisis de sensibilidad 18

2. TURBINAS A GAS. 19

2.1. Características técnicas y empleo de las turbinas a gas de circuito abierto.... 19

2.2. Ciclo teórico de una Turbina de Combustión Interna sin recuperador..... 20

2.3. Ventaja de la Turbina de Combustión en la generación de energía..... 22

3. MOTORES ELÉCTRICOS. 22

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CICLO DE VIDA DE ACTIVOS (AECVA)..... 27

4.1. Fundamentos del Análisis. 27

4.2. Modelo General para la Evaluación Económica del Ciclo de Vida. 28

4.3. Estimación de Ingresos o Beneficios..... 29

4.4. Estimación de Egresos o "Análisis del Costo del Ciclo de Vida (ACCV)"..... 30

4.5. Técnicas Complementarias durante la ejecución del Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA). 34

CAPÍTULO III – MARCO METODOLÓGICO. 37

1. TIPO DE INVESTIGACIÓN. 37

2. UNIDAD DE ANÁLISIS..... 37

3. VARIABLES: DEFINICIÓN CONCEPTUAL Y OPERACIONAL. 38

4. RECOLECCIÓN, PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS DATOS. 39

5. MÉTODO A SEGUIR: PASOS A RECORRER. 42

6. RESULTADOS ESPERADOS. 43

7. FACTIBILIDAD DE LA INVESTIGACIÓN Y CONSIDERACIONES ÉTICAS..... 43

CAPÍTULO IV – MARCO ORGANIZACIONAL. 44

1. RESEÑA HISTÓRICA. 44

2. UBICACIÓN 45

3. ESTRUCTURA DEL DISTRITO MORICHAL. 47

4. GERENCIA DE PLANTAS DE GAS Y AGUA. 47

4.1. Misión (PDVSA, 2009) 47

4.2. Visión (PDVSA, 2009) 47

5. OBJETIVOS DE LA ORGANIZACIÓN: 48

6. INDICADORES DE GESTIÓN DE LA ORGANIZACIÓN..... 48

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA GERENCIA DE PLANTAS DE GAS Y AGUA. 49

CAPÍTULO V – APLICACIÓN DE LA EVALUACIÓN 50

1. ESTUDIO DE MERCADO 50

1.1. Descripción del Producto, Características y usos. 50

1.2. Demanda del Producto..... 51

1.3. Oferta del Producto. 53

1.4. Mercado Potencial..... 54

1.5. Formación del Precio. 56

1.6. Canales de Comercialización. 56

2. ESTUDIO DE INGENIERÍA 59

2.1. Cronograma de la Proyección. 59

2.2. Localización del Proyecto. 59

2.3. Infraestructura de Servicios. 61

2.4. Tecnología Utilizada – Maquinaria y Equipo de Producción. 64

2.5. Proceso de Producción 65

2.6. Desechos y pérdidas del proceso 69

2.7. Control de Calidad 70

2.8. Volumen de Ocupación 71

2.9. Capacidad Instalada y Utilizada 72

3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CICLO DE VIDA DE ACTIVOS (AECVA) 73

3.1. Portafolio de Opciones. 73

3.2. Estimación de Ingresos o Beneficios 73

3.3. Estimación de Egresos o "Análisis del Costo del Ciclo de Vida (ACCV)" – Escenario "A". 76

3.4. Estimación del Valor Presente Neto (VPN) – Escenario "A". 88

3.5. Estimación de Egresos – Escenario "B". 91

3.6. Estimación del Valor Presente Neto (VPN) – Escenario "B". 103

3.7. Análisis de Sensibilidad..... 107

3.8. Matriz de Jerarquización de Proyectos. 109

CAPÍTULO VI – ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS 111

CAPÍTULO VII – EVALUACIÓN DEL PROYECTO 117

CAPÍTULO VIII – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 120

1. CONCLUSIONES..... 120

2. RECOMENDACIONES. 122

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS. 125

ANEXOS..... 127

ÍNDICE DE FIGURAS

1. Planificación estratégica - Surgimiento del proyecto de estudio de factibilidad. 8

2. Diagrama T-S y esquema del ciclo de una Turbina de Gas de Combustión - Ciclo Brayton 20

3. Clasificación de las máquinas eléctricas. 23

4. Función básica de un motor eléctrico. 23

5. Principio de funcionamiento de un motor eléctrico. 24

6. Aspectos constructivos de un motor eléctrico. 24

7. Balance energético en un motor eléctrico. 25

8. Funcionamiento de un Motor Síncrono. 26

9. Características constructivas – Motor Síncrono. 26

10. Estructura de la máquina síncrona 27

11. Flujograma de un AECVA. 29

12. Efecto Iceberg para la visibilidad de los egresos reales. 31

13. Ejemplo de Egresos en el Ciclo de Vida de una Planta de Procesos. 32

14. Flujograma general de un estudio de factibilidad. 41

15. Cronograma de ejecución del estudio de factibilidad. 42

16 Ubicación geográfica del Distrito Morichal 46

17 Ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco 46

18. Estructura organizativa de la Gerencia Plantas de Gas y Agua. 49

19. Requerimientos de Compresión de Gas 2009 – 2027 en el área de Extrapesado del Distrito Morichal – Faja Petrolífera del Orinoco. 52

20. Consumo de Gas Natural a nivel Mundial - Billones de Pies Cúbicos. 55

21. Producción y Consumo Mundial de Gas Natural – Por Regiones. 55

22. Red de Transporte por Gasoductos – Área Extrapesado de Morichal. 58

23. Esquema de Gasoductos del producto a Comercializar – Distrito Morichal. 58

24. Cronograma de la Proyección del Proyecto. 59

25. Flujograma del proceso productivo – Escenario A. 66

26. Flujograma detallado del proceso productivo – Escenario A. 67

27. Configuración del paquete de compresión – Escenario "A". 68

28. Configuración el paquete de compresión – Escenario "B". 68

29. Balance de Gas de las Plantas Compresoras del Área de Pesado. 69

30. Personal que laborará en la nueva Planta Compresora Orinoco (cuadros rojos) – Nuevos ingresos de la estructura organizativa. 71

31. Premisa Económico-Financiera de LEEPI. 75

32. Clasificación y elementos que conforman una Turbina de Gas / ISO 14224-2006.. 77

33. Resultado del Costo Promedio de Overhaul en Generadores de Gas del Distrito Morichal – Software Crystal Ball. 80

34. Ratas de falla y desviaciones estándar de los modos de falla más representativos para las Turbinas de Gas del Distrito Morichal – OREDA 2002. 82

35. Configuración del Bloque de Confiabilidad de la Turbina de Gas en el software RAPTOR..... 84

36. Diagrama de simulación de la Turbina de Gas en el software RAPTOR..... 85

37. Resultados de la simulación del primer año de operación de la Turbina de Gas en el software RAPTOR. 85

38. Impuestos establecidos sobre el Proyecto en evaluación, LEEPI. 88

39. Clasificación y elementos que conforman una Motor Eléctrico / ISO 14224-2006. . 92

40. Ratas de falla y desviaciones estándar de los modos de falla más representativos para los Motores Eléctricos de Jusepín – OREDA 2002. 97

41. Configuración del Bloque de Confiabilidad del Motor eléctrico en el software RAPTOR..... 99

42. Configuración del Bloque de Confiabilidad de la Caja Voith en el software RAPTOR. 100

43. Diagrama de simulación de Motor Eléctrico/Caja Voith en software RAPTOR..... 100

44. Resultados de la simulación del primer año de operación del Motor Eléctrico y Caja Voith en el software RAPTOR. 101

ÍNDICE DE GRÁFICAS

1. Requerimientos de compresión de gas en el Distrito Morichal. 5

2. Comportamiento del Flujo de Caja a Valor Presente de PDVSA en el Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "A". 90

3. Representación del Factor de Rentabilidad – Escenario "A". 91

4. Representación del Factor de Riesgo – Escenario "A". 91

5. Comportamiento del Flujo de Caja a Valor Presente de PDVSA en el Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "B". 105

6. Representación del Factor de Rentabilidad – Escenario "B". 105

7. Representación del Factor de Riesgo – Escenario "B". 106

8. Matriz de Jerarquización para los Escenarios "A" y "B" el Proyecto. 110

ÍNDICE DE TABLAS

1. Operacionalización de las variables. 38

2. Indicadores de gestión de la Gerencia Plantas de Gas y Agua 48

3. Características y condiciones del Gas en la succión de la Planta. 51

4. Escenarios del Precio del Gas – LEEPI 56

5. Escenarios del Precio del Crudo (US$/Barril) – LEEPIC. 56

6. Precio (US$/MMBtu) del Gas Metano en Centro de Despacho Oriente – LEEPI. 57

7. Tarifas (US$/MMBtu) de Transporte y Distribución de Gas Metano – LEEPI. 57

8. Coordenadas UTM de PCO 60

9. Condiciones ambientales en PCO. 61

10. Estimado de Costos Clase II del Proyecto de Construcción de la Planta PCO. 63

11. Desglose del Estimado de Costos de las Facilidades Generales y Servicios 64

12. Maquinaria y equipo de producción del Escenario A. 65

13. Maquinaria y equipo de producción del Escenario B. 65

14. Ingresos del Ciclo de Vida del Proyecto – Escenario "A" 75

15. Ingresos del Ciclo de Vida del Proyecto – Escenario "B" 75

16. Costos de Capital (Ci) desglosados del Escenario "A". 77

17. Costos de Capital (Ci) del Escenario "A", registrado a Valor Presente 78

18. Costos de Producción (Pi) anuales del Escenario "A". 78

19. Actividades y Costos de Mantenimiento Preventivo del Escenario "A"..... 79

20. Costos de Mantenimiento Mayor de Generadores de Gas..... 79

21. Egresos por Mantenimiento (Mi) anuales del Escenario "A"..... 80

22. Tiempos para Fallar (TTF) registrados en Generadores de Gas – Distrito Morichal. 81

23. Disponibilidad y Número de Fallas al año durante los ocho años operativos del periodo a evaluar en el proyecto, para la Turbina de Gas en el software RAPTOR..... 86

24. Egresos por año por cada falla generada en la Turbina de Gas. 86

25. Egresos o Pérdidas por Fallas generadas en las Turbinas de Gas..... 87

26. Egresos o Pérdidas por Fallas calculados a Valor Presente. 87

27. Ingresos y Egresos consolidados del Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "A"..... 89

28. Costos de Capital (Ci) desglosados del Escenario "B". 92

29. Costos de Capital (Ci) del Escenario "B", registrado a Valor Presente..... 93

30. Bases de cálculos de Costos de Producción (Pi) anuales del Escenario "B". 93

31. Costos de Producción (Pi) anuales del Escenario "B". 93

32. Actividades y Costos de Mantenimiento Preventivo del Escenario "B"..... 94

33. Egresos por Mantenimiento (Mi) anuales del Escenario "B"..... 95

34. Tiempos para Fallar (TTF) registrados en Motores Eléctricos y Cajas Voith – Plantas Compresora Jusepín 3 Distrito Furrial. 96

35. Disponibilidad y Número de Fallas al año durante los ocho años operativos del periodo a evaluar en el proyecto, para Escenario "B" en el software RAPTOR..... 101

36. Egresos por cada hora de Pérdida de Producción en los años de evaluación del Escenario "B". 102

37. Egresos o Pérdidas por Fallas generadas en el Escenario "B". 102

38. Egresos o Pérdidas por Fallas calculados a Valor Presente – Escenario "B"..... 102

39. Ingresos y Egresos consolidados del Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "B"..... 104

40 Comparación de parámetros o indicadores económico-financieros de los Escenarios "A" y "B" evaluados. 106

41. Límites de variación de componentes del proyecto para ejecutar el Análisis de Sensibilidad. 107

42. Comparación de parámetros o indicadores económico-financieros de los Escenarios "A" y "B" evaluados – Según Opción "Pesimista" del Análisis de Sensibilidad. 108

43. Comparación de parámetros o indicadores económico-financieros de los Escenarios "A" y "B" evaluados – Según Opción "Optimista" del Análisis de Sensibilidad. 108

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO A. COTIZACIÓN DE TURBINA A GAS

ANEXO B. COTIZACIÓN DE CAJA DE ENGRANAJES

ANEXO C. COTIZACIÓN DE MOTOR ELÉCTRICO Y CAJA DE VELOCIDAD VARIABLE VOITH VORECON

ANEXO D. ESTIMADO DE COSTO CLASE II – S/E PCO

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERRECTORADO ACADÉMICO
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO
ÁREA DE CIENCIAS ADMINISTRATIVAS Y DE GESTIÓN
POSTGRADO EN GERENCIA DE PROYECTOS

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA SUSTITUCIÓN DE TURBINAS A GAS POR MOTORES ELÉCTRICOS EN LAS PLANTAS COMPRESORAS DE GAS DEL DISTRITO MORICHAL DE PDVSA.

Autor: Emerson Pimentel.
Asesor: Edgar Ruiz.
Año: 2010.

RESUMEN

En el documento denominado líneas generales del plan de desarrollo económico y social de la nación se desprende el plan siembra petrolera 2006-2012, el cual contempla el crecimiento del Distrito Morichal a través de la ampliación de las plantas compresoras de gas, originando el proyecto de construcción de la Planta Compresora Orinoco (PCO) propia, en cuya fase de Visualización/Conceptualización se contempló el estudio de factibilidad para determinar el tipo de equipo motriz a utilizar para el accionamiento de los compresores centrífugos de gas. El estudio se inscribe en el marco de una investigación aplicada de tipo evaluativo. El estudio de factibilidad se realizó siguiendo la metodología diseñada por Blanco (2007) en combinación con la metodología de Confiabilidad denominada Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA). Los resultados obtenidos indican que la alternativa de utilización de Motores Eléctricos como elemento motriz para el proceso de compresión de gas es la más rentable para la inversión de capital, ya que entre otros factores arrojó mayores Ingresos del Ciclo de Vida (de 10% a 19%), mayor Valor Presente Neto (de 10% a 20%) y Factor de Rentabilidad (de 13% a 19%), mientras que generó menores Egresos por Mantenimiento (de 18% a 57%) y por Fallas (de 17% a 273%), además de un Factor de Riesgo menor (1,6%) al presentado por la alternativa de utilización de Turbinas a Gas. Los resultados obtenidos son importantes para la toma de decisiones en proyectos de inversión de capital de PDVSA, vinculados a la cadena de gas natural.

Palabras claves: Valoración, Factibilidad, Proyectos, Turbinas, Motores, Gas Natural, Confiabilidad, Ciclo de Vida, Indicadores.

INTRODUCCIÓN

El estudio de Factibilidad para la sustitución de Turbinas a Gas por Motores Eléctricos en las plantas compresoras de gas del Distrito Morichal de PDVSA se origina de la fase de visualización/conceptualización del proyecto integral de desarrollo (PID) denominado ampliación de la capacidad de compresión de gas, el cual se encuentra inmerso en el macroproyecto de crecimiento del Distrito Morichal y se derivan del plan de siembra petrolera 2006-2012, asociado o vinculado al plan de desarrollo económico y social de la nación 2007-2013.

Existen antecedentes de estudios semejantes emprendidos en PDVSA Occidente y en el antiguo Distrito Norte de PDVSA ubicado en el estado Monagas, sin embargo, no se lograron obtener los documentos, archivos e información de los hallazgos referentes a dichos trabajos. El alcance del presente proyecto para la evaluación de factibilidad se basa en el estudio de los datos del historial de vida de las Turbinas de gas instaladas en el área de Pesado del Distrito Morichal de PDVSA, mientras que para la valoración de la alternativa de utilización de Motores eléctricos se utilizan los datos de las plantas compresoras Jusepin 3/4/5 ubicadas en el Distrito el Furrial de PDVSA.

El estudio se inscribe en el marco de una investigación aplicada de tipo evaluativa. En esta investigación la variable es el estudio de factibilidad, cuyas dimensiones están constituidas por el estudio de mercado, estudio técnico y estudio económico-financiero. El estudio de factibilidad se realiza siguiendo la metodología diseñada por Blanco (2007) en combinación con la metodología de Confiabilidad denominada Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA).

Los indicadores económico-financieros que se evalúan en las diferentes opciones o alternativas del proyecto son el Valor presente neto (VPN), Tiempo de recuperación de la inversión, Tiempo de pago dinámico, Eficiencia de la inversión (EI), Factor de rentabilidad y Factor de riesgo.

Los resultados de la evaluación son importantes para determinar la opción (Turbinas de gas o Motores eléctricos) que ofrece una mayor rentabilidad de la inversión, en función de su utilización como elemento motriz en el accionamiento de compresores centrífugos de gas, ello permite la generación de mayores ingresos a PDVSA dentro de los nuevos proyectos de construcción de plantas compresoras de gas, lo cual se traduce en el aumento de los dividendos para emprender la diversificación de la economía venezolana y lograr un mayor aporte social.

El trabajo se encuentra dividido en ocho (08) capítulos, en el capítulo 1 se realiza el planteamiento del problema, los objetivos (general y específicos) y la importancia del tema a emprender.

El capítulo 2 presenta la bases teóricas en las cuales se sustenta la investigación, describiendo el contenido y las fases de un estudio de factibilidad, información básica sobre turbinas de gas y motores eléctricos, y finalmente describe los pasos de la metodología de confiabilidad denominada análisis económico del ciclo de vida de los activos (AECVA).

En el capítulo 3 se describe el marco metodológico, se define el tipo de investigación, técnicas e instrumentos para la recolección de información, operacionalización de las variables y la descripción del procedimiento empleado para lograr los objetivos. El capítulo 4 contiene el marco organizacional, en el cual se incluye un recuento histórico, misión, visión y otros aspectos pertinentes de la organización, los cuales son necesarios para entender el proyecto.

En el capítulo 5 se realiza la aplicación de la evaluación, en el cual se ejecuta el desarrollo del trabajo en función de valorar la mejor alternativa de proyecto.

El capítulo 6 es el análisis de los resultados, en el capítulo 7 se presenta la evaluación del proyecto y en el capítulo 8 se realizan las conclusiones y recomendaciones planteadas en base al análisis completo o global del trabajo.

CAPÍTULO I – PROPUESTA DE INVESTIGACIÓN.

El gobierno de la República Bolivariana de Venezuela generó un documento titulado "Líneas generales del plan de desarrollo económico y social de la nación 2007-2013" en el cual se registra la planificación estratégica del país en función de aumentar la calidad de vida de sus habitantes. En este documento existe un capítulo denominado "Venezuela: Potencia energética mundial" en el cual se plantea una estrategia de desarrollo nacional que persigue en el mediano plazo convertir a Venezuela en una potencia energética con influencia mundial. Entre los objetivos que se presentan se destaca "acelerar la siembra de petróleo, profundizando la internalización de los hidrocarburos para fortalecer la diversificación productiva y la inclusión social" (Ministerio de Comunicación e Información [MINCI], 2007); a partir de este enunciado se crearon una serie de estrategias, políticas y proyectos en la industria petrolera del país, dirigidas por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) y delegadas a Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA).

A partir de ello PDVSA generó un programa denominado "Plan Siembra Petrolera 2006-2012" que está conformado por quince (15) macroproyectos, de los cuales siete (07) se desarrollan en la Región Oriente; cada uno de estos macroproyectos está conformado por Proyectos Integrales de Desarrollo (PID) y estos a su vez por Subproyectos de menor magnitud destinados al estudio y exploración de yacimientos, perforación y rehabilitación de pozos, reacondicionamiento de la infraestructura existente, construcción de nueva infraestructura para el manejo y disposición de fluidos.

Uno de los macroproyectos del Plan Siembra Petrolera se ejecutará en el estado Monagas, específicamente en Morichal y es denominado "Crecimiento del Distrito Morichal"; este emprendimiento tiene como objetivo incrementar la producción de 118 MBD (mil barriles diarios) en el año 2006 a 580 MBD en el año 2012 con una inversión de 5.653,47 MM$ (millones de dólares).

Los Proyectos Integrales de Desarrollo (PID) de este macroproyecto están dirigidos a diversas áreas de aplicación entre las cuales destacan:

- ✓ Adquisición de química.
- ✓ Estudios de yacimientos.
- ✓ Perforación.
- ✓ Implantación de tecnologías, ampliación de instalaciones de superficie.
- ✓ Adecuación de centros de bombeo.
- ✓ Ampliación de facilidades de transporte de diluente.
- ✓ Ampliación de sistemas de aguas efluentes.
- ✓ Ampliación de instalaciones existentes y construcción de nuevas plantas compresoras de gas.
- ✓ Tendido de oleoductos y gasoductos.
- ✓ Sistemas de seguridad, electricidad y automatización.

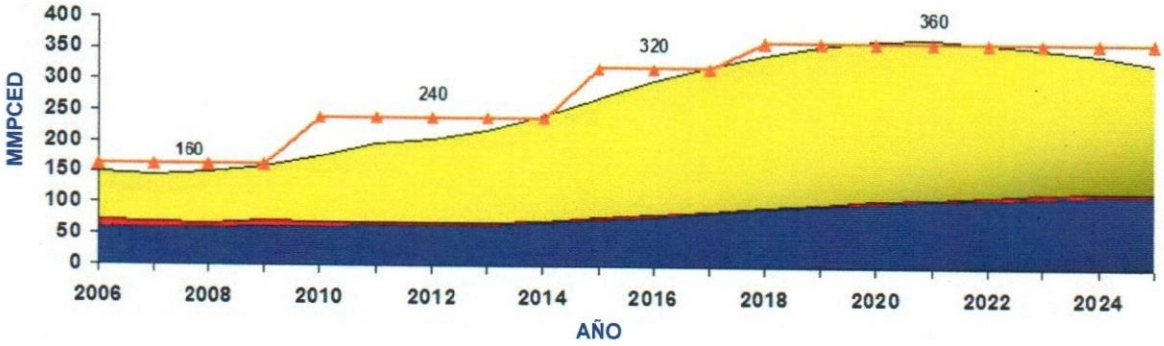
El PID denominado "Ampliación de instalaciones existentes y construcción de nuevas plantas compresoras de gas" contiene subproyectos que impulsan su ejecución, y uno de estos es la "Construcción de la Planta Compresora Orinoco (PCO) Propia" cuyos objetivos son los siguientes:

- ✓ Instalación de una Planta Compresora centrífuga de 80 millones de pies cúbicos estándar por día (MMPCED) de capacidad, accionada con motores eléctricos de velocidad variable. Para llevar el gas asociado, desde una presión de 35 psig hasta 1500 psig, la Planta Compresora estará conformada por dos trenes de compresión de 40 MMPCED cada uno (Petróleos de Venezuela [PDVSA], 2006).
- ✓ Instalación de una Planta de Endulzamiento basada en la tecnología de absorción con Amina (MDEA), para llevar el gas de la descarga de la planta compresora (1500 psig) hasta un contenido de CO_2 (dióxido de carbono) máximo de 8% molar (PDVSA, 2006).

- ✓ Instalación de una Planta de Deshidratación del gas dulce mediante el uso de Trietilenglicol (TEG) para llevar el gas de 1500 psig a un contenido máximo de vapor de agua de 7 Lb/MMPCE (PDVSA, 2006).

Con el cumplimiento de estos objetivos se logrará eliminar la renta por alquiler de servicios de compresión y garantizar la continuidad en las operaciones de tratamiento y compresión de gas en el Distrito Morichal de PDVSA Exploración y Producción (EyP).

Actualmente existen tres plantas compresoras de gas en el Distrito Morichal (Pilón, Jobo II y Jobo III) cada una con una capacidad de 40 MMPCED (millones de pies cúbicos estándar por día) y una planta adicional alquilada (Planta Compresora Orinoco) con una capacidad de 40 MMPCED, para un total máximo de 160 MMPCED de gas comprimido, lo cual constituye la capacidad instalada del Distrito.



Gráfica 1. Requerimientos de compresión de gas en el Distrito Morichal (PDVSA, 2006).

En la gráfica 1 se observa que a partir del año 2009 se requiere una capacidad de compresión de gas de 240 MMPCED y esta necesidad será cubierta por el Subproyecto "Construcción de la Planta Compresora Orinoco (PCO) Propia", ya que a través del cumplimiento de sus objetivos generará una capacidad adicional de compresión de gas de 80 MMPCED (en dos trenes de 40 MMPCED).

En el año 2005 PDVSA produjo 6.885 MMPCED de gas y para el año 2012 tiene proyectado producir 9.780 MMPCED, por lo cual el Distrito Morichal realizará su

primer aporte a través del incremento de 80 MMPCED luego de ejecutar este subproyecto.

La construcción de la Planta Compresora Orinoco Propia persigue según sus objetivos instalar motores eléctricos como elementos motrices para la compresión de gas, sin embargo, en el Distrito Morichal no se tiene experiencia en el manejo de instalaciones de este tipo con la presencia de motores eléctricos, ya que todas sus plantas actuales son accionadas por turbinas de gas y por lo tanto su personal está orientado hacia la operación y mantenimiento de este tipo de equipos.

La instalación de motores eléctricos generará la necesidad de adiestramiento para el personal, catalogación, adquisición y generación de inventarios de nuevos repuestos, creación de nuevos planes de mantenimiento y carga en el sistema Sap, introducción del parámetro de consumo eléctrico a los costos de producción y posible necesidad de creación de una subestación eléctrica vinculada a la alimentación de los motores; por otra parte, podría generar beneficios en cuanto a la reducción de los costos de mantenimiento, aumento de los índices de Disponibilidad, Confiabilidad y Mantenibilidad de las instalaciones de compresión de gas, operación más sencilla debido al monitoreo y control de menores variables de funcionamiento del equipo, ahorro por concepto del consumo de gas combustible, entre otras variables.

Por lo expresado en el párrafo anterior se hace evidente la necesidad de realizar un proyecto que evalúe la factibilidad técnica, económica y financiera de la instalación de motores eléctricos en sustitución de turbinas a gas en las facilidades de compresión de gas, y que funcione como un instrumento proveedor de información para quienes deben tomar la decisión de inversión. Este proyecto ofrecerá una respuesta veraz y oportuna que ayudará a descifrar y aclarar las interrogantes existentes respecto a esta alternativa, logrando así obtener un insumo esencial para definir el alcance del subproyecto "Construcción de la Planta Compresora Orinoco Propia".

El estudio de factibilidad "es una herramienta que permite a través de un procedimiento metodológico, identificar un problema o una oportunidad de negocio, enmarcada en la visión del proyecto, luego se estudian las fuerzas del mercado para

ver el potencial de ingresos, se estudian las variables técnicas para la operación, se analiza la estructura organizativa para operar el proceso y se calculan los resultados financieros del negocio" (Palacios, 2000, p. 151).

Ante la realidad de los futuros requerimientos de compresión de gas del Distrito Morichal y en la búsqueda de implementar la opción óptima en relación a los activos a emplear en las instalaciones la interrogante a plantear es la siguiente: ¿Es técnica, económica y financieramente factible el Proyecto de sustitución de Turbinas de Gas por Motores Eléctricos en las Plantas Compresoras de Gas del Distrito Morichal?.

El objetivo general de este proyecto es la ejecución de un estudio de factibilidad para evaluar la sustitución de turbinas a gas por motores eléctricos como elementos motrices para el proceso de compresión de gas en el Distrito Morichal.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- ✓ Realizar el estudio de mercado; el cual contiene la descripción del producto, demanda, oferta, mercado potencial, formación del precio y canales de comercialización que apliquen.
- ✓ Realizar el estudio técnico; conformado por el cronograma de la proyección, localización del proyecto, infraestructura de servicios, tecnología utilizada, proceso de producción, desechos y pérdidas del proceso, control de calidad, volumen de ocupación, capacidad instalada y utilizada.
- ✓ Evaluar los elementos de costos e ingresos de operación, tales como materiales, mano de obra, ventas proyectadas, entre otros.
- ✓ Evaluar los costos de inversión, constituidos por los activos fijos y otros activos.
- ✓ Realizar la evaluación económico-financiera, que comprende el estudio de los componentes de la inversión total, nómina, materia prima, ingresos, gastos de operación y estado de resultados.
- ✓ Evaluar los resultados respecto al valor agregado, punto de equilibrio, flujo de fondos y rentabilidad de la inversión.

- ✓ Realizar el análisis de sensibilidad respecto a la sustitución de las turbinas de gas por motores eléctricos.

En la figura 1 se puede observar en forma esquemática el planteamiento del problema de este proyecto, relacionado al estudio de factibilidad.

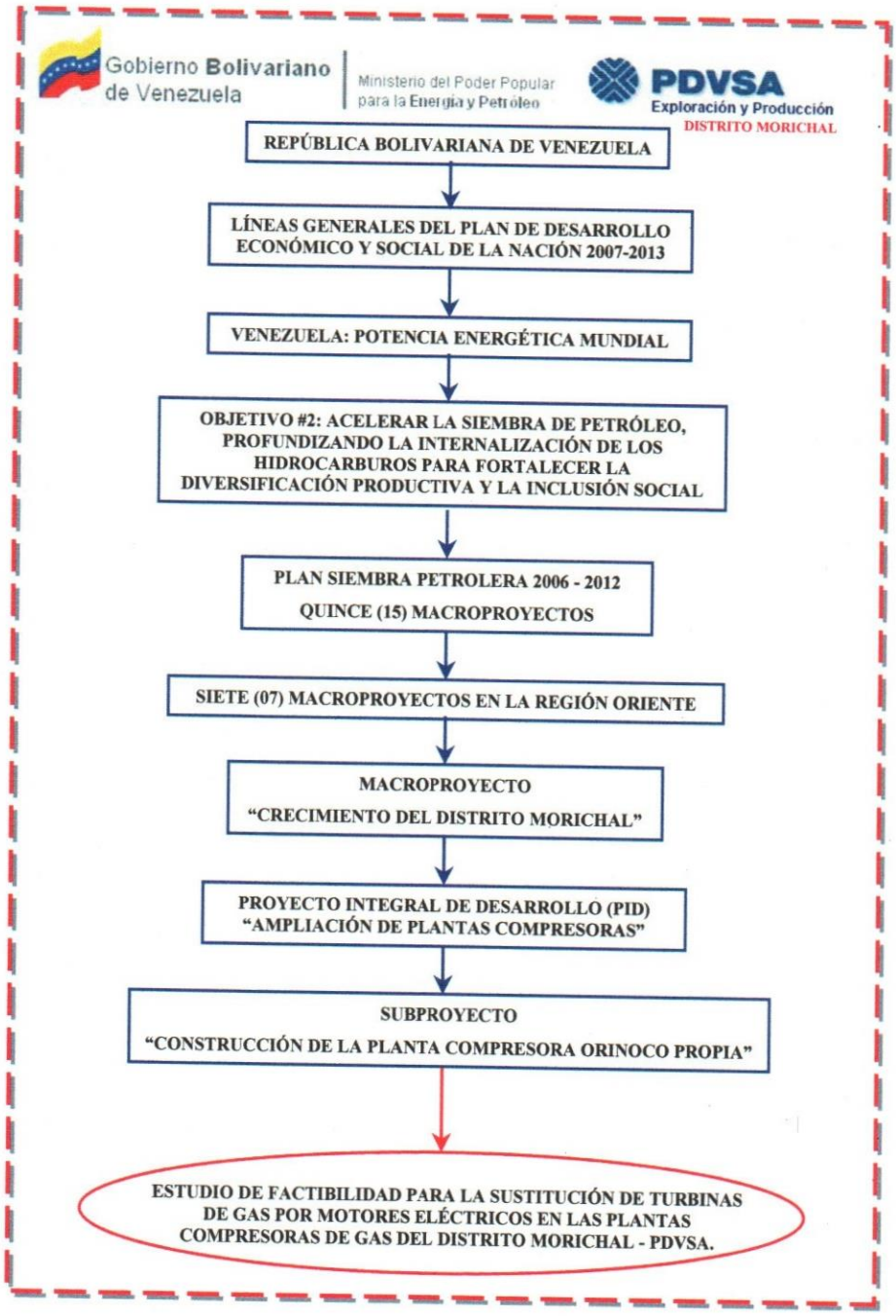


Figura 1. Planificación estratégica - Surgimiento del proyecto de estudio de factibilidad.

CAPÍTULO II – MARCO TEÓRICO Y CONCEPTUAL.

Este capítulo contiene el marco teórico y conceptual que servirá de plataforma al "Estudio de factibilidad para la sustitución de turbinas a gas por motores eléctricos en las plantas compresoras de gas del Distrito Morichal de PDVSA". Los conceptos relacionados abordan el terreno de cuatro aspectos concretos: 1) Gerencia de proyectos y los estudios de factibilidad; 2) Turbinas a gas; 3) Motores eléctricos; y 4) Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos. Estos aspectos son presentados en forma general y desde la perspectiva de la información requerida para estructurar cada uno de los componentes del estudio de factibilidad.

1. GERENCIA DE PROYECTOS – ESTUDIOS DE FACTIBILIDAD.

El estudio de factibilidad de un proyecto se inscribe entre las herramientas fundamentales que se utiliza en Gerencia de Proyectos durante la fase de visualización y conceptualización, y constituye en sí, la aplicación de conocimientos teóricos y prácticos, y de herramientas y técnicas, que persigue avanzar en la definición del proyecto con el fin de determinar su viabilidad técnica, económica y financiera. Los estudios de factibilidad son susceptibles de ser aplicados tanto a proyectos de carácter social como a proyectos de inversión, y tanto a proyectos de bienes como de servicios.

"La evaluación de proyectos se entenderá como un instrumento que provee información a quien debe tomar decisiones de inversión" (Sapag, 2003, p. 4).

El proyecto en estudio se califica como proyecto de inversión, en virtud de que responde a la necesidad planteada por un inversionista (PDVSA) de evaluar una oportunidad de negocio con miras a invertir recursos económicos, prestando un servicio útil al ser humano, con el propósito de recibir un beneficio expresado en términos de rentabilidad. En relación al producto a generar, califica como proyecto de servicio, puesto que no genera un bien sino un elemento proveedor de energía para la compresión de gas.

"Un proyecto no es ni más ni menos que la búsqueda de una solución inteligente al planteamiento de un problema tendiente a resolver, entre tantas, una necesidad humana. Cualquiera sea la idea que se pretende implementar, la inversión, la metodología o la tecnología por aplicar, ella conlleva necesariamente la búsqueda de proposiciones coherentes destinadas a resolver las necesidades de la persona humana" (Sapag, 2003, p. 1).

1.1. ***Estudio de Factibilidad.***

De acuerdo con Blanco (2007), el objetivo primario del estudio de factibilidad de un proyecto de inversión es determinar la factibilidad social, económica y financiera del flujo de fondos de la empresas a través de herramientas económicas pertinentes, tales como el punto de equilibrio y el aporte de la empresa al PIB de la economía, y de herramientas financieras como la tasa interna de retorno (TIR) y el valor presente neto (VPN).

Para alcanzar los objetivos de un estudio de factibilidad, el modelo propuesto por Blanco (2007) está configurado en un compendio de tres análisis, que en orden de realización son los siguientes: estudio de mercado, estudio técnico, y el estudio económico-financiero, que a su vez se divide en evaluación económica-financiera y evaluación de resultados. Finalmente el estudio se complementa con el análisis de riesgo que se realiza a través de un análisis de sensibilidad.

1.1.1. *Estudio de mercado.*

El estudio de mercado constituye la descripción del producto, la determinación y cuantificación de la demanda y oferta, la definición del mercado potencial, el análisis de precios y el estudio de comercialización. El objetivo es verificar la posibilidad del servicio de penetrar el mercado para determinar la capacidad y perspectivas de generación de ingresos en el período bajo estudio, como también los riesgos a los que se expone el inversionista.

1.1.1.1. *Descripción del producto*

Se describen las características que definen el producto: físicas, químicas o de otra índole, mensurables si se tratara de un bien, o intangibles si se tratara de un servicio; se deberá especificar si es un producto para consumo intermedio o final e informar sobre el tipo de usuario al que está destinado.

1.1.1.2. *Determinación y cuantificación de la demanda*

El análisis de la demanda cuantifica la necesidad real o psicológica de una población de consumidores que disponen de poder adquisitivo suficiente para adquirir un determinado producto que satisfaga una necesidad específica.

1.1.1.3. *Determinación y cuantificación de la oferta*

La oferta es la porción del mercado que posibles oferentes están dispuestos a cubrir. En este estudio se analiza la capacidad de potenciales competidores de cubrir la demanda estimada.

1.1.1.4. *Definición del mercado potencial*

El mercado potencial viene determinado por la diferencia entre la demanda y la oferta.

1.1.1.5. *Análisis de precios*

El método de fijación de precios depende de la estructura de costos, considerando las características de la oferta y la demanda, la capacidad de diferenciar el servicio en términos de exclusividad, y de la existencia de restricciones y regulaciones.

1.1.1.6. *Estudio de comercialización*

Contempla el análisis de los canales de comercialización a fin de determinar los costos asociados.

.

1.1.2. *Estudio técnico*

Tiene por objeto proveer información para cuantificar el monto de las inversiones y el costo de operación correspondiente. A través de este estudio se determina la capacidad instalada y utilizada de la planta. Cubre cuatro aspectos fundamentales: localización, ingeniería, tecnología y capacidad.

1.1.2.1. *Localización*

La ubicación de un proyecto de cualquier índole nunca es fortuita pues la misma trata de reducir al mínimo los costos de inversión y operacionales que sería necesario efectuar de no estar ubicada en un lugar apropiado. Entre los costos más importantes destacan la cercanía a los proveedores de materias primas, el acceso a mano de obra suficiente y calificada, la distancia a los mercados, y la existencia de vías de comunicación y de infraestructuras de servicios que permitan llevar el producto con facilidad hacia el mercado.

1.1.2.2. *Ingeniería*

Se refiere a la especificación de los equipos requeridos en el proceso. El diseño óptimo del funcionamiento de las instalaciones considerando los requerimientos normativos, y detallando todas las obras civiles, eléctricas, mecánicas y de arquitectura involucradas a fin de realizar el correspondiente estimado de costos. Caracterización, cuantificación y costos de los servicios de electricidad, agua, vapor, gas, etc. La estructura de la organización y los requerimientos de personal asociados, así como criterios de las jornadas laborales, sueldos y salarios. El objetivo final es determinar la inversión y los costos de operación requeridos para impartir el servicio.

1.1.2.3. *Tecnología utilizada*

Es importante evaluar la oferta tecnológica de equipos en el mercado. La selección de la tecnología es crucial debido a que impacta en el tiempo que toman los procesos, en el consumo de energía y en el tamaño de las áreas requeridas.

1.1.2.4. *Capacidad instalada y capacidad utilizada*

La capacidad instalada se define en términos de unidades de producción y se establece a partir de la capacidad y eficiencia de los equipos instalados, el mercado potencial y la disponibilidad de recursos económicos para la inversión. La capacidad utilizada depende de los requerimientos del mercado, y crece progresivamente hasta alcanzar el 100% de la capacidad instalada (generalmente en el último año de la proyección), es un parámetro fundamental en el estudio de flujo de caja.

1.1.3. *Estudio económico – financiero.*

El estudio económico pretende determinar el monto de los recursos económicos necesarios para la realización del proyecto, el costo total de operación, de la infraestructura y otros costos asociados, para así conformar el estado de resultados y el cálculo de los indicadores económicos. La evaluación económica que se presentará será la aplicada en proyectos generadores de ingresos, que es el caso del proyecto en estudio y por tanto el flujo de caja es la resultante de la diferencia entre ingresos y egresos.

El estudio financiero incorpora el programa de financiamiento, es decir, el monto a financiar, el valor de la tasa de crédito, las comisiones e intereses crediticios que se generan, en cuántas partes y las fechas en que se recibirá el crédito, y la frecuencia de pago convenida. A partir de estos valores, se incorpora en la línea base de cálculo, el aporte financiado así como los flujos derivados del proceso de amortización de capital y pago de intereses.

1.1.3.1. *Horizonte de planificación*

"Es el número de años de proyección del estudio. Corresponde al total de años del proyecto contados desde el momento en que se inicia la operación una vez construida la planta. Debe situarse en 5-10 años, lo que no elimina la posibilidad de que se reduzca a tres o se alargue a quince años". (Blanco, 2007. p.157).

1.1.3.2. *Inversión*

La inversión representa la sumatoria de los costos de los activos fijos como infraestructura física, equipos y mobiliario, los costos de proyectos de ingeniería, los costos de financiamiento y el capital de trabajo.

1.1.3.3. *Depreciación y amortización*

Son valores contables que no representan salida de efectivo y persiguen recuperar la inversión. La depreciación es la pérdida de valor de los activos, y viene dada por la vida útil en el caso de los equipos, y en el caso de la planta física se establece de acuerdo al horizonte de planificación seleccionado. Representa una deducción del impuesto sobre la renta y por tanto no entra en el flujo de efectivo. La amortización recae sobre los valores de los activos intangibles tales como estudios, costos de instalación y pruebas.

1.1.3.4. *Costos de nómina*

Representan el costo del recurso humano que participa en el proceso de prestación del servicio. Se presenta en términos de sueldos y salarios.

1.1.3.5. *Ingresos*

Los ingresos operacionales se determinan a partir del producto resultante de la capacidad neta y el precio determinado en el estudio de mercado. En este concepto no se introduce la inflación como elemento de alteración en la proyección.

1.1.3.6. *Gastos*

Como gastos se considera todos los costos de producción. Están representados por aquellos derivados de leyes de seguridad social como INCE, ley de política habitacional y paro forzoso, artículos de oficina, repuestos de mantenimiento, energía eléctrica, seguros mercantiles, impuestos y patentes, combustibles y seguridad industrial.

1.1.3.7. *Estado de resultados*

Los resultados a evaluar son: 1. La utilidad de producción, que se obtiene de restar de los ingresos los costos correspondientes a la nómina y los gastos de producción. 2. La utilidad antes de intereses e impuestos, que se deriva sustrayendo de la utilidad de producción la depreciación y amortización. 3. La utilidad (o pérdida) antes de impuestos se obtiene de restar de la utilidad antes de intereses e impuestos, los intereses crediticios. 4. El impuesto sobre la renta que se calcula aplicando, en caso de utilidad, la tasa impositiva que aplique. 5. El objetivo final es calcular la utilidad contable neta que se logra restando de la utilidad antes de impuesto el monto calculado del ISLR.

1.1.4. *Evaluación de resultados*

1.1.4.1. *Aporte del proyecto al PIB*

El aporte al PIB se expresa en porcentaje a partir de dos valores. El primero de estos valores se obtiene dividiendo el valor agregado entre el valor de la producción y representa el grado en que está contribuyendo con los factores de producción a través de sueldos, intereses, rentas, beneficios e impuestos. El segundo valor se deriva de dividir el total de costos de los insumos entre el valor de la producción y reporta el aporte que el proyecto hace a los proveedores de insumos.

A efectos de este cálculo, el valor de los insumos incluye los costos de materias primas, materiales y repuestos, servicios, y costos administrativos. Como valor agregado se considera los costos de alquiler de terrenos, nómina, intereses crediticios, los costos derivados de las leyes de protección social y la utilidad neta. Y el valor de la producción es el resultado de la suma del valor de los insumos y el valor agregado.

1.1.4.2. *Punto de equilibrio*

Determina el nivel de producción en el cual los costos igualan a los ingresos totales. Este nivel de producción representa el momento en el cual las ventas cubren exactamente los costos. Con el punto de equilibrio se observa la influencia de los costos

fijos totales en el desarrollo de las operaciones y la magnitud de las ganancias o pérdidas cuando las ventas exceden o caen por debajo del punto de equilibrio. Expresado en (%), es el resultado de: costos fijos / (ingreso total – costo variable). Este índice en % se multiplica por las diferentes variables y se obtiene el punto de equilibrio, expresado en unidades de la variable utilizada. De esta forma se calcula el punto de equilibrio. En términos de volumen de producción, ingresos por ventas, meses por año, etc.

1.1.4.3. *Capital de trabajo*

Cantidad necesaria de efectivo que se requiere para garantizar la cobertura de los gastos derivados de los costos de producción en la fase inicial de las operaciones, antes de que el proyecto empiece a generar ingresos. El capital de trabajo se usa para cubrir la nómina, los gastos de fabricación, la adquisición de insumos y el financiamiento de las cuentas por cobrar.

1.1.4.4. *Flujo de fondos*

Representa la base de cálculo de la rentabilidad financiera del proyecto. Se representa en forma tabulada y recoge la información detallada de los ingresos y egresos, y la diferencia entre éstos para cada período en que se haya dividido el proyecto. La diferencia referida representa el flujo de fondos o de caja, que representa las ganancias o pérdidas líquidas de la cual se extraen las utilidades. Los componentes anuales de este saldo son los valores a utilizar en el cálculo del VPN y la TIR.

1.1.4.5. *Rentabilidad de la inversión*

"Con el monto de las inversiones y el saldo de caja, se calcula el valor presente neto VPN y la tasa interna de retorno TIR. Estos parámetros de evaluación hacen que el proyecto sea estudiado considerando el valor del dinero en el tiempo. Para aplicar este enfoque se determina el valor presente de los flujos futuros de efectivo que se espera que genere el proyecto y luego se sustrae la inversión original para precisar el beneficio neto que se percibirá por el hecho de invertir en el proyecto. Si el beneficio neto, es decir, el VPN es positivo, el proyecto se considera una inversión rentable". (Besley y Brigham, 2000, p.387).

"La TIR es la tasa que se desea obtener si se decide llevar a cabo el proyecto, y por tanto se define como la tasa de descuento que iguala el valor presente de los flujos de efectivo esperados con el valor de la inversión inicial. En tanto la TIR, que es la tasa esperada, sea mayor que la tasa requerida para la inversión, el proyecto será aceptable". (Besley y Brigham, 2000, p.391).

1.1.4.6. *Valor Presente Neto (VPN).*

Conceptualmente, el "Valor Presente Neto" corresponde al valor actual de los flujos de efectivo neto (Ingresos – Egresos) determinados para una propuesta conforme a su horizonte económico.

Para calcular el valor actualizado del flujo de efectivo, éste se descuenta a una tasa de interés dada (tasa de descuento). La sumatoria de los flujos de efectivo descontados, que estructuran la propuesta, constituyen el Valor Presente Neto.

Desde el punto de vista de la evaluación económica de propuestas el Valor Presente Neto corresponde a la diferencia entre el valor de la Inversión, el cual por definición es un valor actual y la sumatoria de los Flujos de efectivo de operación descontados a una tasa determinada, según la ecuación 1 siguiente:

VPN = - Inversión + Flujos Descontados. (1)

$$VPN_n = \sum_{i}^{n} \frac{INGRESOS_i - EGRESOS_i}{(1+i)^j} - (INVERSIÓN \quad INICIAL) \qquad (1.a)$$

Si en VPN > 0 significa que la propuesta satisface desde un punto de vista económico las exigencias requeridas. La propuesta entonces es aceptada.

Si VPN = 0 significa que lo invertido es recuperado pero sin generar ganancias de capital.

Si VPN < 0 significa que la sumatoria de los flujos de efectivo descontados a la tasa establecida es insuficiente para recuperar la inversión en el horizonte económico correspondiente, En este caso, la decisión estrictamente económica debe ser "no invertir", a menos que se trate de un proyecto de carácter social.

1.1.4.7. *Tiempo de Pago Dinámico.*

Es el tiempo necesario para que la sumatoria de los flujos netos anuales descontados sean iguales a la inversión. La operación consiste en restar las inversiones del proyecto llevadas al año base, al flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual a cero. La diferencia se medirá en años contados a partir del primer año de operación del proyecto.

1.1.4.8. *Periodo de Recuperación de la Inversión (Pay-Out).*

Consiste en determinar el número de períodos, a partir del inicio del proyecto, necesarios para recobrar la Inversión, restando de la Inversión los flujos de efectivo netos después de Impuestos Sobre la Renta (ISLR), hasta hacer la diferencia igual a cero.

Cuando el tiempo es un factor importante en la decisión de invertir (Riesgo político, obsolescencia de equipos, condiciones desfavorables en el mercado, estrechez financiera, etc.) este indicador resulta de gran utilidad.

1.1.4.9. *Eficiencia de la Inversión (EI).*

Conceptualmente corresponde a la rentabilidad que en términos presentes (valor actual) se obtiene por cada unidad monetaria invertida. Para el cálculo de la eficiencia de la inversión se deberá utilizar la ecuación 2, que se presenta a continuación:

$$EI = \frac{VPN}{|VP_{INVERSIONES}|} + 1 \qquad (2)$$

1.1.5. *Análisis de sensibilidad*

Es una herramienta que contempla el diseño de escenarios en los cuales se analizan posibles resultados del proyecto, alterando los valores de los parámetros sensibles de cambiar (Inversión, Volumen de Ventas, Precio de Venta, Egresos/Gastos, etc.) para monitorear el comportamiento de los indicadores de rentabilidad, VPN, Eficiencia de la Inversión (EI), Tiempo de Pago Dinámico.

2. TURBINAS A GAS.

Este proyecto estudia la factibilidad de la sustitución de Turbinas de Gas por Motores Eléctricos, por lo tanto, los conceptos presentados en la sección 1 del marco teórico serán aplicados a las Turbinas a Gas y a los Motores Eléctricos (cuyos conceptos y aplicaciones serán presentadas en las secciones 2 y 3 respectivamente), para determinar cual elemento motriz es más factible de instalar en la Planta Compresora Orinoco.

2.1. *Características técnicas y empleo de las turbinas a gas de circuito abierto (Fernández, 2007, p.I-1).*

En las turbinas a gas de circuito abierto el rendimiento está muy lejos de igualar el de los motores alternativos, y aún a veces, el de las turbinas a vapor; esto es debido a que:

- ✓ Existe una cierta dificultad para construir compresores rotativos que permitan alcanzar elevadas relaciones de compresión.
- ✓ Existe una cierta dificultad de conseguir materiales que soporten temperaturas elevadas, al tiempo que mantienen unas determinadas características técnicas.

En este tipo de turbinas se cumplen una serie de requisitos:

- ✓ No existen piezas en movimiento alternativo, por lo que es muy fácil realizar el equilibrado. Tienen gran velocidad de rotación, entre 3.000 y 30.000 RPM.
- ✓ Tienen un par regular sin necesidad de volante.
- ✓ Tienen buena adaptación a las grandes expansiones, y por lo tanto, a los grandes volúmenes de fluido. Producen grandes potencias en poco espacio.

En las turbinas a gas de circuito abierto, la combustión se realiza en el interior de la máquina y según las condiciones en que se verifique, distinguiremos: a) Turbinas de explosión; y b) Turbinas de combustión. En este proyecto dedicaremos el estudio a las Turbinas a Gas de Combustión.

Su principal desventaja radica en la necesidad de utilizar un combustible relativamente caro, aunque este dato puede ser secundario para el caso de una duración reducida de funcionamiento.

2.3. *Ventaja de la Turbina de Combustión en la generación de energía (Fernández, 2007, p.III-43).*

La turbina de combustión presenta, respecto a otros tipos de motores térmicos (turbina de vapor, motor diesel, etc), un cierto número de ventajas, como:

- ✓ Son instalaciones sencillas, en particular las de una línea de ejes sin recuperador. Lo que implica reducidos gastos de personal por su sencillo manejo y reducidos gastos de instalación por la ausencia de elementos auxiliares
- ✓ Precisan de pequeños caudales de agua, circunstancia favorable en instalaciones de países áridos.
- ✓ Tienen una gran rapidez en la puesta en servicio con tiempos relativamente cortos, del orden de 10 a 20 minutos desde la parada a plena carga, según la potencia de la misma, mientras que para una turbina de vapor de 10 MW se necesitan 2 horas, y 4,5 horas para una de 25 MW
- ✓ El coste de la instalación depende de: a) El rendimiento deseado. b) Las necesidades de utilización del grupo. c) Si la instalación lleva recuperador o no.

3. MOTORES ELÉCTRICOS.

Los motores eléctricos forman parte de las máquinas eléctricas rotativas, tal como se puede apreciar en la figura 3.

De manera general se puede decir que los Motores Eléctricos tienen la función de transformar la energía eléctrica en energía mecánica (ver figura 4).

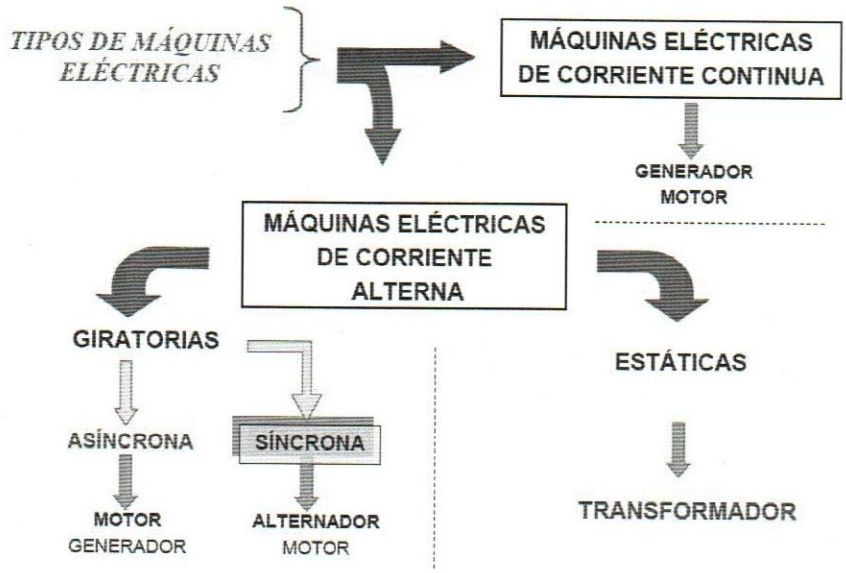


Figura 3. Clasificación de las máquinas eléctricas (Universidad de Sevilla, 2007, p. 35).

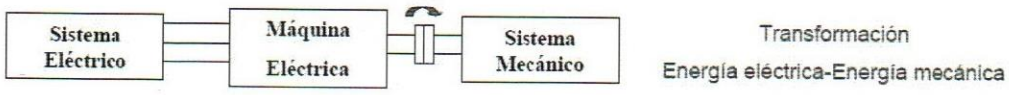


Figura 4. Función básica de un motor eléctrico (Universidad de Sevilla, 2007, p. 2).

El principio de funcionamiento de un motor se basa en hacer circular una intensidad de corriente por una bobina inmersa en un campo magnético, ésta sufre un par motor que tiende a alinear ambos campos magnéticos, el propio de la bobina y el externo. En la figura 5 se aprecia claramente este principio.

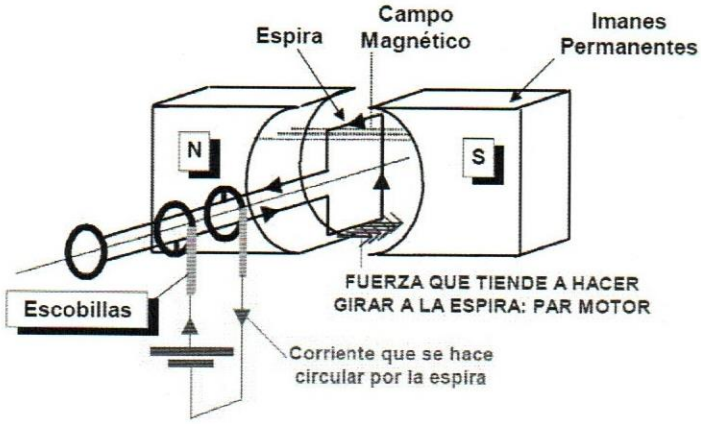


Figura 5. Principio de funcionamiento de un motor eléctrico (Universidad de Sevilla, 2007, p. 4).

Los motores eléctricos están constituidos principalmente por dos piezas: El Rotor y el Estator; y por piezas auxiliares que permiten la constitución de este equipo en su conjunto (ver figura 6).

Cuando un motor eléctrico realiza su trabajo o función primaria, se generan pérdidas producto de la transformación de la energía eléctrica en energía mecánica, por ello la energía mecánica final obtenida es el resultado de la energía eléctrica de entrada menos las pérdidas propias (mecánicas y eléctricas) del equipo rotativo. En la figura 7 se evidencian las cuatro pérdidas principales que se generan en un motor eléctrico.

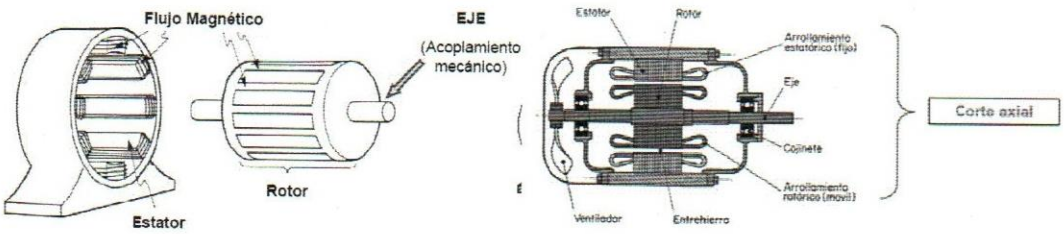


Figura 6. Aspectos constructivos de un motor eléctrico (Universidad de Sevilla, 2007, p. 5).

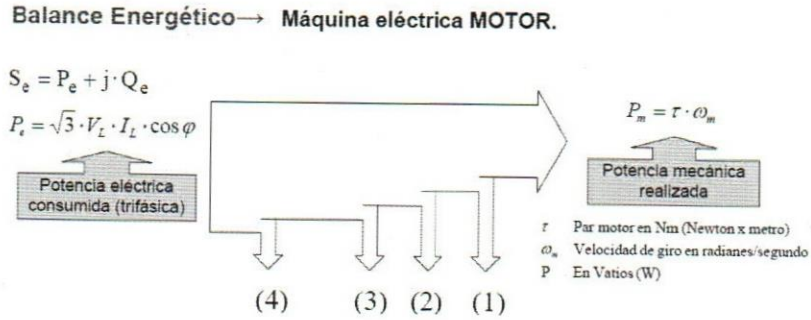


Figura 7. Balance energético en un motor eléctrico (Universidad de Sevilla, 2007, p. 8).

Las pérdidas energéticas señaladas en la figura 7 se refieren a: (1) Pérdidas mecánicas por rozamiento y ventilación. (2) Pérdidas en el cobre del rotor por calentamiento de los conductores. (3) Pérdidas en el hierro por histéresis y corrientes parasitas. (4) Pérdidas en el cobre del estator por el calentamiento de los conductores.

En la aplicación de elementos motrices para la compresión de gas se requieren potencias elevadas, por lo cual al emplear motores eléctricos se deben utilizar los de tipo "Síncronos", ya que ellos son los que permiten manejar mayores cantidades de energía por unidad de tiempo.

El principio de funcionamiento de un motor síncrono puede observarse en la figura 8.

Las características constructivas de los motores síncronos presentan algunas particularidades respecto a la configuración general de las máquinas rotativas eléctricas, y estas pueden visualizarse en las figuras 9 y 10.

Figura 8. Funcionamiento de un Motor Síncrono (Universidad de Sevilla, 2007, p. 40).

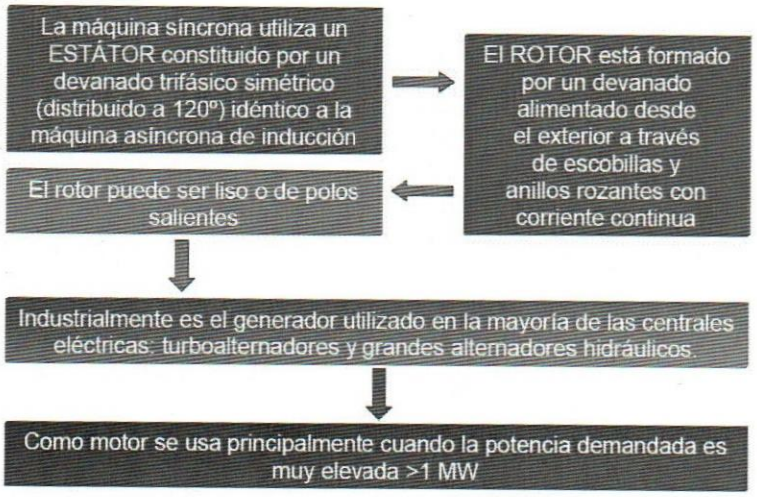


Figura 9. Características constructivas – Motor Síncrono (Universidad de Sevilla, 2007, p. 42).

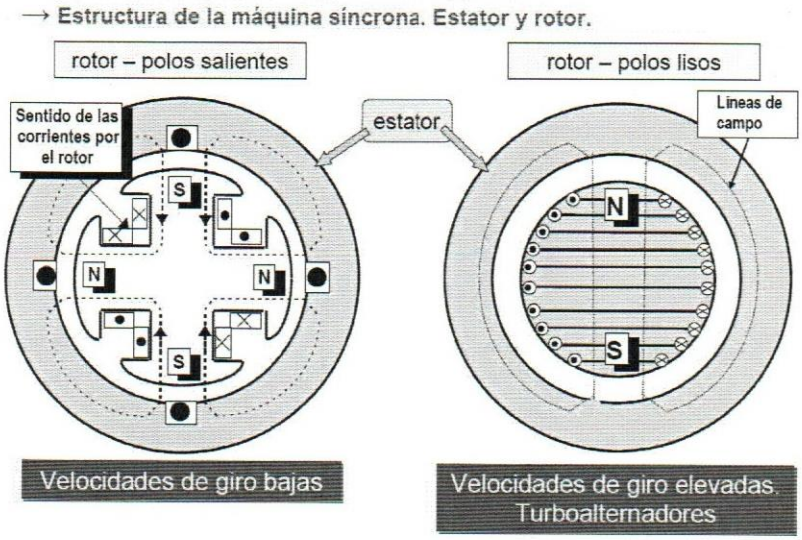


Figura 10. Estructura de la máquina síncrona (Universidad de Sevilla, 2007, p. 43)

4. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CICLO DE VIDA DE ACTIVOS (AECVA).

4.1. *Fundamentos del Análisis.*

El análisis económico del ciclo de vida de activos (AECVA) es una metodología que se basa en estimar o pronosticar todos los posibles "flujos de caja" que pudieran ocurrir durante la vida útil de un activo, sistema o proceso; incluyendo todas las fases de la vida útil; desde el diseño, procura, construcción, operación, mantenimiento, hasta su desincorporación y en la conversión de estos flujos de caja proyectados o futuros, a un valor económicamente comparable considerando el valor del dinero en el tiempo; tal como el valor presente neto (VPN). El AECVA debe considerar todos los ingresos y egresos (flujos de caja) asociados a la vida de un sistema o proceso (directos, indirectos, variables, fijos, determinísticos y probabilísticos).

El AECVA se utiliza en la evaluación de opciones alternativas para: Diseño del sistema, esquemas de producción, políticas de apoyo logístico, actualización tecnológica, conceptos para la desincorporación del sistema, etc.

A diferencia de una evaluación financiera tradicional, focalizada en la estimación de ingresos y poco profunda de egresos, el AECVA hace especial énfasis en el análisis de egresos y en particular en aquellos asociados a la posible ocurrencia de fallas y/o eventos no deseados; y se apoya en técnicas de Ingeniería de Confiabilidad para pronosticar cuando y cuantos de estos eventos pueden ocurrir en el ciclo de vida del activo, cuales serian las consecuencias de esas fallas y como incluir estos desembolsos probables, en el flujo de caja proyectado del proyecto. La rama del AECVA que se focaliza en el análisis de egresos en todas las etapas de la vida de un sistema de producción es comúnmente conocida como "Análisis del Costo del Ciclo de Vida de Activos (ACCVA)".

En aquellos casos en los que existe incertidumbre significativa en los componentes del flujo de caja, el AECVA se apoya en el Análisis de Riesgo basado en la simulación de Montecarlo, considerando las variables de entrada para el cálculo el VPN como variables aleatorias y en consecuencia representándolas con Distribuciones de Probabilidad; en estos casos se requiere efectuar múltiples iteraciones para obtener un estimado confiable del valor esperado del VPN, de esta forma puede obtenerse la distribución de probabilidad completa del VPN que permite inferir el riesgo de la opción analizada, basándonos en la dispersión de la citada distribución , obtener intervalos de confianza del VPN y calcular la probabilidad de que el VPN<0.

4.2. *Modelo General para la Evaluación Económica del Ciclo de Vida.*

El AECVA es una metodología para seleccionar entre alternativas. Estas alternativas pueden ser de índole diversa, algunos ejemplos son:

- ✓ Diversas opciones de inversión, es decir, diferentes posibilidades de negocio para hacer crecer el capital.
- ✓ Diversas alternativas de diseño para construir un sistema de producción, o diversas tecnologías u otras alternativas de "rediseño" para actualizar un sistema de producción actualmente en operación.
- ✓ Diversas filosofías para operar un sistema de producción.

- ✓ Diversas estrategias de mantenimiento para optimizar el desempeño de un sistema de producción.
- ✓ Diversas alternativas o soluciones para "mitigar o eliminar" un riesgo.

El flujograma de la figura 11 resume el proceso para realizar un AECVA en tres grandes etapas o pasos, el paso 2 se subdivide en 5 fases.

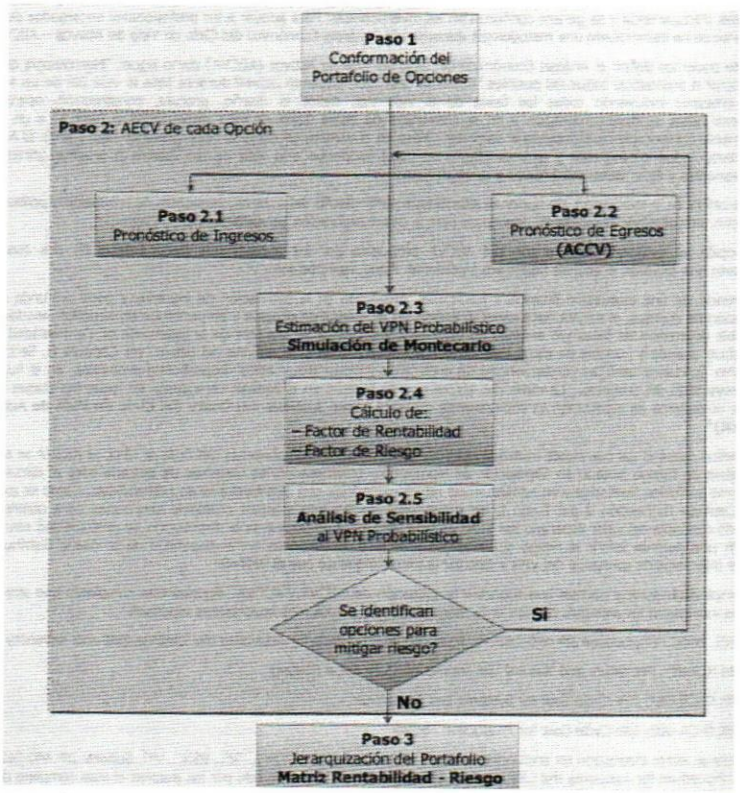


Figura 11. Flujograma de un AECVA (R2M, 2007).

4.3. *Estimación de Ingresos o Beneficios.*

El modelo matemático para estimar los ingresos que se obtendrán en el ciclo de vida de un activo o negocio es el reflejado en la ecuación 3 siguiente:

$$ICV = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{Ii}{(1+r)^{i}}\right) = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{(PVi)\times(pvi)}{(1+r)^{i}}\right) \qquad (3)$$

Donde:

ICV: Ingresos del Ciclo de Vida.

r = Tasa de Descuento.

i = Cualquier año en la vida del activo.

n = Vida asumida del activo u horizonte económico.

Ii: Ingresos en el año "i".

P_{Vi}: Producción vendida en el año "i".

pvi: Precio unitario de venta del producto en el año "i".

La ecuación muestra que el pronóstico o estimado de ingresos depende directamente de dos variables: Producción vendida (P_V) y Precio de venta (p_v), que pueden variar con el tiempo.

La Producción vendida a su vez es una variable directamente relacionada con dos factores determinantes: a) Capacidad de Producción y b) Oferta y Demanda del producto.

El Precio de venta depende de 2 factores: a) Costo de Producción y b) Oferta y Demanda del producto.

La oferta y la Demanda, es decir, el "Mercado" incide en ambas variables, y por otra parte, el proceso de producción analizado, tanto por sus costos como por su capacidad, influyen en el estimado de ingresos; en otras palabras, la estimación de ingresos esta estrechamente vinculada con el estudio de mercado y con un análisis del proceso productivo.

4.4. *Estimación de Egresos o "Análisis del Costo del Ciclo de Vida (ACCV)".*

Las evaluaciones financieras de opciones o alternativas por métodos tradicionales, se focalizan en la estimación de ingresos y generalmente son poco

profundas en la estimación de egresos; el AECVA a diferencia de estas, hace especial énfasis en el análisis de egresos y en particular a los egresos asociados a la posible ocurrencia de fallas y/o eventos no deseados. La rama del AECVA que se focaliza en el análisis de egresos de todas las etapas de la vida de un sistema de producción es comúnmente conocida como "Análisis del Costo del Ciclo de Vida de Activos (ACCVA)".

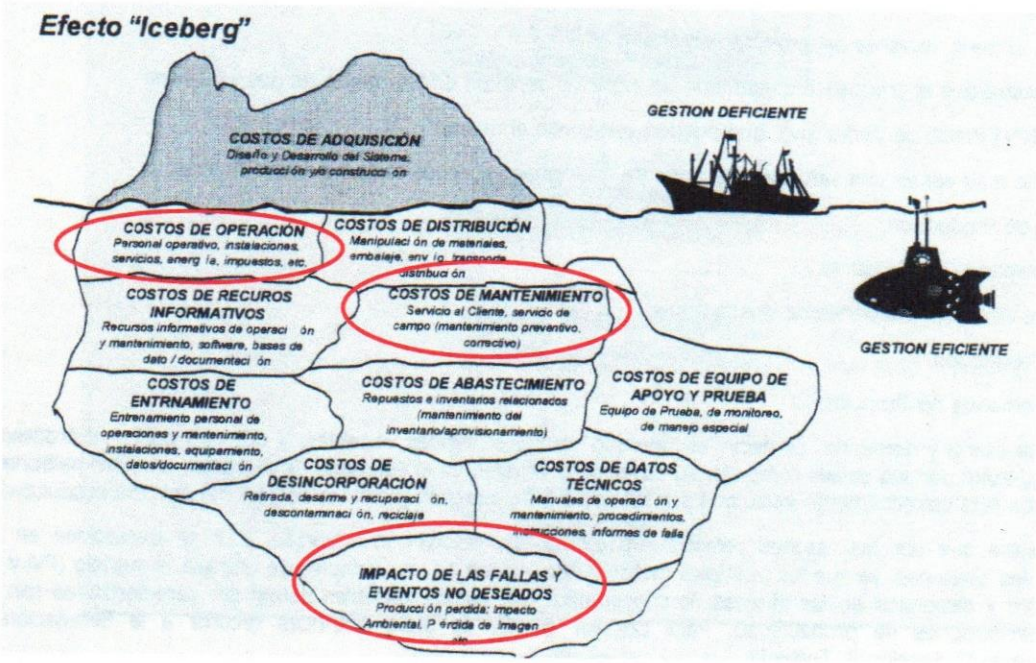


Figura 12. Efecto Iceberg para la visibilidad de los egresos reales (R2M, 2007).

El análisis post-morten de la rentabilidad de una muestra de proyectos cuyos objetivos de rentabilidad no fueron alcanzados revela la gran incidencia que la sub-estimación de egresos tiene en esta realidad. El sub-dimensionamiento de egresos tiene su efecto en un fenómeno de "visibilidad" de los egresos llamado "efecto Iceberg".

La figura 12 representa gráficamente el efecto Iceberg en lo relacionado con egresos o costos, en otras palabras, refleja que tradicionalmente en la estimación de egresos, la atención de los analistas se centra en los costos de adquisición o diseño y construcción del sistema de producción, es decir en la Inversión Inicial (conocida por sus siglas en ingles como CAPEX); pero se descuida o no se pone suficiente atención

en los egresos por diversos conceptos que se hacen durante la operación del sistema a lo largo de toda su vida, y que terminan totalizando un monto muchísimo mayor que la inversión inicial; esta falta de atención en los "Costos de Operación" (conocidos por sus siglas en ingles como OPEX) resultan generalmente en una sub-estimación de los mismos y esto provoca una significativa reducción de la rentabilidad real con relación el pronóstico de rentabilidad.

Los Costos de Operación u OPEX incluyen diversos conceptos; la figura 13 muestra un ejemplo de los egresos que por diversos conceptos ocurren en el ciclo de vida de una planta de procesos. Como se mencionó previamente, requiere particular atención el concepto de "Egresos por fallas o eventos no deseados", ya que este concepto por si solo en ocasiones es el gran responsable de las disminuciones de rentabilidad; esto es especialmente cierto para sistemas de producción o plantas de proceso. Si se entiende este concepto, se puede entender, desde una perspectiva financiera la importancia de conceptos como Confiabilidad de equipos y Disponibilidad de sistemas.

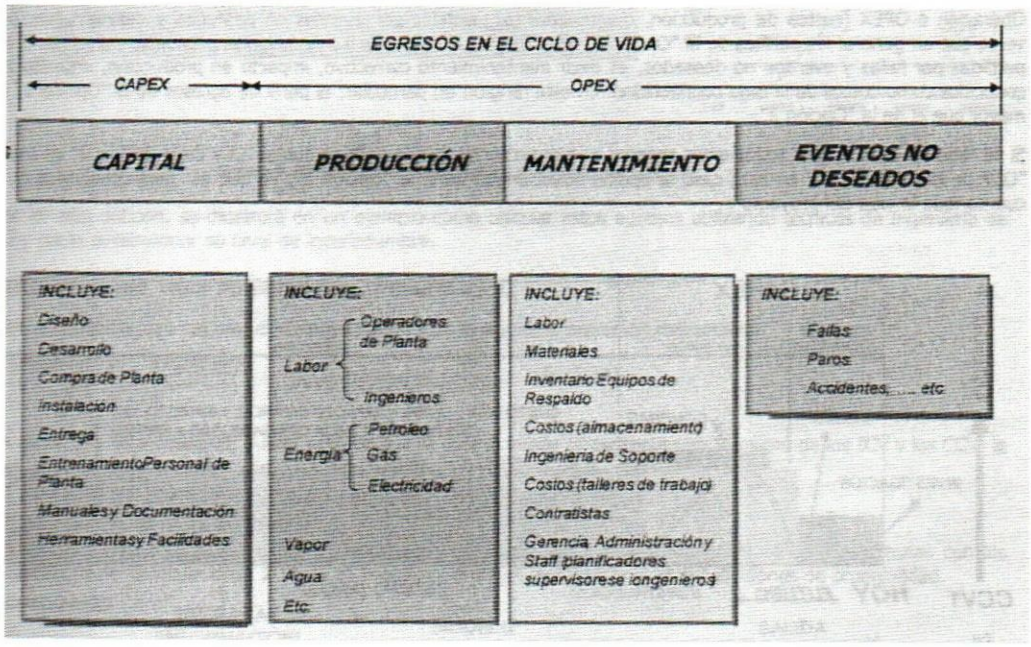


Figura 13. Ejemplo de Egresos en el Ciclo de Vida de una Planta de Procesos (R2M, 2007).

El ACCV se apoya en las técnicas de Ingeniería de Confiabilidad para pronosticar cuando y cuantos de estos eventos no deseados pueden ocurrir en el ciclo de vida del activo, cuales serian las consecuencias de esas fallas y como incluir esos desembolsos probables en el flujo de caja proyectado del proyecto.

A continuación se explica el modelo general que el ACCV propone para el estudio de los egresos en el ciclo de vida de activos, según la ecuación 4 siguiente:

$$CCV = \sum_{i=0}^{n} \frac{C_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{P_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{M_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{L_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{D_i}{(1+r)^i} \qquad (4)$$

Nótese que esta ecuación es básicamente una sumatoria de egresos por diferentes conceptos, descontados a valor presente a una determinada tasa.

Donde:

CCV: Costo del Ciclo de Vida.

C_i: Costos Capital.

P_i: Costos de Producción en el año "i".

M_i: Egresos por Mantenimiento en el año "i".

L_i: Egresos o Pérdidas por fallas o Eventos No Deseados en el año "i".

D_i: Costos de Desincorporación en el año "i".

r: Tasa de Descuento.

i: Cualquier año de la vida del activo.

n: Vida asumida del activo u horizonte económico.

Cuando evaluamos dos o más alternativas que generan el mismo "ingreso" o "beneficio", la decisión sobre cual alternativa seleccionar se toma con base en el menor CCV (Costo del Ciclo de Vida).

Los componentes de Costo que se evalúan en un ACCV son variables con un elevado nivel de incertidumbre, particularmente el componente asociado a las pérdidas por fallas o eventos no deseados es influenciado por toda la incertidumbre de la variable "Tiempo para Fallar" (TTF), lo que convierte a este componente mayormente en el máximo contribuyente a la incertidumbre total del CCV. Evaluar la dispersión de cada uno de los componentes de costo permitirá dimensionar adecuadamente el riesgo de cada opción. Resolver la ecuación 4 se transforma en una operación con variables aleatorias, por lo cual se debe utilizar la simulación de Montecarlo para obtener un estimado confiable de CCV.

4.5. *Técnicas Complementarias durante la ejecución del Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA).*

En la sección de cálculo de los Egresos por Fallas se utilizarán técnicas vinculadas al área de Confiabilidad Integral de Sistemas Productivos, se requiere realizar el estudio del historial de fallas de las Turbinas a Gas y de los Motores Eléctricos con la finalidad de modelar el comportamiento de cada escenario o alternativa de proyecto, el fuerte de los datos existentes radica en el hecho que pertenecen a instalaciones de compresión de gas de PDVSA, pero su debilidad se encuentra asociada al registro deficiente de algunos eventos de falla, lo cual podria generar desviaciones de la realidad durante los pocesos de simulación.

Con la finalidad de brindar fortaleza a los datos de la simulación de los sistemas se procede a utilizar una base genérica de datos de Confiabilidad, vinculada al área petrolera y denominada Offshore Realiability Data (OREDA), dicha base de datos posee registros confiables de cada modo de falla asociado a un equipo en particular, contienen tasas de falla y tiempos de reparación, pero su debilidad radica en que esos datos no pertenecen al entorno operacional de PDVSA.

Para crear datos robustos y complementarios en lo referente al registro de fallas de las Turbinas a Gas y Motores Eléctricos se fusionarán los datos de vida registrados en PDVSA con los datos genéricos de OREDA, lo cual se ejecuta a traves del Teorema de Bayes.

El Teorema de Bayes es el vehículo estadistico que nos permite combinar información de tasas de fallas provenientes de bases de datos genéricos o de la opinion de expertos con la evidencias de tiempos de falla y reparación colectados en nuestra propia instalación o proceso; con la finalidad de obtener mejores estimados de las tasas de fallas y reparación de los equipos y sistemas bajo análisis. Este procedimiento es adecuado para la mencionada tasa de fallas (λ), en casos donde la evidencia o muestra no es muy representativa.

El teorema permite hallar la disribución posterior o actualizada de la tasa de fallas "$f(\lambda/X)$". Para ello es necesario por una parte definir una distribución "previa" de la tasa de fallas $g(\lambda)$ (conocimiento previo) y por la otra parte, construir la funcion de verosimilitud o probabilidad de la evidencia $L(X/\lambda)$ a partir de la evidencia muestral. Este procedimiento de cálculo es generalmente conocido como "actualización de la tasa de fallas". La ecuación 5 es la que permite calular la tasa de fallas mejorada a partir del Teorema de Bayes:

$$\lambda_{MEJORADA} = \frac{r + \left(\frac{(\mu_{OREDA})^2}{(\sigma_{OREDA})^2} \right)}{\sum_{i=1}^{t} t_i + \sum_{j=1}^{N-r} t_{cj} + \left(\frac{\mu_{OREDA}}{(\sigma_{OREDA})^2} \right)} \qquad (5)$$

Donde:

r = Sumatoria de todos los tiempos para la falla (TTF) registrados en forma efectiva.

t_i = Cada tiempo para fallar (TTF) registrado.

t_{cj} = Representado por los tiempos censurados a la derecha (tiempo registrado durante el cual el equipo se mantiene en operación sin presentar aún fallas, su falla será en un futuro) para fallar registrados en los equipos bajo estudio.

μ_{OREDA} = Tasa de fallas OREDA promedio, como resultado del procesamiento de las Tasas de los diversos modos de falla estudiados en el equipo.

σ_{OREDA} = Desviación Estándar OREDA Promedio, como resultado del procesamiento de las Desviaciones Estándar de los diversos modos de falla estudiados en el equipo.

La Tasa de Fallas OREDA promedio se calcula a través de la ecuación 6, mostrada a continuación:

$$\mu_{OREDA} = \mu_1 + \mu_2 + \mu_3 + \mu_4 + \mu_5 + \mu_6 + \mu_7 + \mu_8 + \mu_9 \qquad (6)$$

La Desviación Estándar OREDA promedio se calcula a través de la ecuación 7, mostrada a continuación:

$$\sigma_{OREDA} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^3 + \sigma_4^2 + \sigma_5^2 + \sigma_6^2 + \sigma_7^2 + \sigma_8^2 + \sigma_9^2} \qquad (7)$$

Por otra parte, el objetivo de calcular la tasa de fallas $\lambda_{MEJORADA}$ a través de la ecuación 5 es utilizar dicho dato para obtener el valor del Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF) por medio del empleo de una Distribución Exponencial, en la cual se cumple la ecuación 8 siguiente:

$$TPEF = 1 / \lambda_{MEJORADA} \qquad (8)$$

El Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF) es un indicador de mantenimiento y confiabilidad que expresa el tiempo medio en el cual un activo opera hasta fallar (uptime o tiempo operativo) más el tiempo medio en el cual dicho activo es intervenido/reparado (Downtime o tiempo fuera de servicio) para regresar a la operación; es decir, es la sumatoria del tiempo operativo promedio y el tiempo fuera de servicio promedio.

CAPÍTULO III – MARCO METODOLÓGICO.

Este capítulo presenta las características del método a seguir en el desarrollo del estudio de factibilidad. La caracterización contempla identificar el tipo de investigación y la unidad de análisis, expresar el modelo operativo a través de la sistematización de las variables, y describir el método de recolección y evaluación de la información. También incluye la planificación de las actividades de la investigación, y el planteamiento de las expectativas en relación al desarrollo y los resultados esperados del estudio.

1. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

El estudio se inscribe en el marco de una investigación aplicada de tipo evaluativa. Esta definición se fundamenta en el enfoque de las actividades del estudio, cuyas tareas están orientadas a evaluar la factibilidad de posicionar un servicio en un mercado determinado, y a evaluar la viabilidad técnica de un proyecto, y la rentabilidad de éste con base en la estimación de potenciales inversiones, costos y beneficios.

2. UNIDAD DE ANÁLISIS.

En este estudio de investigación aplicada, por tratarse de una investigación evaluativa, se parte de la recopilación de datos en campo y a través de fuentes secundarias, cuyo procesamiento arrojará la información necesaria que posteriormente será manejada a través de modelos para obtener el resultado final consistente en el estudio de factibilidad.

El término unidad de análisis en este caso se refiere a las Turbinas a Gas y Motores Eléctricos, elementos a los cuales se le aplicará el estudio de factibilidad, a su vez constituido por tres estudios, de mercado, técnico y económico-financiero, cada uno de los cuales, a través de sus componentes, aporta la información necesaria para el desarrollo de los hitos planteados en los objetivos específicos de la investigación.

3. VARIABLES: DEFINICIÓN CONCEPTUAL Y OPERACIONAL.

En esta investigación la variable es el estudio de factibilidad.

El estudio de factibilidad se alimenta del estudio de mercado, estudio técnico y estudio económico-financiero diseñado y construido según el tipo y características del proyecto específico a objeto de evaluación. Las variables asociadas a estos estudios podrán definirse desde una óptica conceptual que luego, necesariamente debe ser descompuesta en dimensiones, que su vez puedan representarse por medio de indicadores medibles que reflejen los hechos observados.

La definición conceptual de las variables y de los componentes de éstas están contempladas en el capítulo II (sección 1) correspondiente al marco teórico. La tabla 1 muestra el esquema de operacionalización de las variables.

VARIABLE	DIMENSIONES DE LA VARIABLE			INDICADORES	HERRAMIENTAS
ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	ESTUDIO DE MERCADO	Caracterización del Producto	Especificación del Producto	*%Molar de C1 (metano). *Contenido de Agua. *Contenido de H2S. *Contenido de CO2.	Cromatografía del Gas Natural
			Insumos del servicio	* Gas combustible, energía eléctrica, entre otros.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Determinación de la Demanda	Demandantes del servicio	* Identificación y caracterización de compradores/clientes.	Fuentes secundarias, información referencial.
			Tipo de Demanda	* Identificar necesidad, temporalidad, etc.	Fuentes secundarias, información referencial.
			Servicios Sustitutos	* Identificar servicios sustitutos.	Fuentes secundarias, información referencial.
			Tamaño de la demanda	* Volumen requerido del servicio de compresión de gas.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Determinación de la oferta	Tamaño de la Oferta.	* Estudiar la oferta de Gas Natural ofrecida por PDVSA.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Determinación del Mercado Potencial.	Diferencia entre Oferta y Demanda.	* % de Mercado.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Formación del Precio	Fijación del precio	* Banda de precios para el Estudio de Sensibilidad. * Precio para Cálculo de Ingresos.	Fuentes secundarias, información referencial, LEEPIC.
		Canales de Comercialización	Cadena de comercialización	* Identificar tipo de transporte para las comercialización del gas natural, red de gasoductos..	Fuentes secundarias, información referencial.

Tabla 1. Operacionalización de las variables.

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	ESTUDIO TÉCNICO	Localización	Servicios Disponibles	* Identificación de los servicios disponibles.	Visitas en Campo, Fuentes secundarias, información referencial.
		Ingeniería	Obras Civiles / Mecánicas / Eléctricas	* Costos para la instalación y puesta en marcha de las Alternativas.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Tecnología	Elemento Motriz	* Especificaciones, ventajas comparativas.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Proceso de Producción del Servicio	Esquema general del proceso productivo	* Flujogramas de flujo de procesos.	Fuentes secundarias, información referencial.
		Capacidad	Capacidad de compresión de gas y requerimientos.	* Capacidad total instalada. * Capacidad utilizada por años de proyección.	Fuentes secundarias, información referencial, Modelaje matemático.
	ESTUDIO ECONÓMICO FINANCIERO	Horizonte de planificación	Horizonte Económico	* Años de proyección del proyecto.	Fuentes secundarias, información referencial, LEEPIC.
		Inversión Total	Infraestructura	* Inversión en activos fijos y otros activos.	Modelaje matemático.
		Elementos de costos e ingresos.	* Nómina, insumos, gastos operativos. * Precio x Capacidad útil.	* Monto de los costos de producción. * Ingresos por Producción. * Balance General.	Modelaje matemático.
		Estado de resultados	Resultados Contables	* Estado de ganancias y pérdidas. * Utilidad de Producción total/unitaria. * Utilidad antes de impuestos.	Modelaje matemático, LEEPIC.
		Evaluación de resultados.	* Relación ingresos/costos. * Capital requerido antes de producción. * Relación ingresos / egresos / período. * Rentabilidad.	* Flujo de fondos. * Valor Presente Neto (VPN). * Tiempo de Pago Dinámico. * Tiempo de Recuperación de la Inversión. * Eficiencia de la Inversión (EI).	Modelaje matemático, LEEPIC
		Análisis de Sensibilidad	* Identificación de los Riesgos. * Análisis No Probabilistico de riesgos. * Análisis Probabilistico de riesgos.	* Resultados del análisis de Sensibilidad producto de la variación de los parámetros Inversión, Precio de Venta, Volumen de Producción, Gastos y Egresos. * Resultados del modelaje probabilistico del VPN.	* Fuentes secundarias, Reuniones - Juicio de expertos, Modelaje matemático, LEEPIC.

Tabla 1. Operacionalización de las variables - Continuación.

4. RECOLECCIÓN, PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS DATOS.

En el estudio de mercado, el proceso de recolección y análisis de datos tiene el propósito principal de determinar la Formación del Precio del producto a ofrecer, constituido por el Gas Natural, para ello se ejecuta el análisis de los siguientes parámetros: 1. Características del producto, 2. Demanda y Oferta del producto, 3. Mercado potencial y 4. Canales de comercialización. El carácter de la información requerida es netamente cuantitativo, y para su obtención se realizará la evaluación de

fuentes de información de PDVSA y de la cadena se suministro del Gas Natural a nivel regional y mundial.

Para analizar las características del producto se procederá a ejecutar cromatografías del Gas Natural a ser tratado en las instalaciones; la demanda, oferta y mercado del producto se determinará directamente de fuentes bibliográficas de estudios previos realizados a nivel nacional, regional (Centro y Latinoamérica) y mundial. Es importante mencionar que en la actualidad el Gas Natural se comercializa en un 72% en los mercados nacionales y regionales, debido a sus características de transportación, ya que un 91% se ejecuta a través de redes de gasoductos, lo cual dificulta su envío a través de grandes distancias.

Por lo anterior, se estudiarán los gasoductos disponibles en el Distrito Morichal y sus capacidades de transportación, con la finalidad de conocer si podrán emplearse para manejar el nuevo volumen o si se deberá contemplar la fabricación de nuevos gasoductos para la red de distribución.

En el apartado referente a la Formación del Precio del producto se consultarán los Lineamientos Económicos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) de PDVSA, ya que allí se establecen las proyecciones de precios a lo largo de los años para la comercialización del Gas Natural y del Petróleo, por lo cual los precios de venta a futuro del producto deben ser tomados en base a dicha información.

En el estudio técnico, la ubicación ya se encuentra determinada por estudios previos realizados en el Distrito Morichal de PDVSA, este proyecto solo revisará el tipo de servicios disponibles en la localidad con el fin de detectar si los insumos básicos (gas combustible, energía eléctrica, entre otros) para las Turbinas a Gas y los Motores Eléctricos pueden ser cubiertos y a qué costo

La tecnología se seleccionará a partir de información disponible en los sitios de Internet de empresas especializadas, y de contactos con representantes en el país de marcas previamente identificadas. Definida la localización y seleccionada la tecnología, se diseña el proceso de instalación del servicio y se identifican las obras de

infraestructura requeridas. Los costos de obra se obtendrán a partir de las Estimaciones realizadas por la Superintendencia de Ingeniería de Costos del Distrito Morichal y mediante la solicitud de cotizaciones a proveedores de equipos y servicios. Los criterios tecnológicos y la demanda de gas comprimido en el Distrito Morichal permiten estimar la capacidad de diseño (instalada) y la organización requerida para la prestación del servicio (Personal de operación y mantenimiento). Los costos asociados a todos los componentes se totalizan, diferenciando los provenientes de infraestructura de los derivados de la operación. En el estudio Técnico o de Ingeniería también se determinará el horizonte económico o cronograma de la proyección. El flujograma general para el tratamiento de la información requerida para el estudio de factibilidad se observa en la figura 14.

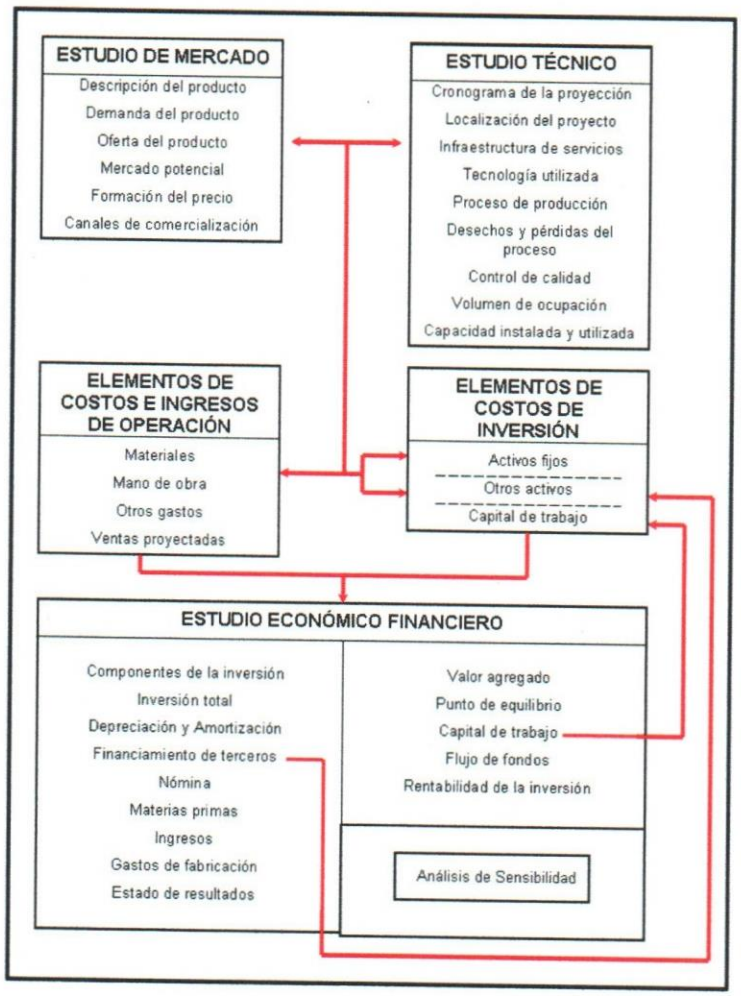


Figura 14. Flujograma general de un estudio de factibilidad (Blanco, 2007, p. 192).

En el estudio económico-financiero, la tasa de descuento utilizada para descontar los flujos de caja se fijará de acuerdo a los Lineamientos Económicos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) de PDVSA, de dicho documento también se extraerá la información sobre los impuestos (ISLR, regalías, entre otros) que deben pagarse a la nación por conceptos del proyecto de Tratamiento, Compresión y Comercialización del Gas Natural. El resto de los datos proviene de los dos estudios anteriores (mercado y técnico). Una vez obtenida toda la información necesaria, ésta se procesa de acuerdo a los fundamentos de contabilidad y administración financiera que apliquen, para luego ser ordenada y presentada en forma tabulada para mejor comprensión de los resultados

5. MÉTODO A SEGUIR: PASOS A RECORRER.

El estudio se realizará siguiendo la metodología diseñada por Blanco (2007), la cual sigue la secuencia observada en la figura 14, en conjunto con la metodología de Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA), explicada en la sección 4 del capitulo II; el orden lógico y el tiempo estimado en que se llevarán a cabo los pasos allí indicados se muestran en la Figura 15.

	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	- ESTUDIO DE FACTIBILIDAD	61 días	vie 09/04/10	vie 02/07/10
2	- ESTUDIO DE MERCADO	17 días	vie 09/04/10	lun 03/05/10
3	Caracterización del Servic	2 días	vie 09/04/10	lun 12/04/10
4	Estudio de Demanda	3 días	mar 13/04/10	jue 15/04/10
5	Estudio de Oferta	10 días	vie 16/04/10	jue 29/04/10
6	Determinación del Mercad	2 días	vie 30/04/10	lun 03/05/10
7	Formación del Precio	2 días	vie 30/04/10	lun 03/05/10
8	Canales de Comercializaci	2 días	vie 30/04/10	lun 03/05/10
9	- ESTUDIO TÉCNICO	35 días	vie 09/04/10	jue 27/05/10
10	Estudio de la localización	2 días	vie 09/04/10	lun 12/04/10
11	Estudio de la Ingeniería	15 días	mar 13/04/10	lun 03/05/10
12	Estudio de la tecnología	10 días	mar 04/05/10	lun 17/05/10
13	Estudio Proceso de Produc	5 días	mar 18/05/10	lun 24/05/10
14	Estudio de la Capacidad	3 días	mar 25/05/10	jue 27/05/10
15	- ESTUDIO ECONÓMICO-FINAN	26 días	vie 28/05/10	vie 02/07/10
16	Horizonte de Planificación	3 días	vie 28/05/10	mar 01/06/10
17	Inversión Total	10 días	mié 02/06/10	mar 15/06/10
18	Elementos de Costos e Ing	3 días	mié 16/06/10	vie 18/06/10
19	Estado de Resultados	3 días	lun 21/06/10	mié 23/06/10
20	Evaluación de Resultados	4 días	jue 24/06/10	mar 29/06/10
21	Análisis de Sensibilidad	3 días	mié 30/06/10	vie 02/07/10

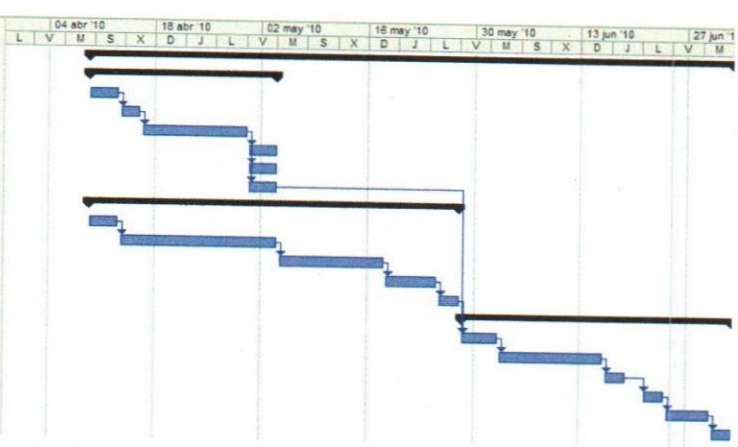


Figura 15. Cronograma de ejecución del estudio de factibilidad.

El Análisis de Riesgo del proyecto se realizará en forma No Probabilística través del Análisis de Sensibilidad y de forma Probabilística, a través del tratamiento mediante distribuciones estadísticas, del Valor Presente Neto (VPN). Los parámetros a

variar para realizar el Análisis de Sensibilidad y los rangos de afectación de dichas variables serán los indicados por los Lineamientos Económicos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) de PDVSA; el tratamiento probabilístico del VPN se realizará a través del empleo del software Crystal Ball y permitirá determinar los factores de Rentabilidad y Riesgos de cada alternativa o escenario evaluado en el proyecto. En general, se aplicarán las mejores prácticas utilizadas en gerencia de proyectos.

6. RESULTADOS ESPERADOS.

Al finalizar el estudio, se espera obtener respuesta a la pregunta ¿Es técnica, económica y financieramente factible el Proyecto de sustitución de Turbinas de Gas por Motores Eléctricos en las Plantas Compresoras de Gas del Distrito Morichal?, para lo cual se contempla cubrir todos los aspectos que constituyen las dimensiones de la variable, a través de la determinación de indicadores confiables.

7. FACTIBILIDAD DE LA INVESTIGACIÓN Y CONSIDERACIONES ÉTICAS.

La formulación y evaluación del proyecto es técnicamente factible. El estudio se realizará siguiendo la metodología que propone Blanco (2007) en su libro "Formulación y Evaluación de Proyectos", que ha sido suficientemente probada en estudios anteriores, en conjunto con la metodología de Confiabilidad denominada Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA).

Dado que el resultado de la investigación en sí mismo constituye una recomendación de invertir en el negocio planteado, es muy importante la objetividad y confiabilidad de los indicadores. En este sentido el aspecto crítico del estudio a efectos de la formulación de indicadores confiables tiene que ver con la definición de los parámetros del estudio de mercado, estudio técnico (localización, ingeniería, tecnología, entre otros) y los costos asociados a éstos, y la obtención de información objetiva (especificaciones) proveniente de los clientes demandantes del servicio.

CAPÍTULO IV – MARCO ORGANIZACIONAL.

Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) es la empresa estatal dedicada al sector de los hidrocarburos más sólida de América Latina (PDVSA, 2007). Se encarga de la exploración, producción, manufactura, transporte y mercadeo de los hidrocarburos, de manera eficiente, rentable, segura y transparente, comprometida con la protección ambiental; con el fin último de motorizar el desarrollo armónico del país, afianzar el uso soberano de los recursos, potenciar el desarrollo endógeno y propiciar una existencia digna y provechosa para el pueblo venezolano.

1. RESEÑA HISTÓRICA.

La nacionalización de la industria petrolera en Venezuela tuvo su primer paso el 29 de Agosto de1975 cuando se puso el "ejecútese" a la ley de la nacionalización del Petróleo, si bien ésta no tuvo efecto hasta el 1 de Enero de 1976; ese día las propiedades, plantas y equipos de las compañías concesionarias extranjeras y venezolanas quedaron bajo la responsabilidad de Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) como casa matriz. Sin embargo, esta empresa estaría constituida por otras 14 empresas operadoras. En los años siguientes ocurrieron reestructuraciones, reduciendo el número de filiales hasta llegar a 3 (Lagoven, Maraven y Corpoven) en el año 1986.

Finalmente a partir del 01 de Enero de 1998, se consolidó la transformación de la industria petrolera donde desaparecieron las empresas filiales, quedando sólo PDVSA, la cual está constituida por tres grandes divisiones, dedicadas a las actividades principales del negocio: Exploración y Producción, Refinación y Comercialización.

Uno de los procesos vitales es la Exploración y Producción (EyP), de esta fase depende el hallazgo de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos) en el subsuelo y es el área encargada de la evaluación, exploración, certificación y perforación de yacimientos de petróleo. Además cubre la perforación y construcción de los pozos petrolíferos. El Distrito Morichal pertenece al negocio de Exploración y Producción de PDVSA.

El Campo Morichal fue fundado por Phillips Petroleum Company el 2 de mayo de 1960. Sin embargo, los trabajos de explotación se iniciaron en Junio de 1958 con el descubrimiento del Pozo 4-1, que inicialmente llegó a producir 682 barriles diarios de petróleo. A raíz de las reestructuraciones, producto de los procesos iniciales de nacionalización, la Phillips Petroleum Company cesa en sus funciones para entregar esta zona petrolera a la estatal ROQUEVEN, posteriormente se establece en Morichal la empresa LAGOVEN, S.A. filial de PDVSA y a partir del 11 de Enero de 1998, este campo pasa a ser PDVSA, exploración y producción.

El Campo Petrolero Morichal pertenecía al Distrito San Tome de la División Oriente y en Octubre del 2005 se independiza y pasa a ser Distrito Morichal División Faja del Orinoco, alcanzando una producción de crudo de 140 mil barriles diarios.

2. UBICACIÓN

El Distrito Morichal de PDVSA Exploración y Producción, se encuentra ubicado al Sur del Estado Monagas a 130 Km aproximadamente de la ciudad de Maturín. Está circundado por los ríos Yabo y Morichal Largo. El río Yabo lo bordea por el Norte, el Este y el Sur mientras que el Morichal Largo lo bordea de Norte a Oeste como se puede observar en la figura 16.

El Distrito cuenta con dos áreas de explotación: El Área Pesado, conformada por los campos Morichal, Jobo, Pilón y Temblador y el Área Extrapesado conformada por los Bloques O-16 y J-20 del área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco (antigua área Cerro Negro). En la figura 17 se observa la ubicación de la faja.

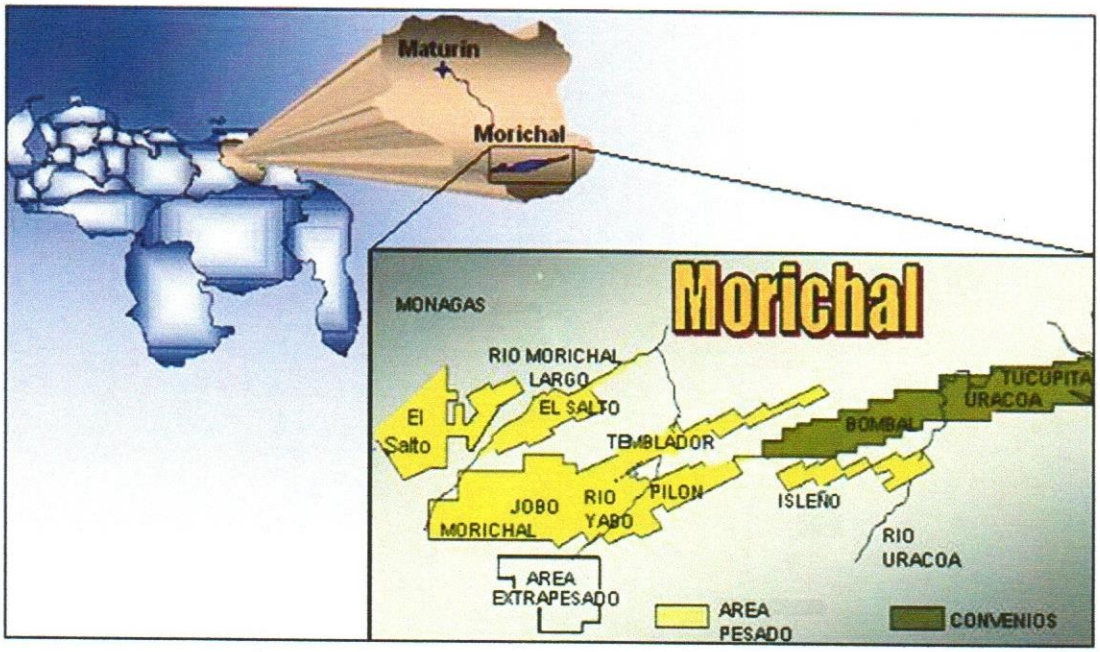


Figura 16 Ubicación geográfica del Distrito Morichal. (PDVSA, 2009).

Figura 17 Ubicación geográfica de la Faja Petrolífera del Orinoco (PDVSA, 2009)

La faja petrolífera del Orinoco es una de las reservas más grandes de crudo pesado, estimada en 267 mil millones de barriles. Se encuentra ubicada al sureste de Venezuela, al norte del río Orinoco, formando parte del sur de los estados Guárico, Anzoátegui, y Monagas, con una extensión de 55.314 km^2.

3. ESTRUCTURA DEL DISTRITO MORICHAL.

El Distrito Morichal está conformado por:

- ✓ Gerencia de Distrito.
- ✓ Sub-Gerencia Operativa.
- ✓ Sub-Gerencia Administrativa.

La Sub-Gerencia Operativa esta compuesta por varias Gerencias que son: Ambiente y Higiene Ocupacional, Propiedades y Catastro, Seguridad Industrial, Gerencia de datos, Proyectos Mayores, Relaciones Gubernamentales, AIT, Yacimientos, Perforación, Infraestructura y Procesos de Superficie, Mantenimiento, Operaciones de Producción, Servicios Eléctricos y Plantas de Gas y Agua.

4. GERENCIA DE PLANTAS DE GAS Y AGUA.

Es la Gerencia encargada de los procesos de recolección, compresión, tratamiento y transferencia del gas asociado que se extrae tanto del área pesado como extrapesado en el Distrito Morichal.

4.1. *Misión (PDVSA, 2009)*

"Ejecutar en forma oportuna, confiable y eficiente los procesos de recolección, compresión, tratamiento y transferencia de gas; para asegurar el cumplimiento de los compromisos de producción e impulsando el desarrollo no petrolero de las áreas de influencia, de acuerdo con el Plan de Negocios del Distrito Morichal".

4.2. *Visión (PDVSA, 2009)*

"Ser reconocidos como la organización líder en la ejecución de las actividades asociadas al manejo de gas en PDVSA, aplicando estándares de calidad, ambiente, seguridad y salud ocupacional; contribuyendo al desarrollo sustentable de las comunidades de nuestro entorno".

5. OBJETIVOS DE LA ORGANIZACIÓN:

- ✓ Garantizar la disponibilidad de las Plantas Compresoras y de Tratamiento de Gas, a fin de cumplir con las especificaciones exigidas por los clientes.
- ✓ Asegurar en los procesos de planificación de recursos, así como en los sistemas de rendición de cuentas; el cumplimiento de los compromisos establecidos.
- ✓ Capacitar continuamente a nuestro personal en las competencias requeridas.
- ✓ Contribuir con la ejecución de proyectos comunitarios en el Distrito.

La tabla 2 muestra los indicadores de gestión de la organización y la figura 18 muestra la estructura organizativa de la Gerencia Plantas de Gas y Agua.

6. INDICADORES DE GESTIÓN DE LA ORGANIZACIÓN.

N°	Objetivos	Indicador
1	Garantizar la disponibilidad de las plantas compresoras y de tratamientos de gas, a fin de cumplir con las especificaciones exigidas por el cliente.	Gas Comprimido. Porcentaje de utilización de gas. Disponibilidad de plantas Compresoras Producción diferida
2	Asegurar en los procesos de planificación de la base de recursos, así como en los sistemas de rendición de cuentas, el cumplimiento de los compromisos establecidos	Presupuestos y gastos. Costo por barril. Costos por MMPCED de Gas
3	Capacitar continuamente a nuestro personal en competencias requeridas	Porcentaje de cumplimiento del plan adiestramiento
4	Contribuir en la ejecución de proyectos comunitarios en el Distrito	Porcentaje de cumplimiento del plan ejecución de proyectos comunitarios

Tabla 2. Indicadores de gestión de la Gerencia Plantas de Gas y Agua (PDVSA, 2008)

7. ESTRUCTURA ORGANIZATIVA DE LA GERENCIA DE PLANTAS DE GAS Y AGUA.

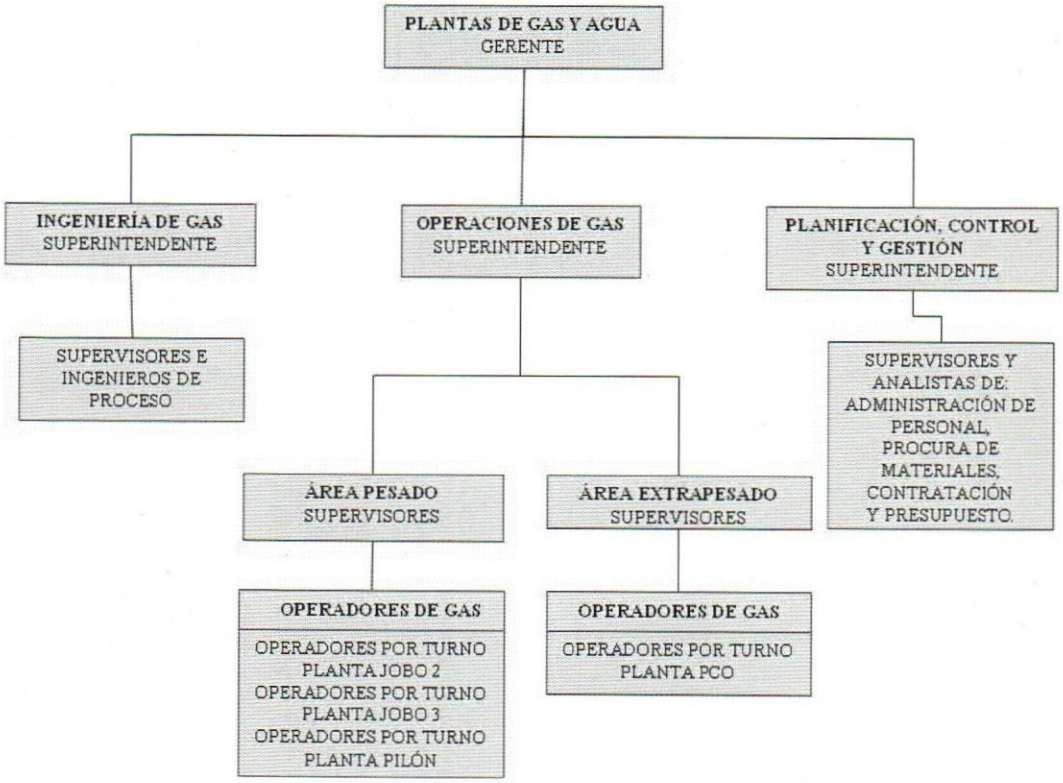


Figura 18. Estructura organizativa de la Gerencia Plantas de Gas y Agua (PDVSA, 2008).

CAPÍTULO V – APLICACIÓN DE LA EVALUACIÓN

1. ESTUDIO DE MERCADO

1.1. *Descripción del Producto, Características y usos.*

De acuerdo a los Planes de Producción de gas de la Faja Petrolífera del Orinoco contemplados en el Plan de Desarrollo del área Extrapesado del Distrito Morichal, se requiere el diseño y la construcción de una Planta Compresora para manejar 80 millones de pies cúbicos estándar por día (MMPCED) de gas, desde 35 libras por pulgada cuadrada (Psig) hasta 1500 Psig, en dos (02) módulos de compresión de 40 MMPCED cada uno, así como una zona de tratamiento de gas (endulzamiento y deshidratación) para reducir las concentraciones de Dióxido de Carbono (CO_2 - de 14 a 3 % molar ó menor), Sulfuro de Hidrogeno (H_2S - de 25 a 4 partes por millón volumétrico - ppmv), y Agua (de 100 a 7 libras/MMPCE), ubicada en el Municipio Libertador del Estado Monagas

Esta nueva instalación estará provista de todos los servicios (Alivio y Venteo, Manejo de Líquidos, Sistema Contra Incendios, Instrumentación, Control y Electricidad), necesarios para manejar la volumetría ya indicada, siguiendo los estándares de seguridad y ambiente de PDVSA.

Para el escenario o alternativa "A" de utilización de Turbinas de Gas como elemento motriz para la compresión de gas, el insumo de servicio principal es el gas combustible que representa alrededor de 6,32 MMPCED del gas de proceso manejado en la instalación. En la alternativa "B" que representa la utilización de Motores Eléctricos como elementos motrices, el insumo principal esta representado por la energía eléctrica, cuyo consumo será de alrededor de 624.000,00 Kw diarios.

El sistema de compresión será dimensionado para manejar hasta 80 MMPCED de gas a una presión desde 35 psig y 100 ºF en la succión.

A continuación (ver tabla 3) se describen las características de los insumos a ser recibidos en el múltiple de baja presión de la Planta Compresora Orinoco (PCO).

Componente del Fluido	Fluido @ 25 psig, 100ºF (% molar)
N_2 (Nitrógeno)	0.080
CO_2 (Dióxido Carb)	14.004
C1 (Metano)	85.058
C2 (Etano)	0.592
C3 (Propano)	0.142
i-C4 (Butano)	0.027
n-C4	0.047
i-C5 (Pentano)	0.017
n-C5	0.015
C6 (Hexano)	0.015
C7 (Heptano)	0.002
H_2S(ppm)	25
H_2O	Saturado
Peso Molecular (lb/lbmol)	19.740
Gravedad Específica	0.682
GPM Total (C3+)	0.081
BTU/PC (BRUTO)	879.919
BTU/PC (NETO)	792.376

Tabla 3. Características y condiciones del Gas en la succión de la Planta (PDVSA, 2006).

El gas que se descarga de la Planta Compresora Orinoco debe cumplir con las siguientes especificaciones:

Contenido de agua: Menor a 7 libras de agua por MMPCE; Contenido de H_2S: Menor a 4 ppm; Contenido de CO_2: menor a 3 % molar.

1.2. *Demanda del Producto.*

De acuerdo a los Planes de Producción de Gas de la Faja Petrolífera del Orinoco contemplados en el Plan de Desarrollo del área de Extrapesado, la volumetría

de Gas a ser manejada se muestra en la figura 19 en millones de pies cúbicos normales o estándar diarios.

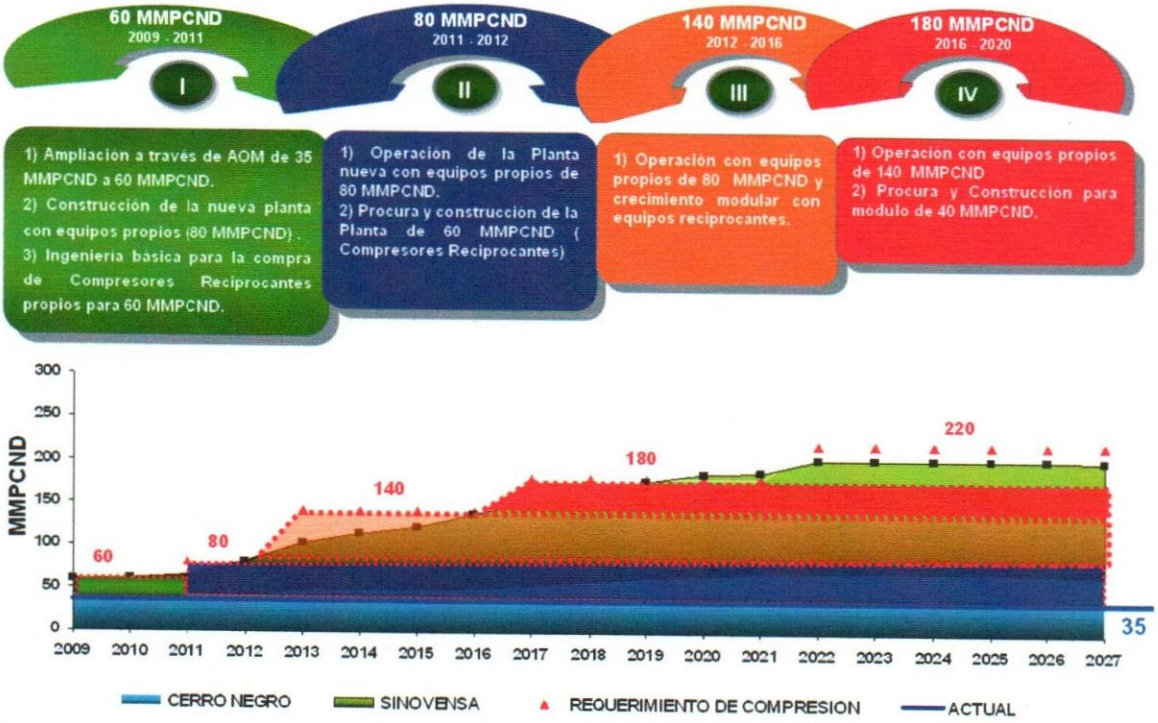


Figura 19. Requerimientos de Compresión de Gas 2009 – 2027 en el área de Extrapesado del Distrito Morichal – Faja Petrolífera del Orinoco (PDVSA, 2009).

Los servicios sustitutos del gas natural están representados por la energía producida a través del carbón, fuentes renovables (solar, eólica, biomasa, etc.), energía nuclear y derivados del petróleo; sin embargo, en los contratos de gas natural los precios de dicho producto se establecen en base a los costos de las mejores energías alternativas según la utilización (Residencial, Industrial y Generación de Energía), por lo cual el precio de venta del gas natural siempre se establece en forma competitiva para asegurar el mercado frente a sus principales competidores o energías sustitutas.

Actualmente el gas natural posee el 22% del mercado energético mundial y presenta una tasa de crecimiento de 1,7 a 1,8 millones de toneladas de energía por año (Mt/y).

1.3. *Oferta del Producto.*

La oferta actual de Gas del Distrito Morichal es de 155 MMPCED, de los cuales 120 MMPCED provienen del área de Pesado (Plantas Compresoras Jobo 2, Jobo 3 y Pilón) y 35 MMPCED provienen del área de Extrapesado (Planta PCO actual); el 67% de dicho gas es utilizado para la inyección a Pozos (método de levantamiento artificial) mientras que alrededor de un 23% se deriva para la venta en el mercado interno del país (empresas ubicadas al sur del estado Monagas y empresas básicas de Guayana). Ver en la figura 29 la sección de Mavegas.

El plan de crecimiento del Distrito Morichal se orienta hacia el área de Extrapesado, por lo cual cuando se ejecute la perforación de nuevos Pozos, construcción de nuevas Macollas y Estaciones de Flujo, se estima un crecimiento importante del volumen de Gas asociado que debe tratarse y comprimirse para ser comercializado aguas abajo de nuestra industria; adicionalmente se requiere manejar los volúmenes de Gas generados en la empresa mixta Petrosinovensa ubicada en las cercanías del área de Extrapesado del Distrito Morichal.

En el área Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco se encuentra ubicada la empresa Petromonagas (Antigua Cerro Negro), en la cual PDVSA posee la mayoría del capital accionario, alrededor del 83%, mientras que la empresa BP posee acciones cercanas al 17%; dicha empresa mixta tiene proyectos de ampliación y crecimiento de la producción, lo cual también generará Gas asociado adicional que debe ser manejado en parte, según lo determinado por PDVSA CVP y la Dirección de la Faja del Orinoco, por las instalaciones del área de Extrapesado del Distrito Morichal. El crecimiento que se tiene previsto en Producción de Crudo y en Gas Asociado, a nivel de la División Faja del Orinoco, garantiza la existencia del Gas que requieren de procesos de Tratamiento y Compresión, los cuales serán cubiertos en parte por la Construcción de la nueva Planta Compresora Orinoco (PCO).

En otras palabras, la oferta actual de sistemas de tratamiento y compresión de Gas es limitada al sur del estado Monagas, por lo cual el Proyecto de construcción de la nueva PCO se adiciona a una serie de proyectos que tienen por objetivo cubrir la

demanda creciente de Gas para las actividades tradicionales y para los nuevos Proyectos, como lo constituyen el sistema de combustible alternativo de Gas Vehicular, las redes de Gas hacia las comunidades para erradicar o mitigar el suministro a través bombonas, la exportación hacia países vecinos (mercado regional de gas natural), la alimentación de las nuevas plantas termoeléctricas, entre otros.

1.4. *Mercado Potencial.*

Tal como se menciona en el último párrafo de la sección anterior el mercado potencial se divide en dos (02) categorías: El mercado Tradicional actual y el mercado constituido por los Nuevos Proyectos.

El Mercado Tradicional esta constituido por la utilización del Gas como un método de levantamiento artificial de crudo en los pozos de extracción (lo cual esta vinculado a elevar el Potencial) y comercialización del gas a empresas ubicadas al sur de Monagas (como Masisa, empresas de procesamiento de yuca, entre otras) y empresas básicas de Guayana del sector Siderúrgico (Sidor, Ferrominera, Sidetur, Venprecar, Consigua, Orinoco Iron, Matesi, Opco, entre otras), sector Aluminio (Alcasa, Venalum, Bauxilum, Carbonorca, entre otras) y otras empresas ligadas a la extracción y procesamiento de minerales y materias primas.

El Mercado de los Nuevos Proyectos abarca sectores diversos como la utilización del Gas como combustible vehicular; instalación de redes de tuberías de gas en las diversas ciudades del país para llevar el combustible directamente a los hogares eliminando o disminuyendo la necesidad de almacenar y transportar el Gas en Bombonas; utilización como combustible en las nuevas Plantas Termoeléctricas a construir con la finalidad de diversificar la Generación de Energía del país, reduciendo así la dependencia de la generación hidráulica; Exportación de Gas a países vecinos, miembros del Alba, Petrocaribe, Mercosur, entre otras organizaciones.

La Republica Bolivariana de Venezuela a través PDVSA es el principal productor de Gas de Latinoamérica y aspira convertirse en uno de los principales del mundo. En la figura 20 se puede observar el Consumo de Gas Natural a nivel mundial desde el año 1980 hasta 2025, mientras que en la figura 21 se presenta la Producción y

el Consumo Mundial de Gas Natural, se aprecia que el consumo de Gas en Latinoamérica (barra azul claro) es el triple de la Producción de Gas (barra azul oscuro) en dicha región, por lo cual el Mercado Potencial puede estar asegurado siempre que se ejecuten buenas políticas de estado y acuerdos energéticos entre los países de Latinoamérica.

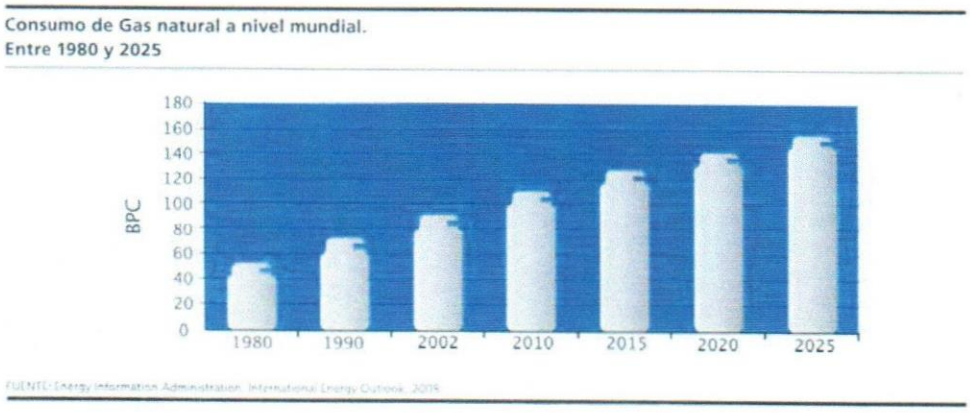


Figura 20. Consumo de Gas Natural a nivel Mundial - Billones de Pies Cúbicos (Duran, 2006).

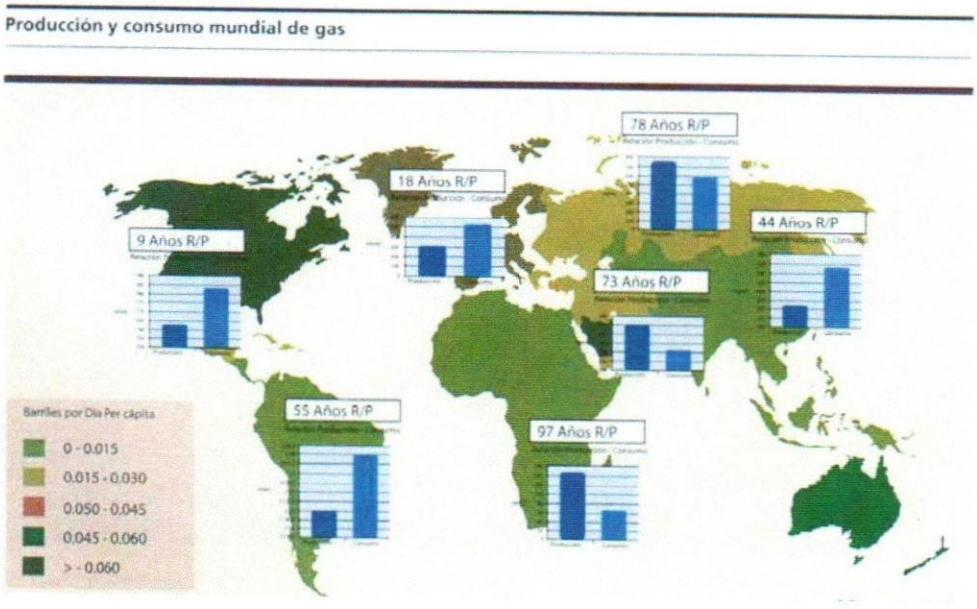


Figura 21. Producción y Consumo Mundial de Gas Natural – Por Regiones (Duran, 2006).

1.5. *Formación del Precio.*

El Precio de Venta del Gas se considera un estimado de 930/940 $/MMPCE, este valor es calculado tomando como base el poder calorífico del gas del área de Extrapesado del Distrito Morichal [Aproximadamente 1000 Btu/Pie Cúbico Estándar (PCE)] y el Manual PDVSA de "Lineamientos para la Evaluación Económica del Portafolio de Inversiones" (LEEPI) en el cual se establece un escenario de precios del Gas de 0,93 y 0,94 $/MMBtu para los años 2009 / 2010 /2011/2012+ (ver tabla 4).

Área	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012+
Oriente	0,64	0,65	0,70	0,75	0,83	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,94
Occidente	0,89	0,76	0,86	1,05	1,10	1,14	1,15	1,16	1,17	1,17	1,17

Tabla 4. Escenarios del Precio del Gas – LEEPI (PDVSA, 2007).

El Precio del Crudo a utilizar para evaluaciones de proyectos se encuentra estipulado en los "Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) según el tipo de Crudo producido (Merey de 16 ºAPI en el Distrito Morichal) y los años de la proyección (ver tabla 5)

CRUDOS $/BL	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
WTI	62,29	58,58	56,94	55,65	54,95	54,64	55,37	56,27	57,87	60,16	62,26	64,85	64,85
MEREY	48,57	46,27	45,30	44,16	43,54	43,23	43,77	44,46	45,73	47,56	49,24	51,15	51,15
BRENT DATED	60,78	56,80	55,06	53,64	52,84	52,47	53,24	54,16	55,78	58,08	60,20	62,59	62,59
LLS	63,42	59,09	57,35	56,03	55,34	55,01	55,75	56,63	58,25	60,54	62,66	65,07	65,07
WTS	58,14	55,00	53,40	51,98	51,20	50,80	51,43	52,26	53,78	56,00	58,02	60,33	60,33
DUBAI SPOT	57,04	53,43	51,57	50,03	49,01	48,51	49,17	49,97	51,53	53,75	55,81	58,14	58,14
ANACO WAX	63,35	59,64	57,95	56,56	55,78	55,41	56,12	56,99	58,57	60,84	62,92	65,28	65,28

Tabla 5. Escenarios del Precio del Crudo (US$/Barril) – LEEPIC (PDVSA, 2010).

1.6. *Canales de Comercialización.*

Los canales de comercialización para el Gas natural son los Gasoductos que se encuentran instalados desde la Planta Compresora Orinoco (PCO – ente Productor)

hacia la Planta MPE-1 (para uso en sistemas de Servicio) y hacia PDVSA Gas (ente Comercializador).

PDVSA Gas es el organismo encargado de la Comercialización del Gas Natural para uso Residencial / Comercial, Petroquímico y Siderúrgico / Aluminio / Manufacturero / Eléctrico; los precios del Gas Metano en los Centros de Distribución de Oriente se pueden observar en la tabla 6, mientras que los precios de Transporte y Distribución desde el centro de despacho de Oriente (Anaco) hasta diversas ciudades del país pueden observarse en la tabla 7.

Tipo Cliente	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012+
Doméstico / Comercial	0,40	0,40	0,40	0,29	0,22	0,24	0,25	0,27	0,29	0,31	0,33
Petroquímico	0,55	0,60	0,60	0,43	0,32	0,34	0,37	0,39	0,42	0,45	0,49
Siderúrgico/Alum./Eléctrico/ Manufacturero / Otros	0,55	0,60	0,66	0,48	0,34	0,38	0,43	0,47	0,53	0,59	0,65

Tabla 6. Precio (US$/MMBtu) del Gas Metano en Centro de Despacho Oriente – LEEPI (PDVSA, 2007).

	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009+
Anaco- Barbacoas	0,060	0,060	0,060	0,051	0,038	0,045	0,053	0,060
Anaco- Puerto Ordaz	0,070	0,070	0,070	0,054	0,040	0,050	0,060	0,070
Anaco- Maturín	0,00	0,00	0,00	0,0	0,00	0,00	0,00	0,00
Anaco- Jose- Pto. La Cruz	0,070	0,070	0,070	0,054	0,040	0,050	0,060	0,070
Anaco- Caracas	0,370	0,370	0,370	0,309	0,23	0,276	0,323	0,370
Anaco- Aragua (Tejerías La Cabrera)	0,470	0,470	0,470	0,383	0,28	0,346	0,408	0,470
Anaco – Carabobo	0,580	0,580	0,580	0,482	0,36	0,431	0,505	0,580
Anaco- Lara- Yaracuy	0,760	0,760	0,760	0,624	0,50	0,561	0,66	0,760
Anaco- Altagracia- Guárico Oriental	0,180	0,180	0,180	0,152	0,11	0,136	0,159	0,182
Anaco - La Loira - San Juan de los Morros	0,380	0,380	0,380	0,312	0,23	0,281	0,33	0,38

Tabla 7. Tarifas (US$/MMBtu) de Transporte y Distribución de Gas Metano – LEEPI (PDVSA, 2007).

Se destaca que en nuestro caso el Gas sería vendido a PDVSA Gas a las tarifas mostradas en la tabla 4 y por lo tanto todo el aspecto de comercialización, transporte y distribución del Gas escapa del alcance de estudio de este proyecto.

El Distrito Morichal posee las redes de Gasoductos para llevar el Gas desde la nueva PCO hasta el entre Comercializador (PDVSA Gas), ya que actualmente se cuenta con una capacidad de transporte de 86 MMPCED desde PCO a MPE-1 a través de un Gasoducto de 10 pulgadas (ver figura 22) y una capacidad de aproximadamente 138 MMPCED desde PCO a Mavegas (Gas a comercializar) a través de un Gasoducto de 16 pulgadas (ver figura 23), lo cual es suficiente para transportar la producción actual en Extrapesado de 40 MMPCED y la producción de la nueva PCO que contempla 2 trenes de compresión (de 40 MMPCED c/u), lo que implicaría un manejo de 120 MMPCED en total.

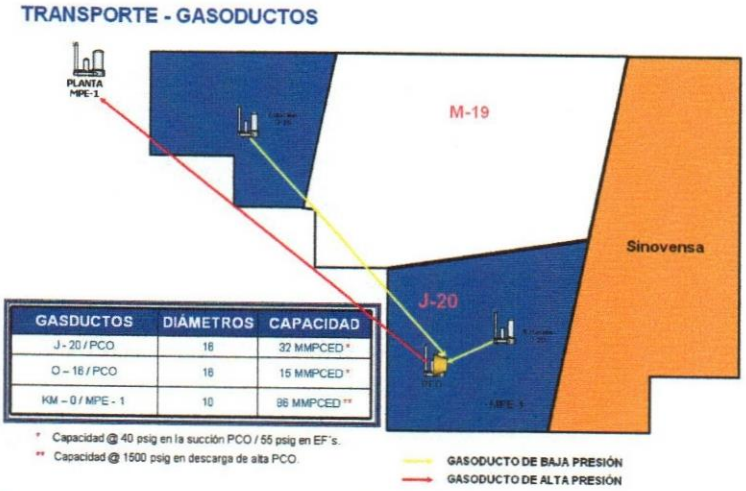


Figura 22. Red de Transporte por Gasoductos – Área Extrapesado de Morichal (PDVSA, 2006).

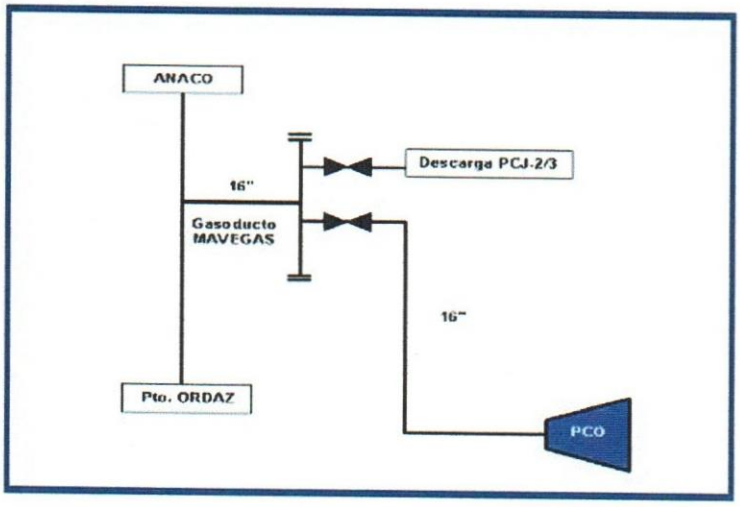


Figura 23. Esquema de Gasoductos del producto a Comercializar – Distrito Morichal (PDVSA, 2006).

2. ESTUDIO DE INGENIERÍA

2.1. *Cronograma de la Proyección.*

La proyección del estudio se efectuará a 10 años y tendrá dos fases: La fase 1, que durará 2 años y abarcará los trabajos de instalación y construcción, y la fase 2 que durará 8 años y que comprenderá las labores de operación de la planta (ver figura 24).

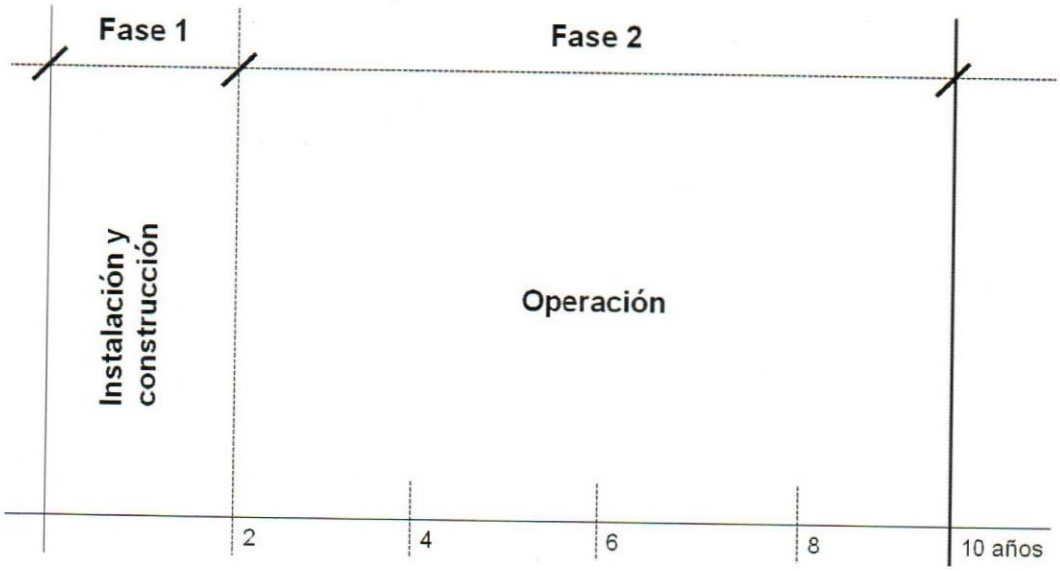


Figura 24. Cronograma de la Proyección del Proyecto.

2.2. *Localización del Proyecto.*

El proyecto se localizará en una zona lateral a la Planta Compresora Orinoco (PCO) actual, la cual hasta el mes de Junio de 2009 era alquilada por la empresa Exterran a PDVSA, ahora dicha planta pertenece a PDVSA debido a un proceso de nacionalización.

La nueva planta se ubicará en dicha zona debido a que el criterio de evaluación determina que cuando el proyecto se trata de una extracción energética es obligatorio localizarlo donde la geografía lo determina (Palacios, 2005, p. 254). Lo anterior obedece

a un método de evaluación por métodos no cuantificables denominado Factor Dominante, más que una técnica, es un concepto, puesto que no otorga alternativas a la localización; aplica a casos como la minería y el petróleo, donde la fuente de los minerales condiciona la ubicación (SAPAG CHAIN, 2003, p. 196).

La Planta Compresora manejará Gas Asociado de la producción petrolera proveniente de los pozos del área de Extrapesado del Distrito Morichal. El fluido extraído de los pozos del área de Extrapesado es enviado a las Estaciones de Flujo O-16 y J-20 donde a través del sistema de Separadores se logra separar el Gas y el Crudo, luego el Gas se dirige a los Depuradores y posteriormente fluye hacia la succión de la Planta Compresora.

Venezuela tiene reservas probadas de gas natural de 152,6 Trillones de Pies Cúbicos (TCF) siendo el noveno país en el mundo y el primero en Latinoamérica con las reservas más grandes. El 71% de estas reservas están ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco. Por lo tanto, la ejecución de proyectos en la Faja Petrolífera del Orinoco representa una estrategia importante para la consolidación del gas natural venezolano en el mercado y el desarrollo de la región oriental.

Para obtener detalles de la ubicación geográfica del Distrito Morichal de PDVSA y de la Faja Petrolífera del Orinoco consultar la sección 2 del capítulo IV – Marco Organizacional.

La Planta Compresora Orinoco se encontrara ubicada en el Municipio Maturín del Estado Monagas y sus coordenadas son las siguientes (ver tabla 8):

INSTALACIÓN	COORDENADAS	
	NORTE	ESTE
PCO	965.000	505.000

Tabla 8. Coordenadas UTM (Universal Transversal de Mercator) de PCO.

Las condiciones ambientales en el lugar de ubicación son las mostradas en la tabla 9:

Parámetro de Evaluación	Máxima	Media	Mínima
Humedad relativa (%)	96	-	77
Velocidad del viento (pies/seg)	84	13.5	6.9
Temperatura ambiente (° F)	-	-	-
Bulbo seco	-	91	-
Bulbo húmedo	94	90	72
Presión barométrica (psia)	14.64	14.6	14.58
Temporada de lluvias	Mayo a diciembre		
Temporada no lluviosa	Diciembre a abril		
Radiación solar (Btu/Hr x pie^2)	357	101	-
Elevación sobre el nivel del mar (pies)	300		
Dirección prevaleciente del viento	Noreste-Suroeste		
Zona sísmica	4 (COVENIN)		

Tabla 9. Condiciones ambientales en PCO.

2.3. *Infraestructura de Servicios.*

Los elementos de infraestructura y estructura están constituidos por las obras civiles (nivelación del terreno, urbanismo, fundaciones o losas de anclaje de los equipos), instalaciones civiles (cercado, pozos sépticos, galpones, taller, oficina), instalaciones eléctricas (transformadores, tendido eléctrico, iluminación), equipos auxiliares y mobiliario.

El terreno elegido para la construcción de la Planta PCO (propia) se encuentra lateral a la Planta Compresora Orinoco (PCO) alquilada, por lo cual posee vías de acceso cercanas, disfruta de cercanía a los servicios de energía eléctrica y telefonía. El

agua utilizada será la empleada por el Distrito Morichal en sus diversas instalaciones y proviene del Río Morichal.

Para el escenario de utilización de Motores Eléctricos como equipos motrices del sistema de compresión (lo cual se encuentra estipulado en el proyecto original de la Planta a construir) se requiere la construcción de una nueva sub-estación eléctrica, la cual se denominará S/E PCO.

La alimentación eléctrica de la S/E PCO se realizará mediante dos líneas eléctricas aéreas, a ser construidas también, provenientes de la subestación Cerro Negro, la cual se encuentra ubicada a 5 kilómetros (km) al norte del sitio donde se construirá PCO.

El conjunto líneas-S/E PCO tendrá como función el suministro eléctrico a todas las cargas eléctricas de PCO, en 34,5; 4,16 y 0,48 kilo-volts (kV), para satisfacer fundamentalmente la demanda eléctrica de los procesos y servicios.

Para el escenario de utilización de Turbinas a Gas como equipos motrices para el proceso de compresión no se requiere grandes cantidades de energía eléctrica, solamente para alimentar a los equipos auxiliares, por lo cual se podría estudiar a posibilidad de alimentar la Planta desde el sistema de alimentación actual de PCO, es decir, desde un sistema de asociado a la S/E Cerro Negro.

Con la actual crisis eléctrica que afronta Venezuela desde finales de 2009 se visualiza más atractivo la Compresión de Gas a través de unidades motrices de Turbinas de Gas, por lo cual el proyecto original de construir la nueva planta PCO con Motores Eléctricos hoy en día no luce tan atractiva como en los años 2006-2007 cuando se comenzó a trabajar en la ingeniería del proyecto; sin embargo, la respuesta final la arrojará este estudio de factibilidad o análisis económico del ciclo de vida de los dos (02) escenarios o alternativas.

Según un estimado de costos clase II efectuado sobre el proyecto de construcción de la nueva Planta Compresora Orinoco (PCO) por la Superintendencia de

Ingeniería de Costos del Distrito Morichal, las Facilidades Generales asociadas a elementos de Infraestructura y servicios tiene un costo de 2.908.915 US$ (ver tabla 10).

DESCRIPCION	MMMBS.	TOTAL $ Eqv.
Paquete de Compresión	96,71	44.983.503
Paquete de Tratamiento	11,12	5.174.892
Facilidades Generales	6,25	2.908.915
TOTAL	**114,09**	**53.067.310**

Tabla 10. Estimado de Costos Clase II del Proyecto de Construcción de la Planta PCO (PDVSA, 2006).

Para el escenario de utilización de Turbinas de Gas el costo de la Facilidades Generales debe bajar considerablemente debido a la eliminación de la construcción de la S/E PCO (2.023.100,89 US$, ver anexo D); ya que los costos por la construcción de la Caseta de Filtración de aire, Plenum de succión, Ductos de admisión y Escape de la Turbina de Gas poseen un costo aproximado de 170.000 US$.

Por lo anteriormente expuesto, resultan casi despreciables las diferencias en servicios de Infraestructura y servicios de las 2 propuestas o escenarios a estudiar, ya que un ahorro de alrededor de 1.850.000,00 US$ es prácticamente despreciable (3,7%) frente al costo del paquete de Compresión y Tratamiento del Gas de proceso (Asociado a pozos), los cuales suman alrededor de 50.000.000,00 US$.

Lo expresado en el párrafo anterior justifica que el actual estudio de factibilidad se concentre en el estudio de los equipos principales asociados al proceso de Compresión, ya que el proceso o paquete de Tratamiento será igual para cualquiera de los escenarios planteados, a nivel de los equipos motrices de accionamiento de los compresores de gas.

En la tabla 11 se muestra a un mayor detalle el desglose de los costos asociados a las facilidades generales y servicios del proyecto.

FACILIDADES GENERALES Y SERVICIOS

ESTIMADO DE COSTOS +/- 20%

RESUMEN DE COSTOS TOTALES
(Constantes, Octubre 2006)

DESCRIPCION	H-H	BS.	US$	TOTAL Bs. Eqv.	TOTAL $ Eqv.	
INGENIERIA	1.514	130.198.080	0	130.198.080	60.557	2%
PROCURA		1.398.663.531	1.407.282	4.424.319.093	2.057.823	71%
CONSTRUCCION	18.050	550.439.464		550.439.464	256.018	9%
GESTION		38.530.762	0	38.530.762	17.921	1%
COMMISSIONING Y ARRANQUE		22.932.924	21.109	68.317.758	31.776	1%
SUBTOTAL	**19.564**	**2.140.764.762**	**1.428.391**	**5.211.805.157**	**2.424.095**	
CONTINGENCIA (20%)	3.913	428.152.952	285.678	1.042.361.031	484.819	
TOTAL	**23.477**	**2.568.917.715**	**1.714.069**	**6.254.166.189**	**2.908.915**	

Tabla 11. Desglose del Estimado de Costos de las Facilidades Generales y Servicios (PDVSA, 2006).

2.4. *Tecnología Utilizada – Maquinaria y Equipo de Producción.*

En el Paquete de Compresión de Gas para ambos escenarios los Compresores Centrífugos de Gas, enfriadores de aceite y gas, depuradores, sistemas de tuberías, tanques, sistema de lubricación y el resto de los sistemas auxiliares se mantendrán iguales o con mínimas diferencias, por lo cual nos centraremos en el estudio de los elementos motrices de los 2 escenarios:

Escenario A: Turbinas de Gas como accionamiento motriz de los compresores, incluye la utilización de un Generador de Gas, Turbina de Potencia y Caja de Engranajes.

Los costos de estos equipos son iguales a 4.864.835,28 US$ (ver tabla 12 y anexos A - B), a lo cual debe sumársele alrededor de 30% por los costos de embalaje, traslado a puerto, transporte marítimo, seguro, nacionalización en aduana y transporte terrestre a planta; por lo cual finalmente el costo será de 6.324.284 US$ por cada tren de compresión; la nueva planta compresora contempla la instalación de 2 trenes de compresión.

Escenario B: Motores Eléctricos como accionamiento motriz de los compresores, incluye la utilización de un motor eléctrico síncrono y una caja de velocidad variable de tipo Voith Vorecon.

Los costos de estos equipos son iguales a 4.665.000 US$ (ver tabla 13 y anexo C), a lo cual debe sumársele alrededor de 30% por los costos de embalaje, traslado a puerto, transporte marítimo, seguro, nacionalización en aduana y transporte terrestre a planta; por lo cual finalmente el costo será de 6.064.500 US$ por cada tren de compresión.

MAQUINARIA	UNIDADES	COSTO UNITARIO ($)	COSTO TOTAL ($)
Turbina de Potencia RT-48 ROLLS ROYCE	1	2.760.000,00	2.760.000,00
Generador de Gas AVON 200 ROLLS ROYCE	1	1.800.000,00	1.800.000,00
Caja de Engranajes GE 5583A1 - LUFKIN	1	189.592,00	189.592,00
Arrancador del Generador	1	12.768,30	12.768,30
Cardan corto de arranque	1	6.986,58	6.986,58
Cardan largo de arranque	1	7.341,14	7.341,14
Caja de Engranajes de Cardanes	1	3.147,26	3.147,26
Acople entre Turbina y Caja	1	85.000,00	85.000,00
			4.864.835,28

Tabla 12. Maquinaria y equipo de producción del Escenario A.

MAQUINARIA	UNIDADES	COSTO UNITARIO ($)	COSTO TOTAL ($)
Motor Eléctrico de 13 MW - 1800 RPM	1	2.415.000,00	2.415.000,00
Caja Voith Vorecon RWC 14-12.5	1	2.250.000,00	2.250.000,00
			4.665.000,00

Tabla 13. Maquinaria y equipo de producción del Escenario B.

2.5. *Proceso de Producción*

En el Distrito Morichal no poseemos plantas de compresión de gas que utilicen motores eléctricos como equipos motrices, todas las instalaciones del área de Pesado utilizan Turbinas de Gas como accionamiento de los Compresores Centrífugos; mientras que en área de Extrapesado existen Motores de Combustión como accionamiento de Compresores Reciprocantes de Gas.

La configuración básica que poseemos en las plantas Jobo 2, Jobo 3 y Pilón del área de Pesado obedece al "Escenario A" que deseamos evaluar, el flujograma del proceso productivo se puede visualizar en la figura 25.

El flujograma del Escenario B sería semejante al mostrado en la figura 25, pero el sistema de admisión de aire, sistema de gas combustible, generador de gas y turbina de potencia se reemplazarían por el Motor Eléctrico y su sistema de alimentación; mientras que la caja de engranajes multiplicadora se reemplazaría por la Caja Voith Vorecon de velocidad variable.

Un flujograma más detallado similar al planteado en el Escenario A puede ser visualizado en la figura 26, allí se observan variables de proceso como presión y temperatura, entre otras datos de interés.

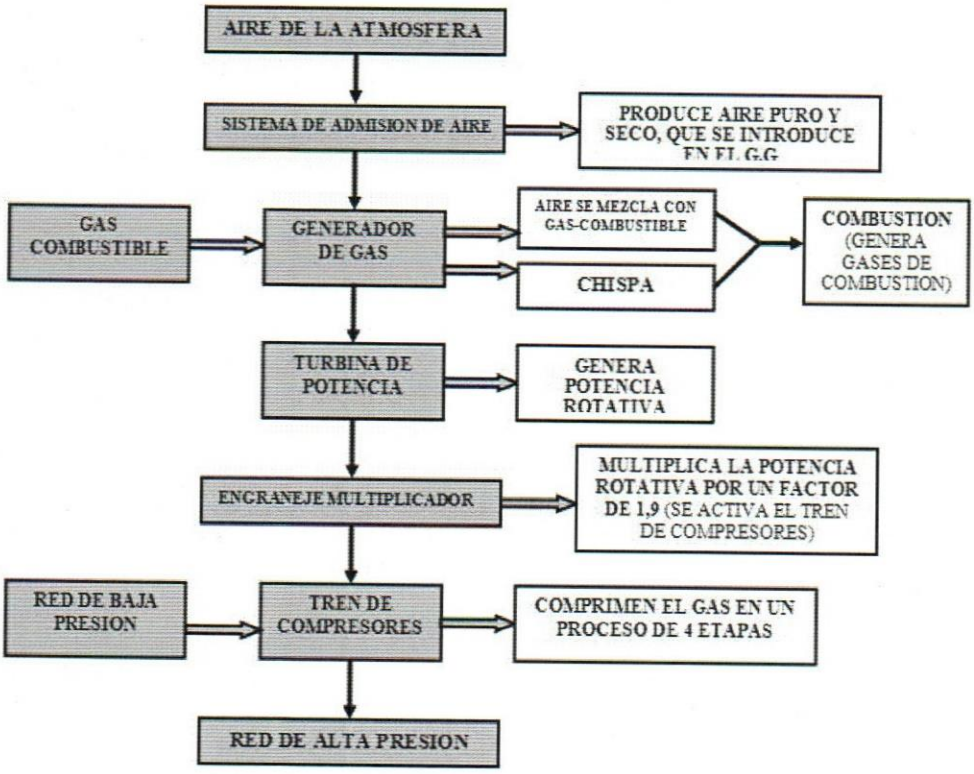


Figura 25. Flujograma del proceso productivo – Escenario A.

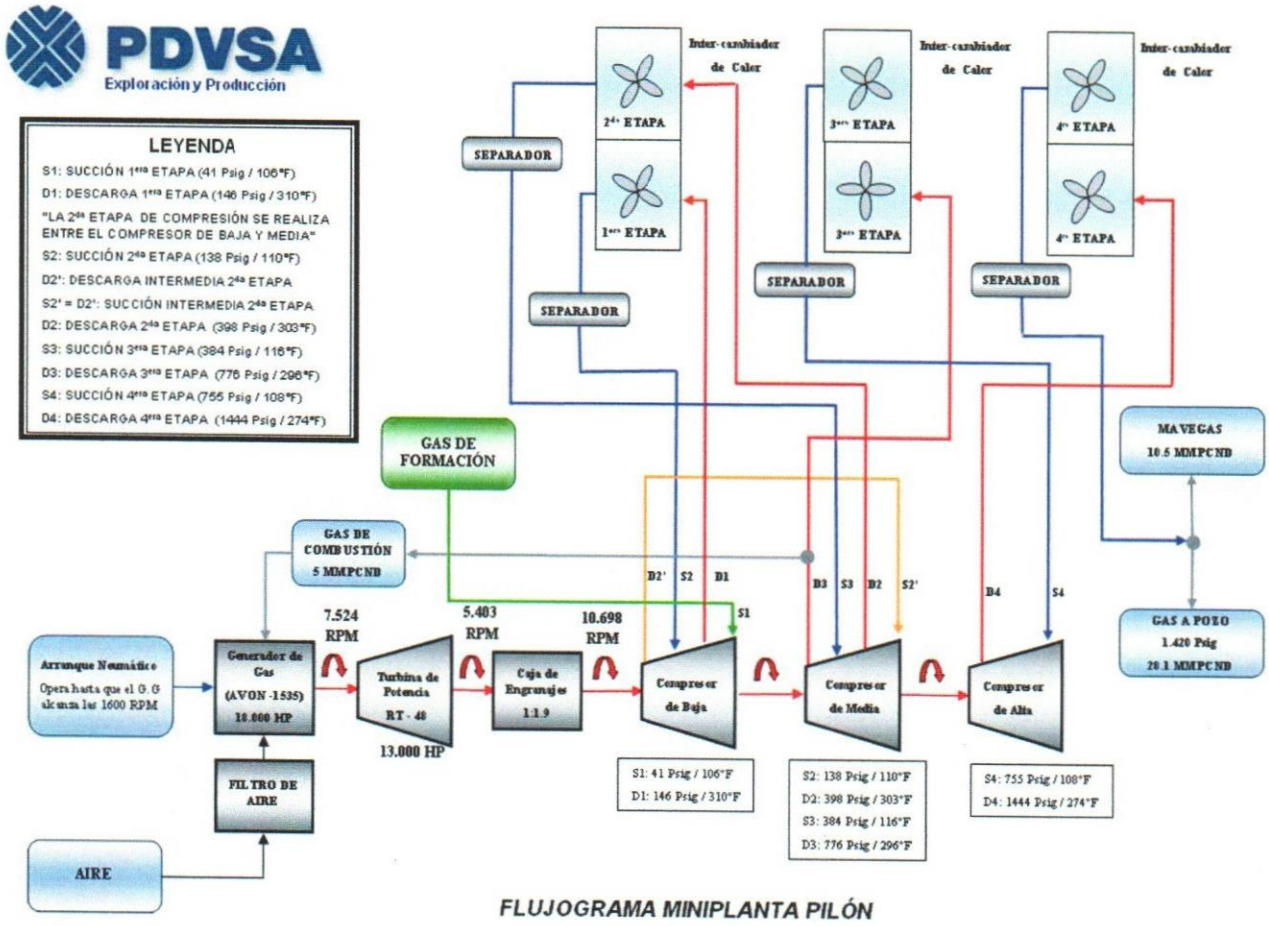


Figura 26. Flujograma detallado del proceso productivo – Escenario A.

Resulta importante resaltar que nuestro centro de interés se encuentra en los elementos o equipos motrices del sistema de compresión de gas, por lo cual se procede a mostrar de manera específica las diferencias entre estas 2 configuraciones en las figuras 27 y 28. En ambos escenarios y configuraciones del paquete de compresión se manejaran el mismo número de compresores centrífugos de gas, por lo cual los compresores mostrados en la figuras 27 y 28 son solamente ilustrativos, en dicha figura se busca resaltar y hacer evidente las diferencias de equipos y estructuras utilizadas en ambas propuestas.

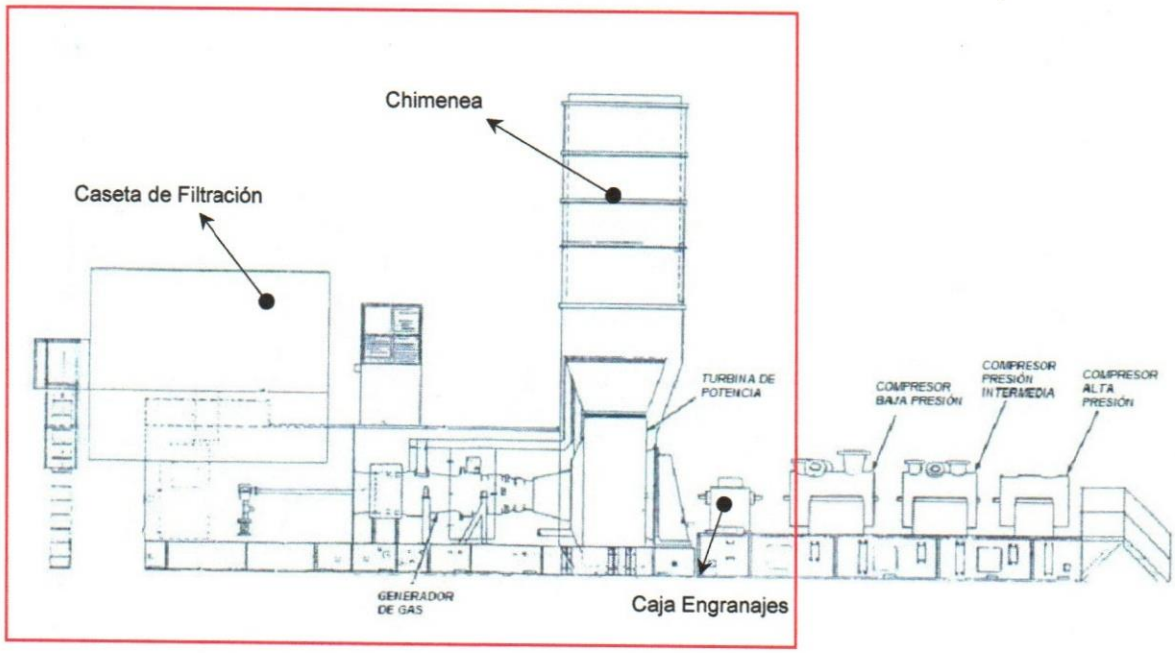


Figura 27. Configuración del paquete de compresión – Escenario "A".

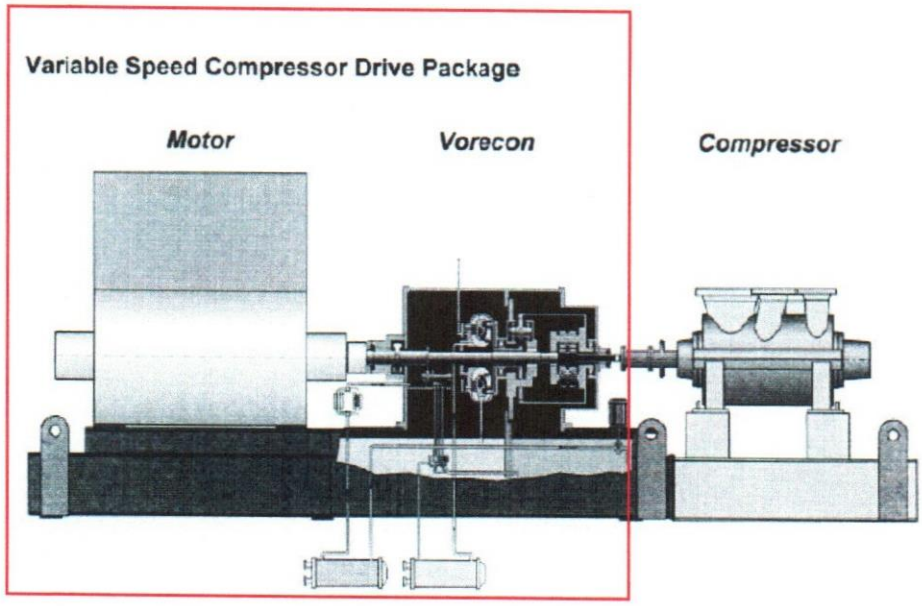


Figura 28. Configuración el paquete de compresión – Escenario "B".

2.6. *Desechos y pérdidas del proceso*

Al realizar un estudio del balance de Gas de las Plantas Compresoras del área de Pesado del Distrito Morichal se observa que existe un merma promedio del proceso de 3,4%, dicha perdida no se encuentra influenciada por el sistema motriz de accionamiento, por lo tanto ese valor será utilizado para la simulación ambos escenarios de operación de la nueva Planta Compresora PCO propia.

Sin embargo, la utilización de la turbina de gas como elemento motriz de accionamiento del sistema de compresión genera el consumo promedio de 8,6% del volumen de gas de entrada en la succión de las plantas compresoras, mientras que mediante la utilización de motores eléctricos no se genera este consumo del gas asociado proveniente de los pozos y estaciones de flujo.

Por lo explicado anteriormente, en el Escenario "A" se debe considerar una perdida total de un 12% del Gas de entrada a la Planta Compresora, mientras que para el Escenario "B" la merma será de 3,4%.

Para un mayor entendimiento del balance de gas y de las perdidas o mermas existentes en las Plantas Compresoras del área de Pesado del Distrito Morichal se presenta la figura 29.

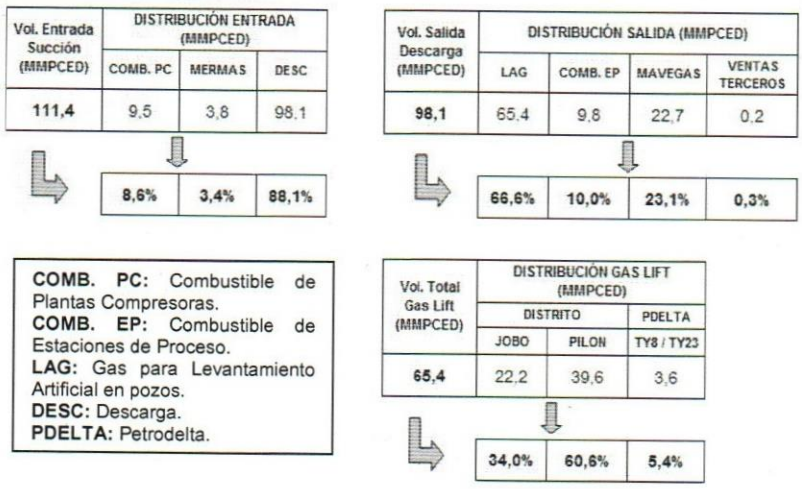


Figura 29. Balance de Gas de las Plantas Compresoras del Área de Pesado.

2.7. *Control de Calidad*

El control de calidad aplicado en las plantas de gas se basa principalmente en la realización de análisis de la cromatografía del gas de salida o descarga de la planta compresora, dicho análisis puede ser llevado a cabo por los operadores de planta a través de métodos de prueba portátiles y de fácil utilización en el área de trabajo; sin embargo, también pueden ser tomadas muestras del gas y proceder a su análisis en los laboratorios de crudo y/o corrosión existentes en el Distrito Morichal.

Lo descrito en el párrafo anterior indica que los costos asociados a estas pruebas de control de calidad son bajos, ya que se cuenta con un personal entrenado para realizar dichos análisis y existen las instalaciones necesarias para realizar las pruebas en el Distrito con esfuerzo propio del personal PDVSA.

El gas proveniente de los pozos asociado al crudo se comienza a tratar en las Estaciones de Flujo, donde a través de separadores mecánicos el gas es desvinculado del crudo y es enviado luego a los depuradores de cada Estación de Flujo, posteriormente el gas viaja a la succión de las Plantas Compresoras de Gas e ingresa al proceso, en el cual es sometido a diversos sistemas de depuración con la finalidad de eliminar impurezas, condensados y trazas de crudo.

Por otra parte, existe en el Distrito Morichal un departamento de Corrosión que se encarga del monitoreo del contenido de Sulfuro de Hidrogeno (H_2S), Dióxido de Carbono CO_2 y agua (H_2O - fase vapor) en los gasoductos principales, con la finalidad de mantener controlado los principales agentes que pueden generar corrosión en tuberías y equipos aguas debajo de las Plantas Compresoras. El departamento de Corrosión también realiza la instalación de cupones de prueba para determinar las velocidades de corrosión en los gasoductos y se encarga de controlar la dosificación de química anticorrosiva en dichas instalaciones con la finalidad de mitigar la corrosión.

Lo descrito en esta sección de control de calidad aplica para la evaluación de ambos escenarios (A y B) de operación de la planta compresora, por lo cual no aporta ningún efecto significativo que diferencie ambas alternativas al momento de la evaluación económico – financiera.

2.8. *Volumen de Ocupación*

En la nueva Planta Compresora PCO propia se trabajaran los 3 turnos de 8 horas en forma diaria, es decir se trabajarán los 7 días de la semana y los 365 días del año, ya que la producción y compresión del gas en el Distrito Morichal es un proceso continuo.

El organigrama (ver figura 30) a ser utilizado en ambos escenarios de evaluación será igual, solo se diferenciaran en cuanto al tema de la capacitación en habilidades especificas referentes a la operación y mantenimiento de las unidades motrices distintas a instalar en la planta, sin embargo, dicha diferencia incidirá en costos de adiestramiento para el Escenario "B" que contempla Motores Eléctricos, ya que en el Distrito Morichal no se tiene experiencia en el manejo de grandes motores en los sistemas de compresión, mientras que el Escenario "A" no generará gastos de capacitación debido a que el personal conoce perfectamente la operación y mantenimiento de las Turbinas de Gas.

Por lo explicado en el párrafo anterior el volumen de ocupación no incidirá como factor diferenciador entre ambas alternativas al momento de la evaluación económico – financiera.

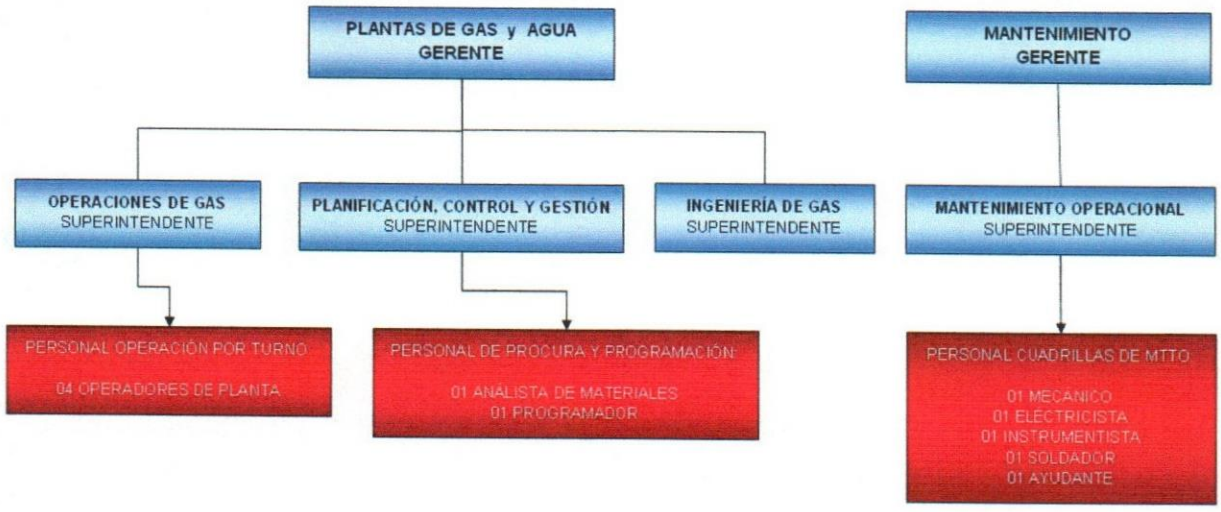


Figura 30. Personal que laborará en la nueva Planta Compresora Orinoco (cuadros rojos) – Nuevos ingresos de la estructura organizativa.

2.9. *Capacidad Instalada y Utilizada*

La nueva Planta Compresora Orinoco (PCO) contempla la producción de 80 MMPCED de Gas comprimido mediante la implementación de 2 trenes de producción de 40 MMPCED cada uno, por lo cual esos montos representan la capacidad instalada.

La Capacidad utilizada será de 32 MMPCED por tren de producción para el primer año de operación de la planta, en el segundo año de operación se contempla la producción de 36 MMPCED por tren y a partir del tercer año hasta el octavo año de operación (décimo año de evaluación) se planifica que la producción o capacidad utilizada alcance el nivel máximo de capacidad instalada, es decir, 40 MMPCED por cada tren de Compresión de Gas.

La capacidad utilizada para el primer año de operación representará el 80% de la capacidad instalada, para el segundo año de operación la capacidad utilizada representará el 90% de la capacidad instalada y a partir del tercer año de operación la capacidad utilizada es el 100% de la capacidad instalada; esta condición se planifica de esta manera debido a la existencia de una demanda insatisfecha de gas que existirá en el país debido a múltiples proyectos prioritarios de PDVSA, como el del Gas Vehicular o sistema alterno de combustible, instalación de plantas alternativas de producción de electricidad alimentadas por gas natural, el proyecto de llevar el gas natural hacia las comunidades para eliminar la dependencia de las bombonas y tomar directamente el gas de una red de suministro residencial, y planes de exportación de gas principalmente dirigidos hacia países de Latinoamérica y el Caribe.

Se debe resaltar que PDVSA Distrito Morichal se encargará de las labores de extracción del gas desde los pozos (materia prima), separación, depuración y compresión del gas natural para su posterior comercialización y utilización como gas de levantamiento artificial en pozos de producción de crudo; por esta condición la capacidad utilizada estará directamente determinada por la capacidad de extracción de la materia prima hacia la succión de la Planta Compresora.

3. ANÁLISIS ECONÓMICO DEL CICLO DE VIDA DE ACTIVOS (AECVA)

3.1. *Portafolio de Opciones.*

Escenario A: Turbinas de Gas como accionamiento motriz de los compresores, incluye la utilización de un Generador de Gas, Turbina de Potencia y Caja de Engranajes.

Escenario B: Motores Eléctricos como accionamiento motriz de los compresores, incluye la utilización de un motor eléctrico síncrono y una caja de velocidad variable de tipo Voith Vorecon

3.2. *Estimación de Ingresos o Beneficios.*

El modelo matemático para estimar los ingresos que se obtendrán en el ciclo de vida de un activo o negocio es el siguiente (Ec. 03):

$$ICV = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{Ii}{(1+r)^i}\right) = \sum_{i=1}^{n}\left(\frac{(PVi)\times(pvi)}{(1+r)^i}\right)$$

Donde:

ICV: Ingresos del Ciclo de Vida.

r = Tasa de Descuento.

i = Cualquier año en la vida del activo.

n = Vida asumida del activo u horizonte económico.

Ii: Ingresos en el año "i".

P_{Vi}: Producción vendida en el año "i".

pvi: Precio unitario de venta del producto en el año "i".

En los Escenarios evaluados en este proyecto se contemplan 10 años de proyección, de los cuales los 2 primeros son dedicados a labores de instalación/fabricación, los cuales no generan ingresos, luego a partir del 3er año se

inicia la operación de los equipos, por lo cual se evaluaran 8 años del ciclo de vida de dichos activos, durante los cuales generaran los ingresos por producción del proyecto.

Para realizar el cálculo de los ingresos del proyecto se debe visualizar la figura 29, en la cual se observan los porcentajes del Gas que se direccionan a la Venta, utilización en pozos con método de Gas Lift, Gas Combustible para alimentar a los Generadores de Gas, Gas para alimentar las Plantas de Procesos y Mermas/Perdidas del proceso.

En el Escenario "A" el 78% del Gas es utilizable para la Venta o en Pozos productores de Crudo con método de Gas Lift; se utilizará como premisa de la evaluación que un 50% (de dicho 78%) se destinará a la Venta y el otro 50% en pozos Gas Lift. En la figura 29 se observa que actualmente el 66,6% de la producción de Gas se direcciona a los pozos productores de crudo con método de Gas Lift, y dicho volumen de gas (65,4 MMPCED) generan 26.125 Barriles por día de crudo, por lo cual se tomará este dato para extrapolar y obtener el valor del crudo producido a consecuencia de la inyección de un volumen "x" de Gas Lift. Ver en la tabla 14 los ingresos del ciclo de vida del Escenario "A", basados en las premisas indicadas en este párrafo.

Se obtiene finalmente un **Ingreso** en el Ciclo de Vida del proyecto evaluado **de 818.102.229,03 US$ en el Escenario "A".**

En el Escenario "B" el 87% del Gas es utilizable para la Venta o en Pozos productores de Crudo con método de Gas Lift, ya que con la utilización de Motores Eléctricos se elimina la necesidad de inyectar el 8,6% del Gas en la alimentación (como combustible) de los Generadores de Gas. El resto de las premisas explicadas en el párrafo anterior del escenario "A" se mantienen para el Escenario "B". Ver en la tabla 15 los ingresos del ciclo de vida del Escenario "B".

Se obtiene finalmente un **Ingreso** en el Ciclo de Vida del proyecto evaluado **de 912.498.640,08 $ en el Escenario "B".**

Año de la Proyección	3	4	5	6	7	8	9	10
Tasa de Descuento (%/100)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Producción Vendida de Gas (MMPCE/Año)	9.110,40	10.249,20	11.388,00	11.388,00	11.388,00	11.388,00	11.388,00	11.388,00
Precio Unitario de Venta del Gas ($/MMPCE)	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00
Producción Vendida de Crudo (Barriles/Año)	3.639.320,10	4.094.270,70	4.549.221,30	4.549.221,30	4.549.221,30	4.549.221,30	4.549.221,30	4.549.221,30
Precio Unitario de Venta del Crudo ($/Barril)	43,54	43,23	43,77	44,46	45,73	47,56	49,24	51,15
ICV (Ingresos en el Ciclo de Vida) $	118.881.375,53	118.606.465,93	119.059.849,92	107.893.733,61	98.947.143,32	91.708.021,83	84.638.193,63	78.367.445,27
ICV Acumulado $	118.881.375,53	237.487.841,45	356.547.691,37	464.441.424,98	563.388.568,30	655.096.590,13	739.734.783,76	**818.102.229,03**

Tabla 14. Ingresos del Ciclo de Vida del Proyecto – Escenario "A".

Año de la Proyección	3	4	5	6	7	8	9	10
Tasa de Descuento (%/100)	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Producción Vendida de Gas (MMPCE/Año)	10.161,60	11.431,80	12.702,00	12.702,00	12.702,00	12.702,00	12.702,00	12.702,00
Precio Unitario de Venta del Gas ($/MMPCE)	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00
Producción Vendida de Crudo (Barriles/Año)	4.059.241,65	4.566.686,55	5.074.131,45	5.074.131,45	5.074.131,45	5.074.131,45	5.074.131,45	5.074.131,45
Precio Unitario de Venta del Crudo ($/Barril)	43,54	43,23	43,77	44,46	45,73	47,56	49,24	51,15
ICV (Ingresos en el Ciclo de Vida) $	132.598.457,32	132.291.827,38	132.797.524,91	120.343.010,57	110.364.121,39	102.289.716,66	94.404.139,04	87.409.842,80
ICV Acumulado $	132.598.457,32	264.890.284,70	397.687.809,60	518.030.820,18	628.394.941,57	730.684.658,23	825.088.797,27	**912.498.640,08**

Tabla 15. Ingresos del Ciclo de Vida del Proyecto – Escenario "B".

La Tasa de descuento del 12% fue tomada en función a las Premisas Económico-Financieras establecidas en los Lineamientos para la Evaluación Económica del Portafolio de Inversiones (LEEPI), ver figura 31.

4.5 **La Tasa de Descuento** a utilizar a fin de determinar los indicadores económicos para PDVSA y sus filiales será de **12% real**. Para los proyectos en progreso cuya evaluación a costo total presente un VPN negativo, se deberá elaborar una evaluación con las inversiones remanentes y comparar con otras alternativas de inversión, básicamente utilizando el Valor Presente Neto (VPN) y la Eficiencia de la Inversión (EI).

Figura 31. Premisa Económico-Financiera de LEEPI (PDVSA, 2007).

Para la generación de las tablas 14 y 15 se utilizaron también las premisas planteadas en la sección de "Capacidad instalada y Utilizada" del Estudio de Ingeniería del Proyecto (sección 2.9). Los Precios del Gas fueron tomados de la tabla 4 (según LEEPI - PDVSA) y los Precios del Crudo según la tabla 5 (según LEEPIC – PDVSA).

3.3. *Estimación de Egresos o "Análisis del Costo del Ciclo de Vida (ACCV)" – Escenario "A".*

A continuación se explica el modelo general que el ACCV propone para el estudio de los egresos en el ciclo de vida de activos (Ec. 04):

$$CCV = \sum_{i=0}^{n} \frac{C_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{P_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{M_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{L_i}{(1+r)^i} + \sum_{i=0}^{n} \frac{D_i}{(1+r)^i}$$

Donde:

CCV: Costo del Ciclo de Vida.

C_i: Costos Capital.

P_i: Costos de Producción en el año "i".

M_i: Egresos por Mantenimiento en el año "i".

L_i: Egresos o Pérdidas por fallas o Eventos No Deseados en el año "i".

D_i: Costos de Desincorporación en el año "i".

r: Tasa de Descuento.

i: Cualquier año de la vida del activo.

n: Vida asumida del activo u horizonte económico.

Nótese que esta ecuación es básicamente una sumatoria de egresos por diferentes conceptos, descontados a valor presente a una determinada tasa. Cuando evaluamos dos o más alternativas que generan el mismo "ingreso" o "beneficio", la decisión sobre cual alternativa seleccionar se toma con base en el menor CCV (Costo del Ciclo de Vida).

A continuación se procederá a evaluar los Egresos de los dos (02) escenarios que planea el proyecto:

Escenario A: Turbinas de Gas como accionamiento motriz de los compresores, incluye la utilización de un Generador de Gas, Turbina de Potencia y Caja de Engranajes.

Según la norma ISO 14224 – 2006 (versión más reciente) el volumen de control a estudiar cuando hablamos de una Turbina de Gas se muestra en la figura 32.

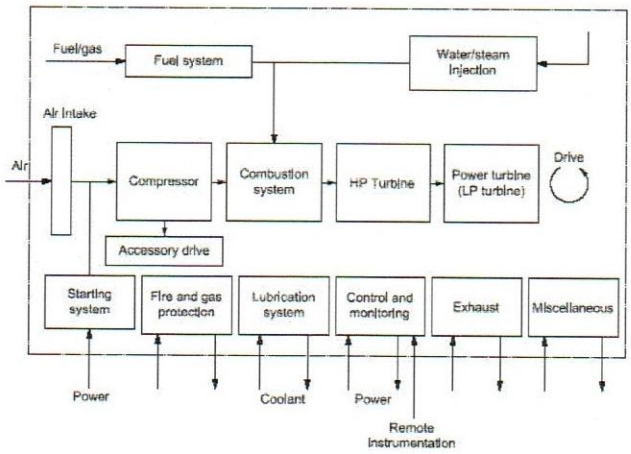


Figura 32. Clasificación y elementos que conforman una Turbina de Gas / ISO 14224-2006.

Los **Costos de Capital (Ci)** asociados a la Turbina de Gas son 6.324.284 US$ (ver sección 2.4 de Tecnología Utilizada – tabla 12) por cada Tren de Compresión, es decir, para los dos trenes serian 12.648.568 US$; finalmente se incurre en los siguientes Costos de Capital (ver tablas 16 y 17):

Descripción	**Costo ($)**
Turbina de Gas	12.648.568,0
Paquete de Tratamiento	5.174.892,0
Facilidades Generales	2.908.915,0
Caseta de Filtración y Plenum de Succión	170.000,0
Ingeniería	936.458,0
Procura (Compresores, Recipientes y Enfriadores)	6.857.349,9
Construcción	3.959.072,0
Gestión	277.135,0
Commissioning y Arranque	491.380,0
Sub Total	33.423.769,9
Contingencia (20%)	6.684.754,0
Total	**40.108.523,9**

Tabla 16. Costos de Capital (Ci) desglosados del Escenario "A".

Aplicando la primera sección de la ecuación 04, referida a los Costos de Capital, se obtienen los valores reflejados en la tabla 17:

Descripción	Costo ($/Año1)	Costo ($/Año2)
Costos de Capital (Ci)	12.032.557,2	28075966,72
Total Acumulado	12.032.557,2	40.108.523,9
Tasa de Descuento	0,12	0,12
Ci/(1+r)^i	10.743.354,61	22.381.988,77
Ci/(1+r)^i Acumulado	10.743.354,61	33.125.343,38

Tabla 17. Costos de Capital (Ci) del Escenario "A", registrado a Valor Presente.

Los **Costos de Producción (Pi)** del escenario "A" básicamente están constituidos por los costos de la Labor (Operadores de Planta) y cotos del Gas Combustible empleado para la operación de la Turbina de Gas; en la tabla 18 se pueden visualizar dichos montos:

Descripción	Costo ($/Año3)	Costo ($/Año4)	Costo ($/Año5)	Costo ($/Año6)	Costo ($/Año7)	Costo ($/Año8)	Costo ($/Año9)	Costo ($/Año10)
Labor (Operadores de Planta)	336.923,0	370.615,30	407.676,83	448.444,51	493.288,96	542.617,86	596.879,65	656.567,61
Energía (Gas Combustible)	2.126.020,0	2.126.020,0	2.126.020,0	2.126.020,0	2.126.020,0	2.126.020,0	2.126.020,0	2.126.020,0
Sub Total	2.462.943,0	2.496.635,3	2.533.696,8	2.574.464,5	2.619.309,0	2.668.637,9	2.722.899,6	2.782.587,6
Contingencia (20%)	492.588,6	499.327,1	506.739,4	514.892,9	523.861,8	533.727,6	544.579,9	556.517,5
Total Anual	2.955.531,6	2.995.962,4	3.040.436,2	3.089.357,4	3.143.170,8	3.202.365,4	3.267.479,6	3.339.105,1
Total Acumulado	2.955.531,6	5.951.494,0	8.991.930,2	12.081.287,6	15.224.458,3	18.426.823,8	21.694.303,3	**25.033.408,5**
Tasa de Descuento	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Pi/(1+r)^i	2.103.689,01	1.903.988,24	1.725.225,15	1.565.164,61	1.421.810,83	1.293.381,69	1.178.285,89	1.075.102,49
Pi/(1+r)^i Acumulado	2.103.689,01	4.007.677,26	5.732.902,41	7.298.067,02	8.719.877,84	10.013.259,53	11.191.545,42	**12.266.647,91**

Tabla 18. Costos de Producción (Pi) anuales del Escenario "A".

Los **Egresos por Mantenimiento (Mi)** están representados por los costos asociados al Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Mayor (Overhaul) ejecutados sobre el equipo en forma periódica; el Preventivo se ejecuta cada 45 en cada Planta Compresora de Gas (8 veces al año y 8 horas de Parada por cada Mantenimiento, lo cual representa 64 horas al año de Pérdidas de Producción debido al Preventivo), mientras que el Overhaul se ejecuta cada 30.000 horas (alrededor de 3 ½ años) de

El Costo del Overhaul de la Turbina de Potencia es de 629.412 US$, según lo registrado en la Orden interna 800000079324 perteneciente a la Parada de la Planta Compresora Jobo-2 en Julio de 2008.

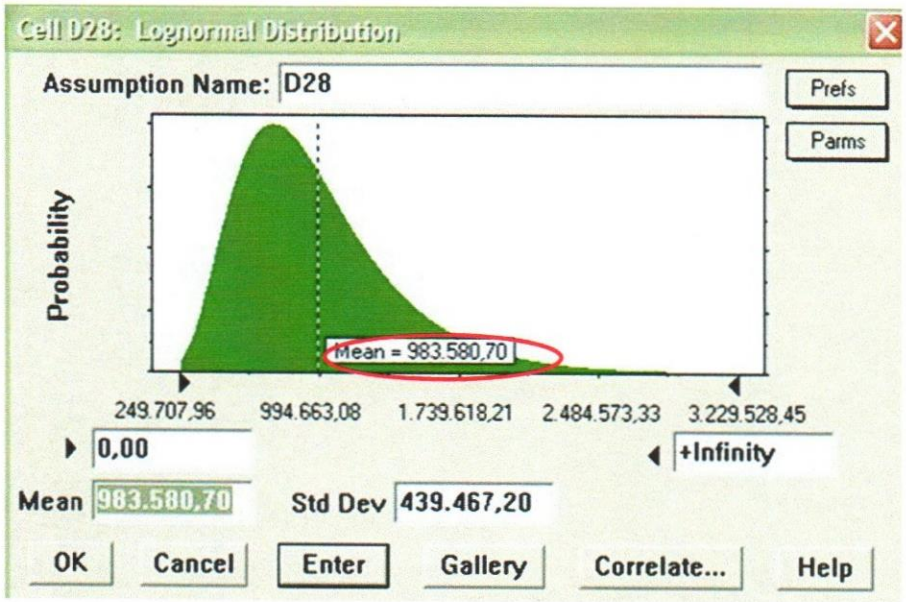


Figura 33. Resultado del Costo Promedio de Overhaul en Generadores de Gas del Distrito Morichal – Software Crystal Ball.

Finalmente los Egresos por Mantenimiento (Mi) pueden observarse reflejados en la tabla 21:

Descripción	Costo ($/Año3)	Costo ($/Año4)	Costo ($/Año5)	Costo ($/Año6)	Costo ($/Año7)	Costo ($/Año8)	Costo ($/Año9)	Costo ($/Año10)
Mantenimiento Preventivo	178.609,3	178.609,3	178.609,3	178.609,3	178.609,3	178.609,3	178.609,3	178.609,3
Mantenimiento Mayor (Overhaul)	0,0	0,0	0,0	1.967.161,4	0,0	1.258.824,0	1.967.161,4	0,0
Pérdidas de Producción por Mtto	1.220.224,4	1.363.479,8	1.532.924,7	1.555.857,2	1.598.066,2	1.658.887,1	1.714.722,7	1.778.202,5
Sub Total	1.398.833,7	1.542.089,0	1.711.534,0	3.701.627,8	1.776.675,5	3.096.320,4	3.860.493,4	1.956.811,8
Contingencia (20%)	279.766,7	308.417,8	342.306,8	740.325,6	355.335,1	619.264,1	772.098,7	391.362,4
Total Anual (Mi)	1.678.600,4	1.850.506,9	2.053.840,8	4.441.953,4	2.132.010,6	3.715.584,5	4.632.592,1	2.348.174,1
Total Acumulado	1.678.600,4	3.529.107,3	5.582.948,0	10.024.901,5	12.156.912,0	15.872.496,5	20.505.088,6	**22.853.262,7**
Tasa de Descuento	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Mi/(1+r)^i	1.194.794,63	1.176.030,56	1.165.404,40	2.250.431,84	964.413,32	1.500.662,26	1.670.559,15	756.049,22
Mi/(1+r)^i Acumulado	1.194.794,63	2.370.825,19	3.536.229,59	5.786.661,43	6.751.074,75	8.251.737,00	9.922.296,15	**10.678.345,37**

Tabla 21. Egresos por Mantenimiento (Mi) anuales del Escenario "A".

Los **Egresos o Pérdidas por fallas** del Escenario "A" se calcularan utilizando los datos del historial de fallas de los Generadores de Gas modelo Avon 1534/1535 de Rolls Royce (Seriales 38313, 38521, 38531, 38279 y 37824) instalados en el Distrito Morichal en conjunto con los datos de la base OREDA (Offshore Reliability Data) para Turbinas de Gas Industriales; para ello se utilizará el Teorema de Bayes con la finalidad de combinar los datos y obtener una rata de fallas (λ) mejorada que permita luego a través de una distribución exponencial calcular el Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF).

Los Tiempos para Fallar (TTF) registrados en los Generadores de Gas del Distrito Morichal pueden observarse en la tabla 22:

Generador de Gas (Serial)	Tiempo para Fallar (TTF - Horas)
38313	12.309,00
38313	9.301,00
38313	10.639,00
37824	14.795,00
37824	8.000,00
37824	12.783,00
37824	* 10604
38279	20.173,00
38279	14.848,00
38279	* 3227
38521	9.580,00
38521	32.169,00
38521	* 8756
38531	1.653,00
38531	31.029,00

Tabla 22. Tiempos para Fallar (TTF) registrados en Generadores de Gas – Distrito Morichal (Periodo 2001 a 2010). [(*) Tiempos Censurados a la derecha].

De la base de datos OREDA se proceden a extraer las tasas de falla y desviaciones estándar promedio de los modos de fallas más representativos aplicables en Morichal (ver figura 34).

Taxonomy no	Item
1.2.2.4	Machinery Gas Turbines Industrial (10000-20000)kW

Population	Installations	Aggregated time in service (106 hours)		No of demands
		Calendar time *	Operational time †	
10	5	0.2227	0.2121	488

Failure mode	No of failures	Failure rate (per 106 hours)					Active rep.hrs	Repair (manhours)		
		Lower	Mean	Upper	SD	n/t		Min	Mean	Max
Critical	87*	203.08	446.49	766.59	174.45	390.67	32.6	1.0	71.2	1113.0
	87†	222.61	472.58	797.92	177.90	410.14				
Abnormal instrument reading	2*	0.04	9.47	35.24	13.01	8.98	48.5	31.0	97.0	163.0
	2†	0.04	10.22	39.19	14.44	9.43				
Breakdown	4*	0.05	14.81	57.42	21.24	17.96	70.5	132.0	141.3	150.5
	4†	0.06	15.65	60.19	22.18	18.86				
Erratic output	5*	4.61	22.22	50.72	14.79	22.45	28.9	17.0	57.8	93.0
	5†	4.07	23.61	56.45	16.92	23.57				
External leakage - Fuel	4*	0.19	43.58	163.65	60.39	17.96	110.1	6.2	378.4	1113.0
	4†	0.18	44.16	167.78	61.85	18.86				
External leakage - Utility medium	6*	7.49	26.38	54.69	14.91	26.94	19.3	9.0	38.8	92.0
	6†	7.01	27.93	60.29	16.94	28.29				
Fail to start on demand	26*	55.32	133.23	238.41	56.84	116.75	14.2	1.0	40.0	176.0
	26†	57.02	143.31	261.33	63.57	122.57				
Internal leakage	1*	0.01	4.10	16.28	6.08	4.49	171.5	343.0	343.0	343.0
	1†	0.01	4.33	17.03	6.34	4.71				
Low output	5*	8.49	22.02	40.70	10.04	22.45	14.7	2.0	29.4	64.0
	5†	9.03	23.27	42.87	10.54	23.57				
Other	3*	3.72	13.52	28.31	7.78	13.47	24.2	2.0	48.3	115.0
	3†	4.00	14.31	29.83	8.17	14.14				
Overheating	2*	0.09	13.36	46.05	16.98	8.98	8.8	4.0	15.5	27.0
	2†	0.11	14.01	47.19	17.34	9.43				
Parameter deviation	11*	5.48	62.00	171.71	55.73	49.39	24.7	1.0	48.0	249.0
	11†	6.23	65.03	177.24	57.09	51.86				
Spurious stop	16*	21.74	75.64	156.16	42.46	71.85	14.5	1.0	22.9	116.0
	16†	25.97	79.10	155.67	40.70	75.43				
Structural deficiency	1*	0.01	4.10	16.28	6.08	4.49	204.0	408.0	408.0	408.0
	1†	0.01	4.33	17.03	6.34	4.71				
Vibration	1*	0.01	4.15	16.89	6.38	4.49	-	-	-	-
	1†	0.01	4.34	17.12	6.38	4.71				
Degraded	66*	89.32	287.13	576.44	153.15	296.37	38.6	1.0	67.0	939.0
	66†	86.82	312.74	653.01	179.05	311.14				
Abnormal instrument reading	3*	0.12	11.98	39.49	14.43	13.47	-	-	-	-
	3†	0.25	12.58	39.03	13.81	14.14				
External leakage - Fuel	2*	0.71	8.40	23.43	7.63	8.98	3.0	6.0	6.0	6.0
	2†	0.83	8.82	24.13	7.79	9.43				
External leakage - Utility medium	13*	12.49	60.39	137.92	40.24	58.38	93.4	6.0	136.8	939.0
	13†	10.33	66.00	161.84	49.28	61.28				
Other	25*	32.52	120.50	253.96	70.13	112.26	41.3	10.0	65.1	354.0
	25†	27.90	133.26	303.33	88.32	117.86				

Comments

(cont.)

Figura 34. Ratas de falla y desviaciones estándar de los modos de falla más representativos para las Turbinas de Gas del Distrito Morichal – OREDA 2002.

Los modos de falla seleccionados de la figura 34 son: Lectura Anormal de Instrumentos, Fuga Externa de Combustible, Fuga Externa de Fluido utilitario (agua, aceite, aire, etc.), Fuga Interna, Sobrecalentamiento, Deficiencia Estructural, Vibración, Degradación y Falla en Arranque Bajo Demanda.

A partir de los datos de las Ratas de Falla de cada modo de falla seleccionado se procede a calcular una rata de falla OREDA, la cual es simplemente la sumatoria de todas las ratas de falla individuales, ver Ecuación 06 a continuación:

$$\mu_{OREDA} = \mu_1 + \mu_2 + \mu_3 + \mu_4 + \mu_5 + \mu_6 + \mu_7 + \mu_8 + \mu_9$$

μ_{OREDA} = 0,00001022 + 0,00004416 + 0,00002793 + 0,00000433 + 0,00001401 + 0,00000433 + 0,00000434 + 0,00031274 + 0,00014331.

μ_{OREDA} = 0,00056537 fallas/hora.

Se procede también a calcular la Desviación Estándar OREDA producto de los diversos Modos de Fallas seleccionados, para ello se aplica la siguiente ecuación (Ec. 07):

$$\sigma_{OREDA} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^3 + \sigma_4^2 + \sigma_5^2 + \sigma_6^2 + \sigma_7^2 + \sigma_8^2 + \sigma_9^2}$$

σ_{OREDA} = 0,00020209 fallas/hora.

Posteriormente se procede a calcular $\lambda_{MEJORADA}$ a partir de la utilización del Teorema de Bayes, los datos de la tabla 14, los valores de μ_{OREDA} y σ_{OREDA}, para ello se utiliza la siguiente ecuación (Ec. 05):

$$\lambda_{MEJORADA} = \frac{r + \left(\frac{(\mu_{OREDA})^2}{(\sigma_{OREDA})^2} \right)}{\sum_{i=1}^{t} t_i + \sum_{j=1}^{N-r} t_{cj} + \left(\frac{\mu_{OREDA}}{(\sigma_{OREDA})^2} \right)}$$

Donde: r es la sumatoria de todos los tiempos para la falla (TTF) registrados en forma efectiva en la Turbina de Gas; t_i esta representado por cada tiempo para fallar (TTF) registrado (ver tabla 22) y t_{cj} esta representado por los tiempos censurados a la derecha (tiempo registrado durante el cual el equipo se mantiene en operación sin presentar aún fallas, su falla será en un futuro – ver tabla 22) para fallar registrados en los equipos bajo estudio.

Luego aplicando la Ecuación 05 se obtiene el siguiente resultado:

$\lambda_{MEJORADA}$ = 0,000092773 fallas/hora.

Para calcular el Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF) utilizamos la siguiente ecuación (Ec. 08) asumiendo una Distribución Exponencial:

TPEF = 1 / $\lambda_{MEJORADA}$ = 1 / 0,000092773 = 10.778,99 horas.

Dicho resultado nos indica que el equipo fallará en promedio cada 10.778,99 horas.

Con todos los datos calculados anteriormente se procede a simular el sistema con el software RAPTOR (ver figuras 35, 36 y 37), asumiendo las siguientes premisas: a) El tiempo de intervención y reemplazo de un Generador de Gas es de 12 horas (TPR); b) Siempre existirá un Generador de Gas disponible para ejecutar el cambio o reemplazo luego de una falla.

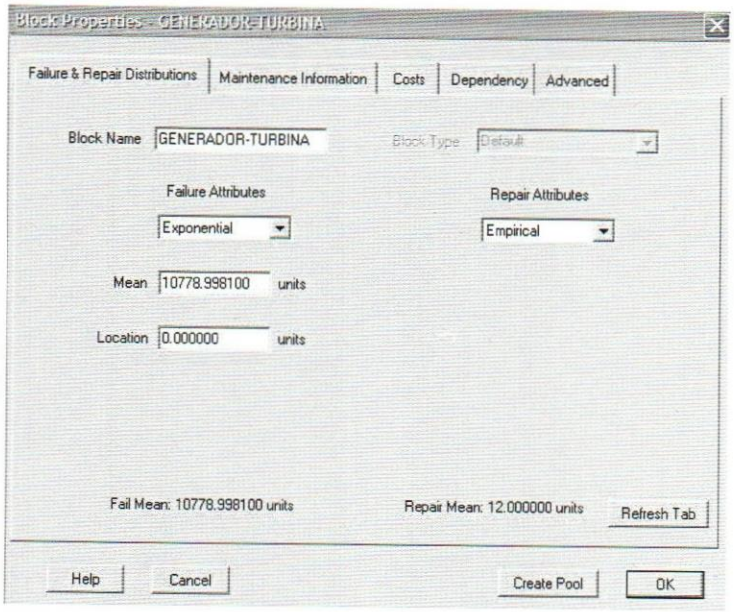


Figura 35. Configuración del Bloque de Confiabilidad de la Turbina de Gas en el software RAPTOR.

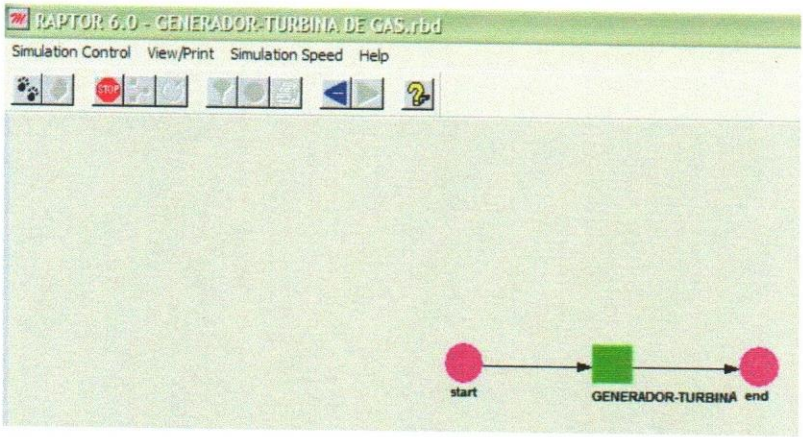
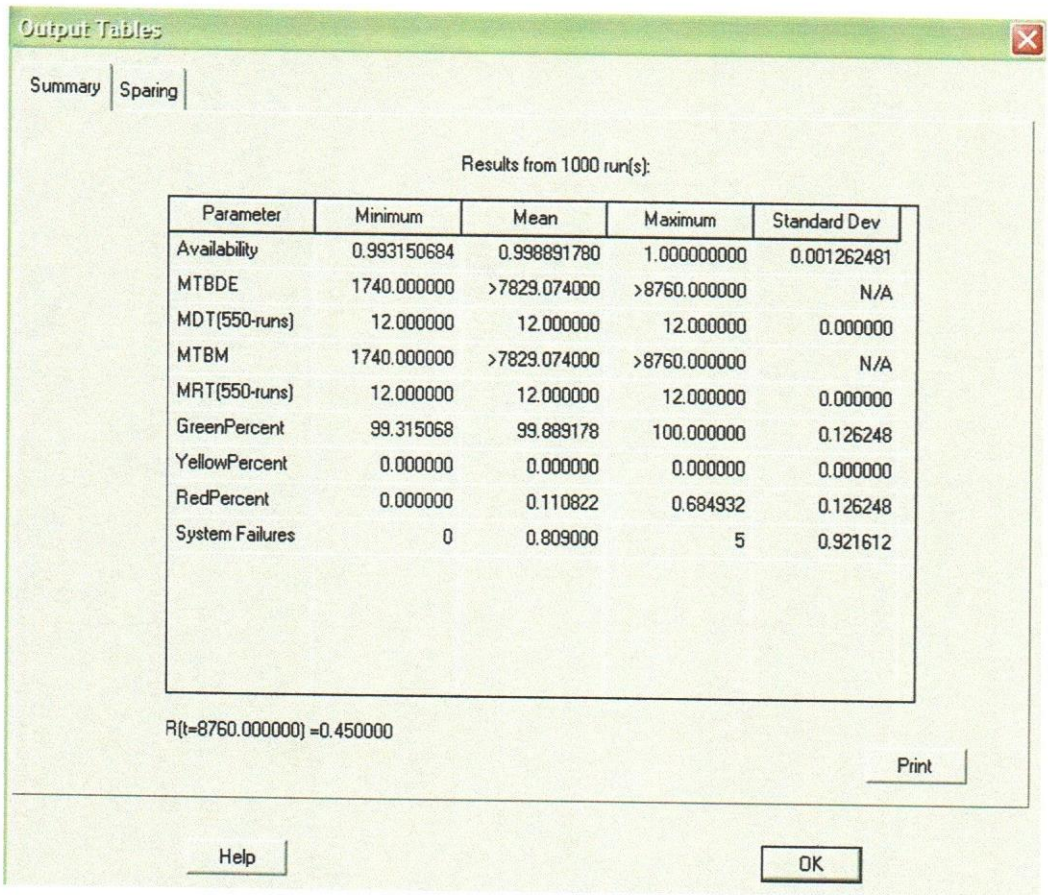


Figura 36. Diagrama de simulación de la Turbina de Gas en el software RAPTOR.



Output Tables

Summary | Sparing

Results from 1000 run(s):

Parameter	Minimum	Mean	Maximum	Standard Dev
Availability	0.993150684	0.998891780	1.000000000	0.001262481
MTBDE	1740.000000	>7829.074000	>8760.000000	N/A
MDT(550-runs)	12.000000	12.000000	12.000000	0.000000
MTBM	1740.000000	>7829.074000	>8760.000000	N/A
MRT(550-runs)	12.000000	12.000000	12.000000	0.000000
GreenPercent	99.315068	99.889178	100.000000	0.126248
YellowPercent	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
RedPercent	0.000000	0.110822	0.684932	0.126248
System Failures	0	0.809000	5	0.921612

R(t=8760.000000) =0.450000

Print

Help

OK

Figura 37. Resultados de la simulación del primer año de operación de la Turbina de Gas en el software RAPTOR.

Para cada año de simulación en el Software RAPTOR se utilizaron 1.000 corridas o iteraciones, se simularon 8 años de operación de la Turbina de Gas, es decir, desde el 3er año hasta el décimo año del periodo de evaluación del proyecto; los resultados obtenidos en el RAPTOR se muestran en la tabla 23:

PARÁMETRO A EVALUAR		Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
DISPONIBILIDAD (%)	MÍN	99,31	99,52	99,58	99,62	99,67	99,74	99,74	99,74
	MED	99,88	99,89	99,89	99,88	99,89	99,89	99,89	99,88
	MÁX	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
NÚMERO DE FALLAS DEL SISTEMA - ACUMULADO	MÍN	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
	MED	0,81	1,59	2,37	3,22	3,92	4,79	5,58	6,45
	MÁX	5,00	7,00	9,00	11,00	12,00	11,00	13,00	15,00

Tabla 23. Disponibilidad y Número de Fallas al año durante los ocho años operativos del periodo a evaluar en el proyecto, para la Turbina de Gas en el software RAPTOR.

Utilizando los datos de Producción del proyecto y las dos premisas utilizadas al simular con el Software RAPTOR se procede a calcular los Costos por Reparación del Generador de Gas (promedio) y los Costos de Perdida de Producción generados luego de cada falla del sistema de Turbina de Gas, lo cual indica los Egresos Totales por año según cada falla ocurrida, ver la tabla 24:

Descripción	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Producción Diaria (MMPCED)	64,00	72,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
Producción en 12 horas (MMPCE)	32,00	36,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00	40,00
Factor de Utilización Gas (mermas, consumo interno, etc.)	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78	0,78
Volumen del Gas para Venta (MMPCE)	12,48	14,04	15,60	15,60	15,60	15,60	15,60	15,60
Precio de Venta del Gas ($/MMPCE)	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00
Volumen de Gas para Pozos (MMPCE en Gas Lift)	12,48	14,04	15,60	15,60	15,60	15,60	15,60	15,60
Crudo Generado en Pozos (barriles)	4.985,32	5.608,49	6.231,65	6.231,65	6.231,65	6.231,65	6.231,65	6.231,65
Precio de Venta del Crudo ($/barriles)	43,54	43,23	43,77	44,46	45,73	47,56	49,24	51,15
Egresos por Perdida de Producción ($)	228.792,08	255.652,46	287.423,38	291.723,22	299.637,42	311.041,34	321.510,51	333.412,97
Egresos por Reparación del Generador de Gas ($)	543.458,25	543.458,25	543.458,25	543.458,25	543.458,25	543.458,25	543.458,25	543.458,25
Egresos Totales por cada Falla del Generador de Gas ($)	772.250,33	799.110,71	830.881,63	835.181,47	843.095,67	854.499,59	864.968,76	876.871,22

Tabla 24. Egresos por año por cada falla generada en la Turbina de Gas.

Luego al combinar los resultados de las tablas 23 (número de fallas año) y 24 (egresos por cada falla) se pueden calcular en forma promedio los Egresos o Perdidas por Fallas totales en cada uno de los ocho (08) años de operación del proyecto evaluado, ver tabla 25.

Parámetro a Evaluar	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Número de Trenes de Compresión	2	2	2	2	2	2	2	2
Número de Fallas al año por Tren (promedio)	0,81	0,78	0,78	0,85	0,70	0,86	0,79	0,87
Egresos Totales por cada Falla de la Turbina de Gas ($)	772.250,33	799.110,71	830.881,63	835.181,47	843.095,67	854.499,59	864.968,76	876.871,22
Egresos Totales por Fallas de la Turbina de Gas ($)	1.249.501,04	1.248.210,93	1.294.513,58	1.421.478,86	1.187.078,70	1.471.448,29	1.368.380,58	1.527.509,66
Egresos Acumulados - Fallas de la Turbina de Gas ($)	1.249.501,04	2.497.711,96	3.792.225,54	5.213.704,41	6.400.783,11	7.872.231,40	9.240.611,98	**10.768.121,65**

Tabla 25. Egresos o Pérdidas por Fallas generadas en las Turbinas de Gas.

Luego se procede a aplicar la Ecuación 04 en la sección referida a los Egresos o Pérdidas por Fallas (Li), obteniéndose así los resultados mostrados en la tabla 26:

Descripción del Parámetro a Evaluar	Costo ($/Año3)	Costo ($/Año4)	Costo ($/Año5)	Costo ($/Año6)	Costo ($/Año7)	Costo ($/Año8)	Costo ($/Año9)	Costo ($/Año10)
Egresos Totales por Fallas ($)	1.249.501,04	1.248.210,93	1.294.513,58	1.421.478,86	1.187.078,70	1.471.448,29	1.368.380,58	1.527.509,66
Contingencia (20%)	249.900,21	249.642,19	258.902,72	284.295,77	237.415,74	294.289,66	273.676,12	305.501,93
Total Anual (Li)	1.499.401,24	1.497.853,11	1.553.416,30	1.705.774,63	1.424.494,44	1.765.737,95	1.642.056,70	1.833.011,59
Total Acumulado	1.499.401,24	2.997.254,36	4.550.670,65	6.256.445,29	7.680.939,73	9.446.677,68	11.088.734,38	12.921.745,98
Tasa de Descuento	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Li/(1+r)^i	1.067.244,19	951.912,73	881.450,12	864.198,52	644.368,94	713.151,94	592.142,11	590.180,68
Li/(1+r)^i Acumulado	1.067.244,19	2.019.156,92	2.900.607,05	3.764.805,56	4.409.174,50	5.122.326,45	5.714.468,56	6.304.649,23

Tabla 26. Egresos o Pérdidas por Fallas calculados a Valor Presente.

En esta evaluación de los Costos del Ciclo de Vida (CCV) no se calcularan los Egresos por Desincorporación, ya que la vida útil de los equipos es mayor a los 10 años de horizonte económico que contempla la presente evaluación del proyecto; por lo tanto se obtiene el siguiente resultado aplicando la Ecuación 04 en forma completa:

CCV = 33.125.343,38 $ + 12.266.647,91 $ + 10.678.345,37 $ + 6.304.649,23 $

CCV = 62.374.985,90 $

3.4. *Estimación del Valor Presente Neto (VPN) – Escenario "A".*

La ecuación para calcular el VPN se expresa con la siguiente expresión matemática (Ec. 01):

$$VPN_n = \sum_{i}^{n} \frac{INGRESOS_i - EGRESOS_i}{(1+i)^i} - (INVERSIÓN \quad INICIAL)$$

Si se analiza en detalle esta ecuación 01, puede notarse que la misma puede re-expresarse en términos de los ICV y los CCV; la siguiente ecuación es la expresión matemática del VPN re-expresada:

VPN = ICV – CCV.

Luego con los datos calculados en las secciones anteriores se procede a calcular el VPN del la Opción o Escenario "A":

VPN_A = 818.102.229,03 US$ - 62.374.985,90 US$

VPN_A = 755.727.243,13 US$

En este punto es importante mencionar el tema de los Impuestos que deben pagar los proyectos vinculados al sector petrolero del país, para el tipo de proyecto actual debe pagarse un 50% de Impuesto Sobre la Renta (ISLR) según LEEPI – PDVSA (ver figura 38).

5.8 **Impuestos.** Los impuestos a los que está sometido un proyecto se manejarán de la siguiente manera:

5.8.1 **Impuesto Sobre la Renta.** La tasa de impuesto sobre la renta a utilizar para PDVSA Petróleo, Commerchamp y CVP es del 50%. Para las Asociaciones de la Faja y las Empresas constituidas entre PDVSA Petróleo y las Universidades Nacionales y las demás empresas/filiales, se considera un porcentaje del 34%.

Figura 38. Impuestos establecidos sobre el Proyecto en evaluación, LEEPI (PDVSA, 2007).

Por lo anterior, el monto de la ganancia de PDVSA luego de Impuestos durante los 10 años evaluados es de 377. 863.621,57 US$.

El Tiempo de Recuperación de la Inversión es de 3 años, mientras que el Tiempo de Pago Dinámico (el cual se mide en años a partir del primer año de operación del proyecto) es de un (01) año, ya que a partir del tercer año del proyecto (primer año de operación) el VPN es mayor a cero.

La Eficiencia de la Inversión (EI) se calcula a partir de la ecuación 02:

$$EI = \frac{VPN}{|VP_{INVERSIONES}|} + 1$$

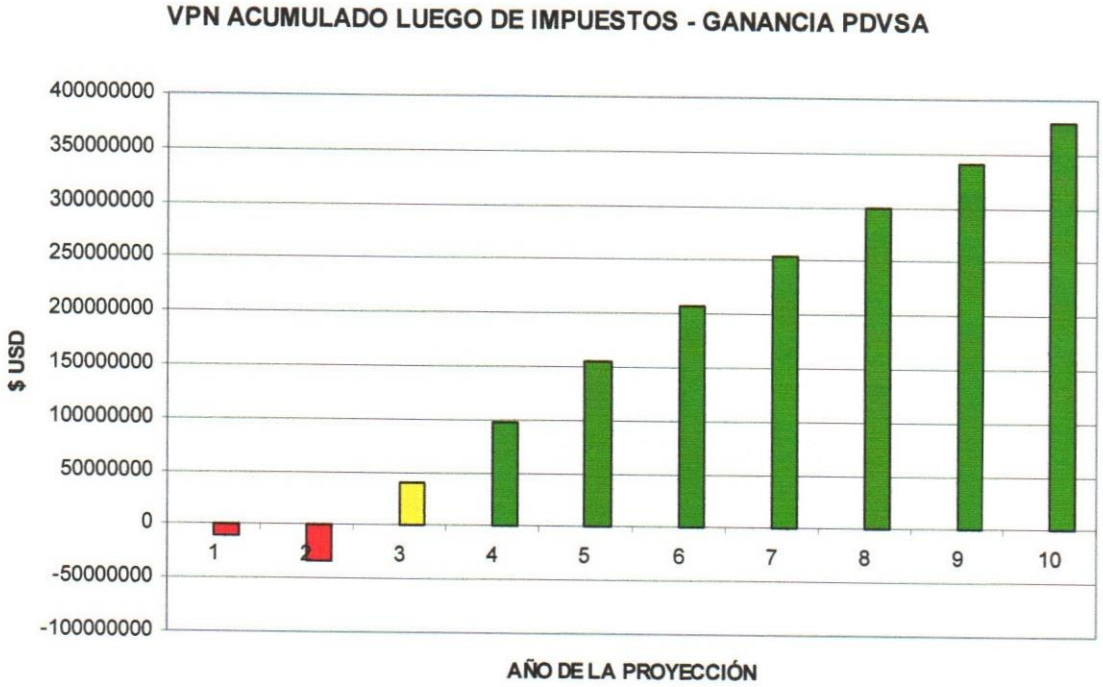
EI = (377.863.621,57 / 62.374.985,90) +1

EI = 7,05.

A continuación se procede a mostrar en la tabla 27 en forma consolidada los ingresos y egresos del ciclo de vida evaluado para el proyecto, así como el comportamiento del VPN y gananciales de PDVSA a lo largo de los 10 años evaluados (ver gráfica 2).

AÑO	TOTAL DE INGRESOS (ICV - $)	TOTAL EGRESOS (CCV- $)	VPN ANUAL ($)	ACUMULADO DE INGRESOS (ICV - $)	ACUMULADO DE EGRESOS (CCV- $)	VPN ACUMULADO ($)	ISLR (50%)	GANANCIA NETA PDVSA ($)
1	0,00	10.743.354,61	-10.743.354,61	0,00	10.743.354,61	-10.743.354,61	0,00	-10.743.354,61
2	0,00	22.381.988,77	-22.381.988,77	0,00	33.125.343,38	-33.125.343,38	0,00	-33.125.343,38
3	118.881.375,53	4.365.727,83	114.515.647,69	118.881.375,53	37.491.071,22	81.390.304,31	40.695.152,15	40.695.152,15
4	118.606.465,93	4.031.931,54	114.574.534,39	237.487.841,45	41.523.002,75	195.964.838,70	97.982.419,35	97.982.419,35
5	119.059.849,92	3.772.079,67	115.287.770,24	356.547.691,37	45.295.082,43	311.252.608,94	155.626.304,47	155.626.304,47
6	107.893.733,61	4.679.794,97	103.213.938,65	464.441.424,98	49.974.877,39	414.466.547,59	207.233.273,80	207.233.273,80
7	98.947.143,32	3.030.593,08	95.916.550,23	563.388.568,30	53.005.470,48	510.383.097,83	255.191.548,91	255.191.548,91
8	91.708.021,83	3.507.195,89	88.200.825,94	655.096.590,13	56.512.666,37	598.583.923,77	299.291.961,88	299.291.961,88
9	84.638.193,63	3.440.987,15	81.197.206,48	739.734.783,76	59.953.653,52	679.781.130,24	339.890.565,12	339.890.565,12
10	78.367.445,27	2.421.332,38	75.946.112,89	818.102.229,03	62.374.985,90	755.727.243,14	377.863.621,57	377.863.621,57

Tabla 27. Ingresos y Egresos consolidados del Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "A".



Gráfica 2. Comportamiento del Flujo de Caja a Valor Presente de PDVSA en el Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "A".

Mediante la utilización del Software Crystal Ball se procede a calcular y representar el VPN probabilístico, de allí se desprende que la media o el promedio del VPN probabilístico es igual al Factor de Rentabilidad del Proyecto el cual es igual a 168.213.990,51 US$ (ver gráfica 3), mientras que el Factor de Riesgo del proyecto es igual al área o la zona en la cual existen probables valores menores a "cero" para el VPN, es decir, donde existe la probabilidad de destruir valor; para esta evaluación el Factor de Riesgo es igual al 11,7% (ver gráfica 4).

Según la norma ISO 14224 – 2006 (versión más reciente) el volumen de control a estudiar cuando hablamos de un Motor Eléctrico se muestra en la figura 39.

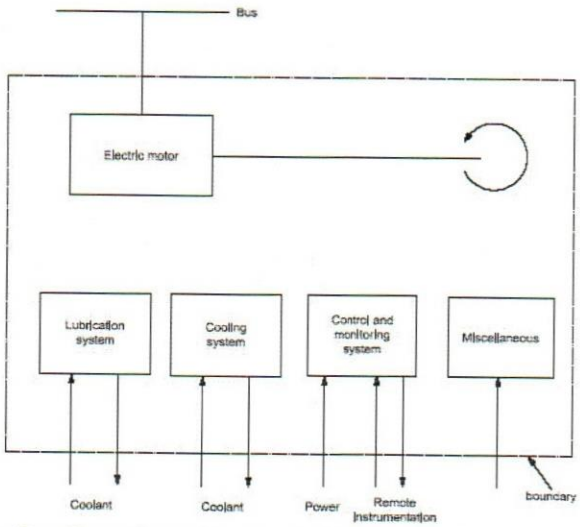


Figura 39. Clasificación y elementos que conforman una Motor Eléctrico / ISO 14224-2006.

Los **Costos de Capital (Ci)** asociados al Motor Eléctrico son 6.064.500,00 US$ (ver sección 2.4 de Tecnología Utilizada – Tabla 13) por cada Tren de Compresión, es decir, para los dos trenes serian 12.129.000,00 US$; finalmente se incurre en los siguientes Costos de Capital (ver tablas 28 y 29):

Descripción	Costo ($)
Motores Eléctricos	12.129.000,0
Paquete de Tratamiento	5.174.892,0
Facilidades Generales	2.908.915,0
S/E PCO	2.023.100,9
Ingeniería	936.458,0
Procura (Compresores, Recipientes y Enfriadores)	6.857.349,9
Construcción	3.959.072,0
Gestión	277.135,0
Commissioning y Arranque	491.380,0
Sub Total	34.757.302,8
Contingencia (20%)	6.951.460,6
Total	**41.708.763,3**

Tabla 28. Costos de Capital (Ci) desglosados del Escenario "B".

Aplicando la primera sección de la ecuación 04, referida a los Costos de Capital, se obtienen los valores reflejados en la tabla 29:

Descripción	Costo ($/Año1)	Costo ($/Año2)
Costos de Capital (Ci)	12.512.629,0	29.196.134,34
Total Acumulado	12.512.629,0	41.708.763,3
Tasa de Descuento	0,12	0,12
Ci/(1+r)^i	11.171.990,18	23.274.979,55
Ci/(1+r)^i Acumulado	11.171.990,18	34.446.969,73

Tabla 29. Costos de Capital (Ci) del Escenario "B", registrado a Valor Presente.

Los **Costos de Producción (Pi)** del escenario "B" básicamente están constituidos por los costos de la Labor (Operadores de Planta) y cotos de la energía eléctrica empleada para la operación de los Motores Eléctricos; en las tablas 30 y 31 se pueden visualizar dichos montos:

Potencia Motor (Kw)	13.000,000
Costo BsF / Kw Hr	0,063
Consumo diario (Kw Hr)	312.000,000
Consumo anual (Kw Hr)	113.880.000,000
Costo (BsF)	7.137.201,240
Costo ($)	2.745.077,400
Costo Total (2 Motores) ($)	5.490.154,800

Descripción	Costo ($/Año 1)
Labor (Operadores de Planta)	336.923,0
Energía (electricidad)	5.490.154,8
Sub Total	5.827.077,8
Contingencia (20%)	1.165.415,6
Total	**6.992.493,4**

Tabla 30. Bases de cálculos de Costos de Producción (Pi) anuales del Escenario "B".

Descripción	Costo ($/Año3)	Costo ($/Año4)	Costo ($/Año5)	Costo ($/Año6)	Costo ($/Año7)	Costo ($/Año8)	Costo ($/Año9)	Costo ($/Año10)
Labor (Operadores de Planta)	336.923,0	370.615,30	407.676,83	448.444,51	493.288,96	542.617,86	596.879,65	656.567,61
Energía (Electricidad)	5.490.154,8	5.490.154,8	5.490.154,8	5.490.154,8	5.490.154,8	5.490.154,8	5.490.154,8	5.490.154,8
Sub Total	5.827.077,8	5.860.770,1	5.897.831,6	5.938.599,3	5.983.443,8	6.032.772,7	6.087.034,4	6.146.722,4
Contingencia (20%)	1.165.415,6	1.172.154,0	1.179.566,3	1.187.719,9	1.196.688,8	1.206.554,5	1.217.406,9	1.229.344,5
Total Anual	6.992.493,4	7.032.924,1	7.077.398,0	7.126.319,2	7.180.132,5	7.239.327,2	7.304.441,3	7.376.066,9
Total Acumulado	6.992.493,4	14.025.417,5	21.102.815,4	28.229.134,6	35.409.267,1	42.648.594,3	49.953.035,7	**57.329.102,6**
Tasa de Descuento	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Pi/(1+r)^i	4.977.118,66	4.469.550,42	4.015.905,67	3.610.415,07	3.247.927,31	2.923.842,84	2.634.054,77	2.374.896,13
Pi/(1+r)^i Acumulado	4.977.118,66	9.446.669,08	13.462.574,75	17.072.989,82	20.320.917,13	23.244.759,97	25.878.814,74	**28.253.710,87**

Tabla 31. Costos de Producción (Pi) anuales del Escenario "B".

Los **Egresos por Mantenimiento (Mi)** están representados por los costos asociados al Mantenimiento Preventivo y Mantenimiento Mayor (Overhaul) ejecutados sobre el equipo en forma periódica; el Preventivo se ejecuta prácticamente en forma anual (cada 8.000 horas de operación) en cada Planta Compresora de Gas, mientras que el Overhaul se ejecuta según la condición del equipo diagnosticada en las inspecciones anuales; para los Motores Eléctricos el promedio registrado en las Plantas Jusepín 3, 4 y 5 gira en torno a los 5 años (cada 44.000 horas de operación), mientras que para los Cajas de Engranajes de velocidad variable marca Voith no se tienen registros del Mantenimiento Mayor, ya que el personal de Mantenimiento indica que el fabricante del equipo ofrece entre 20 y 25 años de operación entre Overhauls y en las instalaciones de Jusepín no se han registrado fallas mayores ni la necesidad de ejecutar Overhauls en dichos equipos desde que se encuentran instalados.

Las actividades y costos de Mantenimiento Preventivo para un (01) tren de compresión se detallan en la tabla 32:

Actividad	Frecuencia	Costo Unitario (Bsf)	Costo Unitario ($)	Costo Anualizado ($)
Cambio de Filtro de Aceite Motor	Semestral	796,00	306,15	612,31
Cambio de Filtro de Aceite Caja Voith	Semestral	914,00	351,54	703,08
Análisis de Vibración	Mensual	893,16	343,52	4.122,28
Análisis de Aceite	Cada 2 meses	2.587,84	995,32	5.971,94
Megado del Motor	Anual	1.190,88	458,03	458,03
Megado de la Acometida	Anual	595,44	229,02	229,02
Mtto al Arrancador	Anual	992,40	381,69	381,69
Inspección de Cojinetes (Medición de holguras)	Anual	6.351,36	2.442,83	2.442,83
Mtto a Intrumentación y Control	Anual	3.175,68	1.221,42	1.221,42
Inspección de Engranajes (Medición de holguras y juego axial)	Anual	6.351,36	2.442,83	2.442,83
				18.585,42

Tabla 32. Actividades y Costos de Mantenimiento Preventivo del Escenario "B".

Los costos de Mantenimiento Mayor de los Motores Eléctricos de las Plantas Compresoras de Jusepín representan alrededor del 15% del costo de dichos equipos, por lo cual se utilizará dicho estimado para calcular los egresos por Overhaul de los Motores seleccionados para el Proyecto en estudio, resultando un monto de 362.250,00 US$ (ver costo total de Motores Eléctricos en la tabla 13). La Planta Compresora se

detiene 1 vez al año por 64 horas (8 turnos de trabajo de 8 horas c/u) para efectuar el Mantenimiento Preventivo.

Finalmente los Egresos por Mantenimiento (Mi) para los dos (02) trenes de compresión pueden observarse reflejados en la tabla 33:

Descripción	Costo ($/Año3)	Costo ($/Año4)	Costo ($/Año5)	Costo ($/Año6)	Costo ($/Año7)	Costo ($/Año8)	Costo ($/Año9)	Costo ($/Año10)
Mantenimiento Preventivo	37.170,8	37.170,8	37.170,8	37.170,8	37.170,8	37.170,8	37.170,8	37.170,8
Mantenimiento Mayor (Overhaul)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	724.500,0	0,0	0,0
Pérdidas de Producción por Mtto	1.361.019,6	1.520.804,4	1.709.800,6	1.735.379,2	1.782.458,5	1.850.297,2	1.912.575,4	1.983.379,7
Sub Total	1.398.190,4	1.557.975,2	1.746.971,5	1.772.550,0	1.819.629,3	2.611.968,0	1.949.746,2	2.020.550,5
Contingencia (20%)	279.638,1	311.595,0	349.394,3	354.510,0	363.925,9	522.393,6	389.949,2	404.110,1
Total Anual (Mi)	1.677.828,5	1.869.570,3	2.096.365,7	2.127.060,0	2.183.555,2	3.134.361,6	2.339.695,4	2.424.660,6
Total Acumulado	1.677.828,5	3.547.398,7	5.643.764,5	7.770.824,4	9.954.379,6	13.088.741,3	15.428.436,7	**17.853.097,3**
Tasa de Descuento	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Mi/(1+r)^i	1.194.245,16	1.188.145,69	1.189.534,22	1.077.634,78	987.729,47	1.265.916,09	843.717,63	780.675,84
Mi/(1+r)^i Acumulado	1.194.245,16	2.382.390,85	3.571.925,08	4.649.559,86	5.637.289,33	6.903.205,43	7.746.923,06	**8.527.598,89**

Tabla 33. Egresos por Mantenimiento (Mi) anuales del Escenario "B".

Los **Egresos o Pérdidas por fallas** del Escenario "B" se calcularan utilizando los datos del historial de fallas de los Motores Eléctricos y Cajas de Velocidad Variable Voith instaladas en las Plantas Compresoras Jusepín 3/4/5 del Distrito el Furrial de PDVSA División Oriente en conjunto con los datos de la base OREDA (Offshore Reliability Data) para Motores Eléctricos que accionan Compresores Centrífugos de Gas; para ello se utilizará el Teorema de Bayes con la finalidad de combinar os datos y obtener una rata de fallas (λ) mejorada que permita luego a través de una distribución exponencial calcular el Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF).

Los Tiempos para Fallar (TTF) registrados en los Motores Eléctricos y Cajas Voith de Jusepín (años 2003 a 2009) pueden observarse en la tabla 34:

MOTOR ELECTRICO	
Time To Failure (TTF) - Horas	Time To Repair (TTR) - Horas
891,70	1,83
2.514,09	0,92
2.067,01	1,67
86,83	3,16
1.218,50	0,33
19,75	1,33
961,33	9,25
6,42	2,08
460,50	1,50
170,88	1,00
139,42	1,00
1.174,92	0,92
21,42	1,00
739,75	0,50
1.293,68	1,55
664,00	0,92
2.084,75	0,42
928,92	1,00
2.406,00	2,50
98,92	1,75
338,55	0,60
95,35	0,42
263,08	1,08
106,16	0,50
26,08	0,58
202,25	0,50
2.791,35	2,30
1.276,20	3,75
496,82	0,66
1.964,75	4,00
693,08	2,83
1.030,58	0,58
1.810,25	1,42
242,16	2,25
806,05	5,00
764,33	1,75
1.658,42	3,91
1.014,93	1,00

CAJA VOITH	
Time To Failure (TTF) - Horas	Time To Repair (TTR) - Horas
5.284,74	0,66
22,66	0,83
37,83	0,42
13,66	0,50
3,17	3,42
3,92	0,75
72,25	0,67
870,91	0,58
7,92	0,58
65,08	1,00
4.544,80	1,00
11.209,94	0,75
7.896,79	1,08
16,00	1,00
15,58	0,66
25,58	0,83
0,66	1,75

Tabla 34. Tiempos para Fallar (TTF) registrados en Motores Eléctricos y Cajas Voith – Plantas Compresora Jusepín 3 Distrito Furrial (Periodo 2003 a 2009).

De la base de datos OREDA se proceden a extraer las tasas de falla y desviaciones estándar promedio de los modos de fallas más representativos aplicables en Jusepín (ver figura 40).

Taxonomy no	Item
2.2.1.5	Electric Equipment Electric motors Compressor Gas processing

Population	Installations	Aggregated time in service (10^6 hours)		No of demands
		Calendar time *	Operational time †	
26	7	0.6031	0.5352	1348

Failure mode	No of failures	Failure rate (per 10^6 hours). Lower	Mean	Upper	SD	n/τ	Active rep.hrs	Repair (manhours) Min	Mean	Max
Critical	41*	15.29	80.43	187.74	55.48	67.98	47.5	2.0	61.7	847.0
	41†	19.22	87.03	195.08	56.23	76.61				
External leakage - Utility medium	2*	0.00	3.63	17.03	6.93	3.32	34.5	38.0	45.5	53.0
	2†	0.00	3.87	17.63	7.03	3.74				
Fail to start on demand	6*	0.91	11.25	31.63	10.33	9.95	32.9	3.0	59.6	250.0
	6†	0.89	13.33	38.59	12.75	11.21				
Fail to stop on demand	2*	0.00	3.24	13.61	5.21	3.32	11.0	2.0	20.5	39.0
	2†	0.00	3.85	16.37	6.31	3.74				
Low output	11*	0.01	14.65	62.79	24.28	16.24	16.2	4.0	22.5	48.0
	11†	0.01	15.81	66.70	25.61	20.55				
Overheating	1*	0.00	1.52	7.46	3.14	1.66	4.0	4.0	4.0	4.0
	1†	0.00	1.67	8.07	3.33	1.87				
Parameter deviation	2*	0.03	3.68	12.33	4.52	3.32	1.8	2.0	2.5	3.0
	2†	0.04	4.06	13.50	4.95	3.74				
Spurious stop	17*	0.26	43.11	151.58	55.97	28.19	140.6	3.0	166.3	847.0
	17†	0.29	45.40	158.45	58.48	31.76				
Degraded	29*	1.80	73.13	224.32	78.45	48.09	3.6	1.0	4.8	34.0
	29†	1.62	78.96	244.55	86.40	54.19				
Abnormal instrument reading	1*	0.10	1.70	5.00	1.66	1.66	6.0	6.0	6.0	6.0
	1†	0.00	1.93	10.54	4.92	1.87				
Erratic output	2*	0.00	3.63	17.03	6.93	3.32	3.0	3.0	3.0	3.0
	2†	0.00	3.87	17.63	7.03	3.74				
External leakage - Utility medium	5*	0.22	8.33	25.46	8.87	8.29	3.5	1.5	3.7	7.0
	5†	0.69	9.06	25.74	8.45	9.34				
Low output	1*	0.00	1.52	7.46	3.14	1.66	3.5	7.0	7.0	7.0
	1†	0.00	1.67	8.07	3.33	1.87				
Noise	2*	0.00	4.78	23.54	9.92	3.32	-	-	-	-
	2†	0.00	4.91	24.10	10.15	3.74				
Other	2*	0.00	4.78	23.54	9.92	3.32	-	-	-	-
	2†	0.00	4.91	24.10	10.15	3.74				
Overheating	2*	0.00	3.63	17.03	6.93	3.32	2.0	2.0	2.0	2.0
	2†	0.00	3.87	17.63	7.03	3.74				
Parameter deviation	12*	0.02	38.01	163.70	63.43	19.90	3.8	1.0	6.1	34.0
	12†	0.02	42.43	183.42	71.17	22.42				
Structural deficiency	2*	0.00	6.64	31.96	13.18	3.32	3.5	3.0	3.5	4.0
	2†	0.00	7.42	35.85	14.80	3.74				
Incipient	23*	25.10	37.99	53.05	8.55	38.14	5.3	1.0	9.3	100.0
	23†	29.09	42.68	58.41	8.96	42.97				
Abnormal instrument reading	6*	1.60	10.73	26.62	8.16	9.95	11.7	1.0	23.9	100.0
	6†	1.78	12.13	30.16	9.26	11.21				

Comments

(cont.)

Figura 40. Ratas de falla y desviaciones estándar de los modos de falla más representativos para los Motores Eléctricos de Jusepín – OREDA 2002.

Los modos de falla seleccionados de la figura 40 son: Lectura Anormal de Instrumentos, Fuga Externa de Fluido utilitario (agua, aceite, aire, etc.), Ruido, Sobrecalentamiento, Degradación y Desviación de Parámetros.

A partir de los datos de las Ratas de Falla de cada modo de falla seleccionado se procede a calcular una rata de falla OREDA, la cual es simplemente la sumatoria de todas las ratas de falla individuales, ver Ecuación 06 a continuación:

$$\mu_{OREDA} = \mu_1 + \mu_2 + \mu_3 + \mu_4 + \mu_5 + \mu_6$$

μ_{OREDA} = 0,00000906 + 0,00000387 + 0,00007896 + 0,00001213 + 0,00000491 + 0,00004243.

μ_{OREDA} = 0,00015134 fallas/hora.

Se procede también a calcular la Desviación Estándar OREDA producto de los diversos Modos de Fallas seleccionados, para ello se aplica la siguiente ecuación (Ec. 07):

$$\sigma_{OREDA} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^3 + \sigma_4^2 + \sigma_5^2 + \sigma_6^2}$$

σ_{OREDA} = 0,00011094 fallas/hora.

Posteriormente se procede a calcular $\lambda_{MEJORADA}$ a partir de la utilización del Teorema de Bayes, los datos de la tabla 26, los valores de μ_{OREDA} y σ_{OREDA}, para ello se utiliza la siguiente ecuación (Ec. 05):

$$\lambda_{MEJORADA} = \frac{r + \left(\frac{(\mu_{OREDA})^2}{(\sigma_{OREDA})^2} \right)}{\sum_{i=1}^{t} t_i + \sum_{j=1}^{N-r} t_{cj} + \left(\frac{\mu_{OREDA}}{(\sigma_{OREDA})^2} \right)}$$

Donde: r es la sumatoria de todos los tiempos para la falla (TTF) registrados en forma efectiva en la Turbina de Gas; t_i esta representado por cada tiempo para fallar

(TTF) registrado (ver tabla 26) y t_{cj} esta representado por los tiempos censurados a la derecha (tiempo registrado durante el cual el equipo se mantiene en operación sin presentar aún fallas, su falla será en un futuro) para fallar registrados en los equipos bajo estudio (para el Escenario "B" no aplica).

Luego aplicando la Ecuación 05 se obtiene el siguiente resultado:

$\lambda_{MEJORADA}$ = 0,0008698 fallas/hora.

Para calcular el Tiempo Promedio Entre Fallas (TPEF) utilizamos la siguiente ecuación (Ec. 08) asumiendo una Distribución Exponencial:

TPEF = 1 / $\lambda_{MEJORADA}$ = 1 / 0,0008698 = 1.149,69 horas.

Dicho resultado nos indica que el equipo fallará en promedio cada 1.149,69 horas.

Con todos los datos calculados anteriormente se procede a simular el sistema con el software RAPTOR (ver figuras 41, 42, 43 y 44):

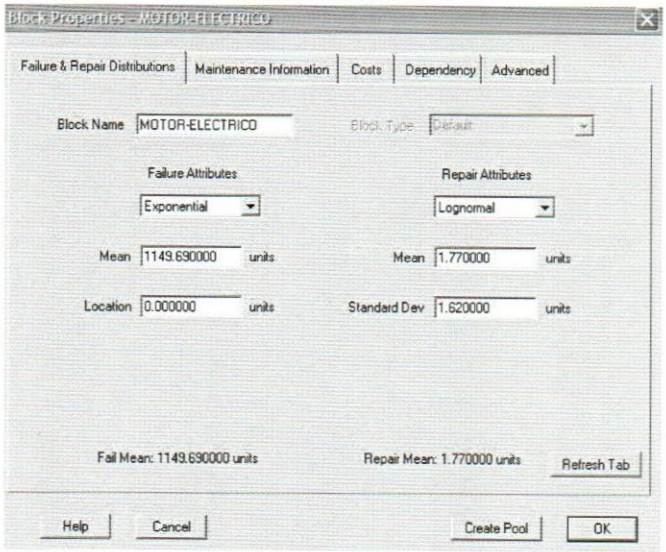


Figura 41. Configuración del Bloque de Confiabilidad del Motor eléctrico en el software RAPTOR.

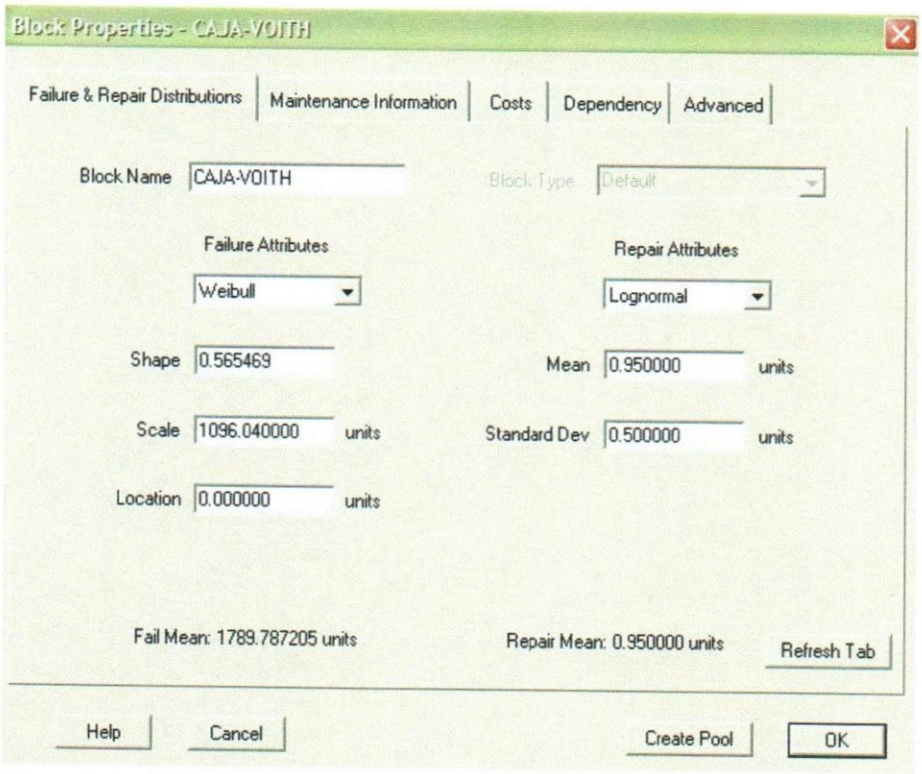


Figura 42. Configuración del Bloque de Confiabilidad de la Caja Voith en el software RAPTOR.

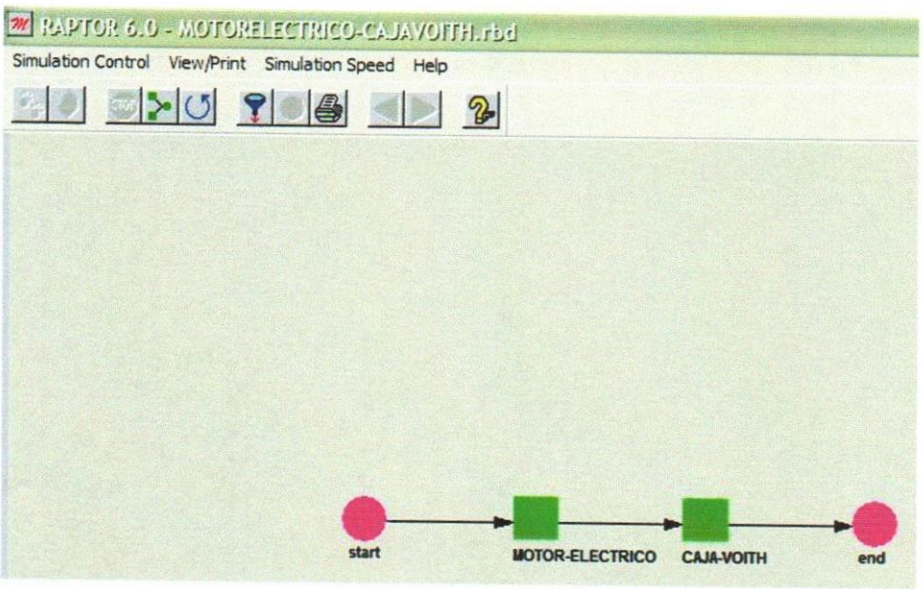
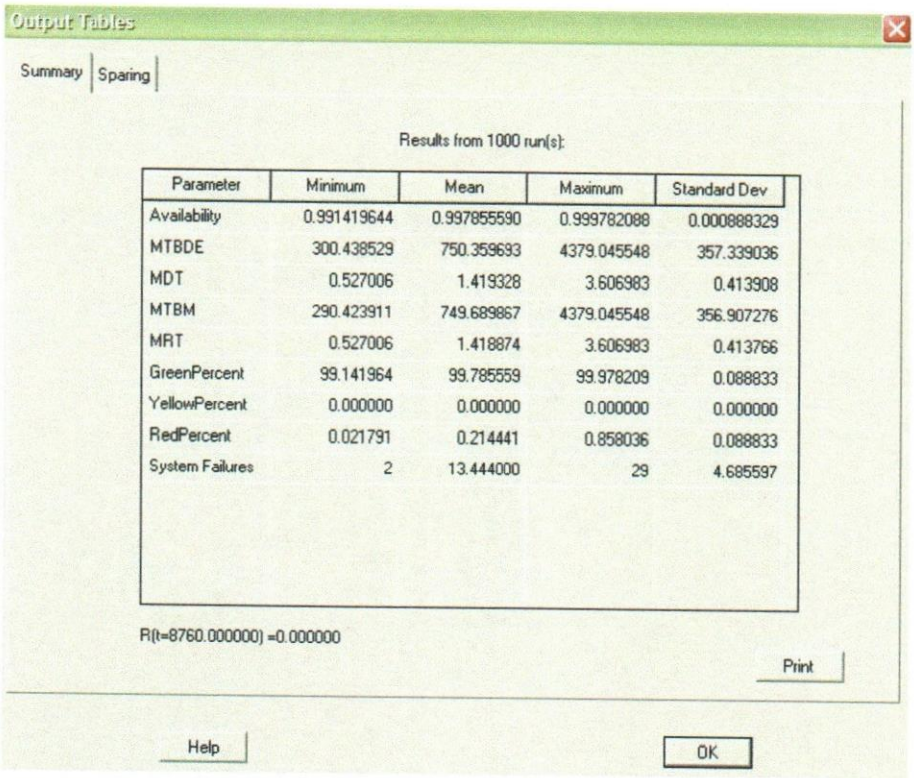


Figura 43. Diagrama de simulación de Motor Eléctrico/Caja Voith en software RAPTOR.



Output Tables

Summary | Sparing

Results from 1000 run(s):

Parameter	Minimum	Mean	Maximum	Standard Dev
Availability	0.991419644	0.997855590	0.999782088	0.000888329
MTBDE	300.438529	750.359693	4379.045548	357.339036
MDT	0.527006	1.419328	3.606983	0.413908
MTBM	290.423911	749.689867	4379.045548	356.907276
MRT	0.527006	1.418874	3.606983	0.413766
GreenPercent	99.141964	99.785559	99.978209	0.088833
YellowPercent	0.000000	0.000000	0.000000	0.000000
RedPercent	0.021791	0.214441	0.858036	0.088833
System Failures	2	13.444000	29	4.685597

R(t=8760.000000) =0.000000

Print

Help

OK

Figura 44. Resultados de la simulación del primer año de operación del Motor Eléctrico y Caja Voith en el software RAPTOR.

Para cada año de simulación en el Software RAPTOR se utilizaron 1.000 corridas o iteraciones, se simularon 8 años de operación, es decir, desde el 3er año hasta el décimo año del periodo de evaluación del proyecto; los resultados obtenidos en el RAPTOR se muestran en la tabla 35:

PARÁMETRO A EVALUAR		Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
DISPONIBILIDAD (%)	MÍN	99,14	99,49	99,58	99,63	99,66	99,66	99,67	99,69
	MED	99,78	99,78	99,78	99,79	99,79	99,79	99,79	99,79
	MÁX	99,97	99,95	99,92	99,91	99,90	99,89	99,90	99,89
NÚMERO DE FALLAS DEL SISTEMA - ACUMULADO	MÍN	2,00	8,00	16,00	23,00	35,00	40,00	49,00	59,00
	MED	13,44	26,23	38,63	50,46	63,12	75,39	87,39	100,20
	MÁX	29,00	52,00	63,00	85,00	99,00	118,00	139,00	147,00
TIEMPO PROMEDIO FUERA DE SERVICIO	MÍN	0,53	0,77	0,77	0,94	0,94	1,02	1,06	1,05
	MED	1,42	1,43	1,44	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
	MÁX	3,61	3,15	3,19	2,58	2,35	2,21	2,01	2,06

Tabla 35. Disponibilidad y Número de Fallas al año durante los ocho años operativos del periodo a evaluar en el proyecto, para Escenario "B" en el software RAPTOR.

Utilizando los datos de Producción del proyecto se procede a calcular los Costos de Perdida de Producción (por Hora) generados luego de cada falla del sistema Motor Eléctrico/Caja Voith, lo cual se indica en la tabla 36:

Descripción	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Producción Diaria (MMPCED)	64,00	72,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00	80,00
Producción en 1 hora (MMPCE)	2,67	3,00	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33	3,33
Factor de Utilización Gas (mermas, consumo interno, etc.)	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
Volumen del Gas para Venta (MMPCE)	1,16	1,31	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Precio de Venta del Gas ($/MMPCE)	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00	940,00
Volumen de Gas para Pozos (MMPCE en Gas Lift)	1,16	1,31	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Crudo Generado en Pozos (barriles)	463,38	521,30	579,22	579,22	579,22	579,22	579,22	579,22
Precio de Venta del Crudo ($/barriles)	43,54	43,23	43,77	44,46	45,73	47,56	49,24	51,15
Egresos por Perdida de Producción ($/Hora)	21.265,93	23.762,57	26.715,63	27.115,30	27.850,91	28.910,89	29.883,99	30.990,31

Tabla 36. Egresos por cada hora de Pérdida de Producción en los años de evaluación del Escenario "B".

Luego al combinar los resultados de las tablas 35 y 36 se pueden calcular en forma promedio los Egresos o Perdidas por Fallas totales en cada uno de los ocho (08) años de operación del proyecto evaluado, ver tabla 37.

Parámetro a Evaluar	Año3	Año4	Año5	Año6	Año7	Año8	Año9	Año10
Número de Trenes de Compresión	2	2	2	2	2	2	2	2
Número de Fallas al año por Tren (promedio)	13,44	12,79	12,40	11,83	12,66	12,27	12,00	12,81
Tiempo Promedio Fuera de Servicio por cada Falla (Hr)	1,42	1,43	1,44	1,45	1,45	1,45	1,45	1,45
Egresos por Perdida de Producción ($/Hora)	21.265,93	23.762,57	26.715,63	27.115,30	27.850,91	28.910,89	29.883,99	30.990,31
Egresos Totales por Fallas ($)	811.712,06	869.220,49	954.068,75	930.244,57	1.018.992,52	1.026.607,91	1.039.962,85	1.151.079,20
Egresos Acumulados por Fallas ($)	811.712,06	1.680.932,56	2.635.001,31	3.565.245,88	4.584.238,40	5.610.846,32	6.650.809,17	**7.801.888,37**

Tabla 37. Egresos o Pérdidas por Fallas generadas en el Escenario "B".

Luego se procede a aplicar la Ecuación 04 en la sección referida a los Egresos o Pérdidas por Fallas (Li), obteniéndose así los resultados mostrados en la tabla 38:

Descripción del Parámetro a Evaluar	Costo ($/Año3)	Costo ($/Año4)	Costo ($/Año5)	Costo ($/Año6)	Costo ($/Año7)	Costo ($/Año8)	Costo ($/Año9)	Costo ($/Año10)
Egresos Totales por Fallas ($)	811.712,06	869.220,49	954.068,75	930.244,57	1.018.992,52	1.026.607,91	1.039.962,85	1.151.079,20
Contingencia (20%)	162.342,41	173.844,10	190.813,75	186.048,91	203.798,50	205.321,58	207.992,57	230.215,84
Total Anual (Li)	974.054,48	1.043.064,59	1.144.882,50	1.116.293,49	1.222.791,03	1.231.929,49	1.247.955,42	1.381.295,05
Total Acumulado	974.054,48	2.017.119,07	3.162.001,57	4.278.295,06	5.501.086,08	6.733.015,58	7.980.971,00	9.362.266,05
Tasa de Descuento	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
Li/(1+r)^i	693.312,74	662.886,41	649.637,08	565.549,02	553.128,56	497.555,66	450.025,24	444.740,04
Li/(1+r)^i Acumulado	693.312,74	1.356.199,14	2.005.836,22	2.571.385,24	3.124.513,80	3.622.069,46	4.072.094,70	4.516.834,74

Tabla 38. Egresos o Pérdidas por Fallas calculados a Valor Presente – Escenario "B".

En esta evaluación de los Costos del Ciclo de Vida (CCV) no se calcularan los Egresos por Desincorporación, ya que la vida útil de los equipos es mayor a los 10 años de horizonte económico que contempla la presente evaluación del proyecto; por lo tanto se obtiene el siguiente resultado aplicando la Ecuación 04 en forma completa:

CCV = 34.446.969,73 $ + 28.253.710,87 $ + 8.527.598,89 $ + 4.516.834,74 $

CCV = 75.745.114,23 $

3.6. *Estimación del Valor Presente Neto (VPN) – Escenario "B".*

La ecuación para calcular el VPN se expresa con la siguiente expresión matemática (Ec. 01):

$$VPN_n = \sum_i^n \frac{INGRESOS_i - EGRESOS_i}{(1+i)^j} - (INVERSIÓN \quad INICIAL)$$

Si se analiza en detalle esta ecuación 01, puede notarse que la misma puede re-expresarse en términos de los ICV y los CCV; la siguiente ecuación es la expresión matemática del VPN re-expresada:

VPN = ICV – CCV.

Luego con los datos calculados en las secciones anteriores se procede a calcular el VPN del la Opción o Escenario "A":

VPN_A = 912.498.640,08 US$ - 75.745.114,23 US$

VPN_A = 836.753.525,85 US$

En este punto es importante mencionar el tema de los Impuestos que deben pagar los proyectos vinculados al sector petrolero del país, para el tipo de proyecto actual debe pagarse un 50% de Impuesto Sobre la Renta (ISLR) según LEEPI – PDVSA (ver figura 38).

Por lo anterior, el monto de la ganancia de PDVSA luego de Impuestos durante los 10 años evaluados es de 418. 376.762,93 US$.

El Tiempo de Recuperación de la Inversión es de 3 años, mientras que el Tiempo de Pago Dinámico (el cual se mide en años a partir del primer año de operación del proyecto) es de un (01) año, ya que a partir del tercer año del proyecto (primer año de operación) el VPN es mayor a cero.

La Eficiencia de la Inversión (EI) se calcula a partir la siguiente ecuación (Ec. 02):

$$EI = \frac{VPN}{\left|VP_{INVERSIONES}\right|} + 1$$

EI = (418.376.762,93 / 75.745.114,23) +1

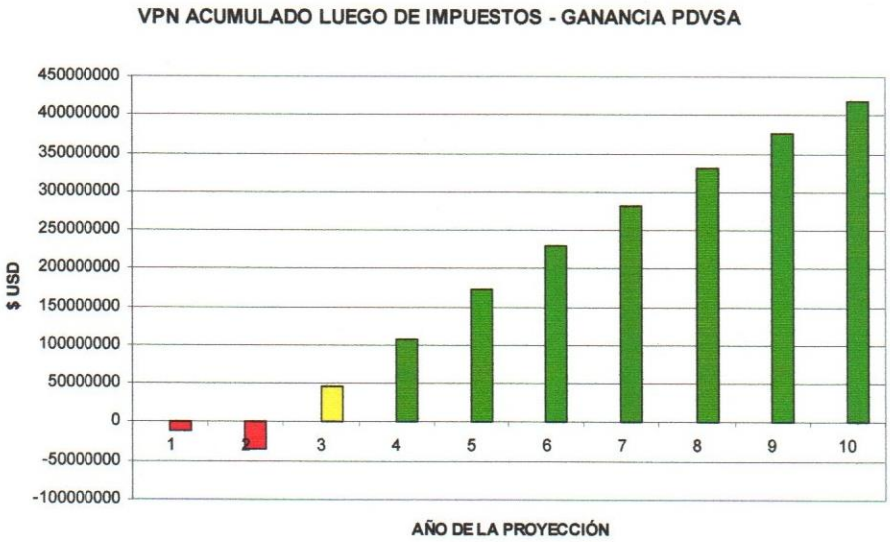
EI = 6,52.

A continuación se procede a mostrar en la tabla 39 en forma consolidada los ingresos y egresos del ciclo de vida evaluado para el proyecto, así como el comportamiento del VPN y gananciales de PDVSA a lo largo de los 10 años evaluados (ver gráfica 5).

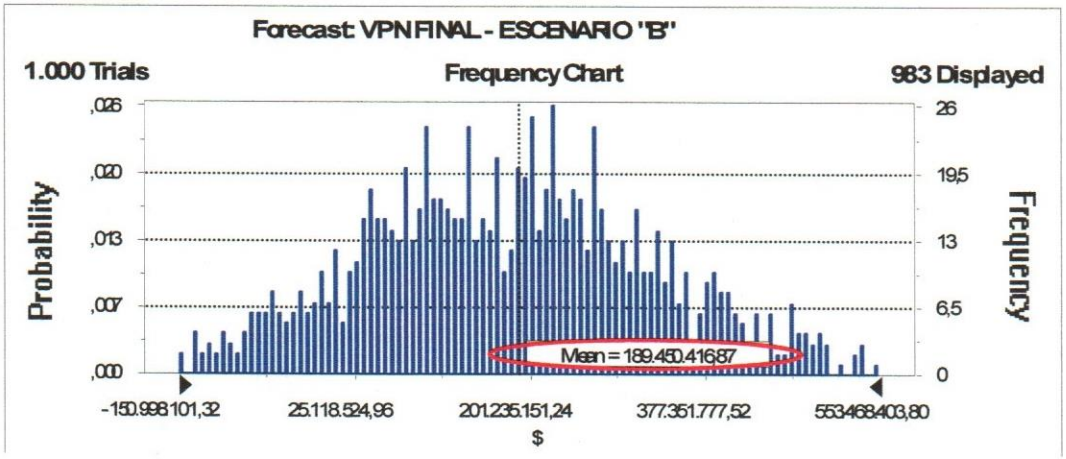
AÑO	TOTAL DE INGRESOS (ICV - $)	TOTAL EGRESOS (CCV- $)	VPN ANUAL ($)	ACUMULADO DE INGRESOS (ICV - $)	ACUMULADO DE EGRESOS (CCV- $)	VPN ACUMULADO ($)	ISLR (50%)	GANANCIA NETA PDVSA ($)
1	0,00	11.171.990,18	-11.171.990,18	0,00	11.171.990,18	-11.171.990,18	0,00	-11.171.990,18
2	0,00	23.274.979,55	-23.274.979,55	0,00	34.446.969,73	-34.446.969,73	0,00	-34.446.969,73
3	132.598.457,32	6.864.676,55	125.733.780,76	132.598.457,32	41.311.646,28	91.286.811,03	45.643.405,52	45.643.405,52
4	132.291.827,38	6.320.582,52	125.971.244,86	264.890.284,70	47.632.228,81	217.258.055,89	108.629.027,95	108.629.027,95
5	132.797.524,91	5.855.076,97	126.942.447,94	397.687.809,60	53.487.305,77	344.200.503,83	172.100.251,92	172.100.251,92
6	120.343.010,57	5.253.598,88	115.089.411,69	518.030.820,18	58.740.904,65	459.289.915,52	229.644.957,76	229.644.957,76
7	110.364.121,39	4.788.785,34	105.575.336,05	628.394.941,57	63.529.690,00	564.865.251,57	282.432.625,79	282.432.625,79
8	102.289.716,66	4.687.314,59	97.602.402,07	730.684.658,23	68.217.004,59	662.467.653,64	331.233.826,82	331.233.826,82
9	94.404.139,04	3.927.797,64	90.476.341,41	825.088.797,27	72.144.802,23	752.943.995,05	376.471.997,52	376.471.997,52
10	87.409.842,80	3.600.312,00	83.809.530,80	912.498.640,08	75.745.114,23	836.753.525,85	418.376.762,92	418.376.762,92

Tabla 39. Ingresos y Egresos consolidados del Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "B".

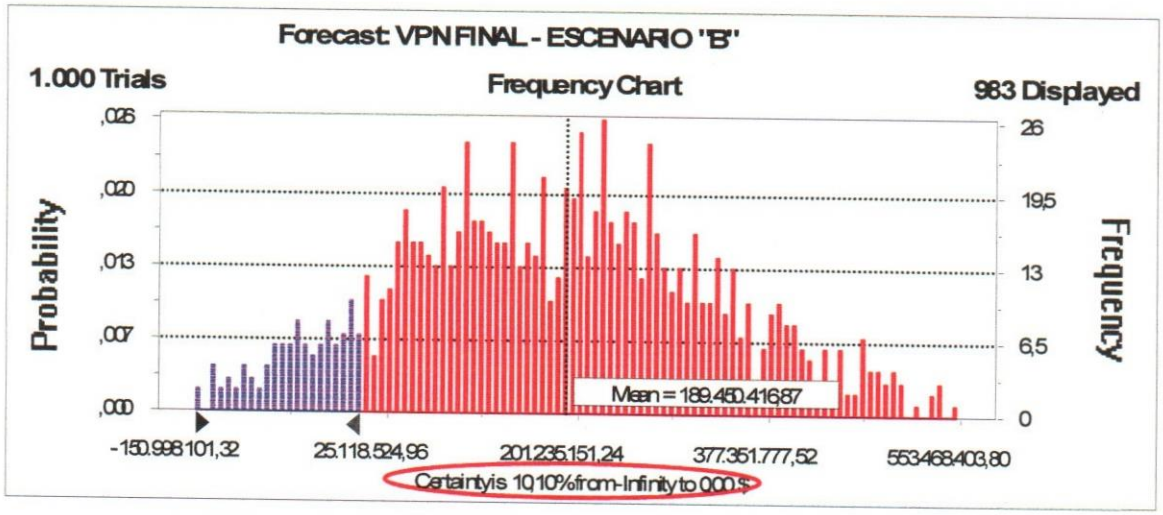
Mediante la utilización del Software Crystal Ball se procede a calcular y representar el VPN probabilístico, de allí se desprende que la media o el promedio del VPN probabilístico es igual al Factor de Rentabilidad del Proyecto el cual es igual a 189.450.416,87 US$ (ver gráfica 6), mientras que el Factor de Riesgo del proyecto es igual al área o la zona en la cual existen probables valores menores a "cero" para el VPN, es decir, donde existe la probabilidad de destruir valor; para esta evaluación el Factor de Riesgo es igual al 10,10% (ver gráfica 7).



Gráfica 5. Comportamiento del Flujo de Caja a Valor Presente de PDVSA en el Ciclo de Vida Evaluado – Escenario "B".



Gráfica 6. Representación del Factor de Rentabilidad – Escenario "B".



Gráfica 7. Representación del Factor de Riesgo – Escenario "B".

Luego de evaluados los parámetros o indicadores económico-financieros de ambos escenarios "A" y "B" se procede a su tabulación y comparación (ver tabla 40) con la finalidad de facilitar el análisis de los resultados obtenidos por el método de "Análisis Económico del Ciclo de Vida de los Activos (AECVA)".

PARÁMETRO ECONÓMICO / FINANCIERO	ESCENARIO "A" - TURBINAS DE GAS	ESCENARIO "B" - MOTORES ELÉCTRICOS
INGRESOS DEL CICLO DE VIDA (ICV - $)	818.102.229,03	912.498.640,08
COSTOS DE CAPITAL (Ci - $)	33.125.343,38	34.446.969,73
COSTO DE PRODUCCIÓN (Pi - $)	12.266.647,91	28.253.710,87
EGRESOS POR MTTO. (Mi - $)	10.678.345,37	8.527.598,89
EGRESOS POR FALLAS (Fi - $)	6.304.649,23	4.516.834,74
COSTOS DEL CICLO DE VIDA (CCV - $)	62.374.985,90	75.745.114,23
VPN ($)	377.863.621,57	418.376.762,93
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (AÑOS)	3,00	3,00
TIEMPO DE PAGO DINÁMICO (AÑOS)	1,00	1,00
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (EI)	7,05	6,52
FACTOR DE RENTABILIDAD ($ PROMEDIO)	168.213.990,51	189.450.416,87
FACTOR DE RIESGO (%)	11,70	10,10

Tabla 40 Comparación de parámetros o indicadores económico-financieros de los Escenarios "A" y "B" evaluados.

3.7. *Análisis de Sensibilidad.*

En los Lineamientos Económicos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC) de PDVSA se indica la realización del Análisis de Riesgo de los proyectos a través de *dos vías: Probabilística* y No Probabilística. El análisis Probabilístico debe ejecutarse a través de la modelación del VPN por medio de distribuciones estadísticas, tal como se realizó para cada escenario en las secciones 3.4 y 3.6 de este documento, obteniendo el "Factor de Rentabilidad" y el "Factor de Riesgo" para el proyecto.

El Análisis de Riesgo No Probabilístico debe ejecutarse a través del Análisis de Sensibilidad, el cual se realiza con la finalidad de medir el impacto que pueden causar variaciones de algunos componentes del proyecto como: Inversión, precios, volumen de producción y costos/gastos en los indicadores económicos de la evaluación.

Los factores límites utilizados en PDVSA para el Análisis de Sensibilidad son los mostrados en la tabla 41:

	LIMITES	
	Mínimo	Máximo
Inversión	-10%	+60%
Volumen de Producción	-30%	+10%
Precios	-30%	+20%
Costos / Gastos	-10%	+80%

Tabla 41. Límites de variación de componentes del proyecto para ejecutar el Análisis de Sensibilidad (LEEPIC – PDVSA, 2010).

Observando la tabla 41 se desprende la posibilidad de evaluar una opción "Pesimista" y otra "Optimista" para cada uno de los Escenarios (A y B) valorados en el proyecto; para la opción "Pesimista" se utilizaran las siguientes factores: Inversión +60%, Volumen de Producción -30%, Precios de Venta -30% y Costos/Gastos +80%; mientras que para la opción "Optimista" se utilizaran los siguientes factores: Inversión -10%, Volumen de Producción +10%, Precios de Venta +20% y Costos/Gastos -10%.

Con las premisas indicadas en el párrafo anterior para la evaluación de las opciones "Pesimista" y "Optimista" se proceden a repetir los pasos y cálculos efectuados en las secciones 3.2 a 3.6 del presente documento, obteniendo así los parámetros o indicadores económico-financieros para el Escenario "A" (Turbina de Gas) y el Escenario "B" (Motores Eléctricos), los cuales se muestran en las tablas 42 y 43.

PARÁMETRO ECONÓMICO / FINANCIERO	ESCENARIO "A" - TURBINAS DE GAS	ESCENARIO "B" - MOTORES ELÉCTRICOS
INGRESOS DEL CICLO DE VIDA (ICV - $)	352.413.267,89	418.490.755,62
COSTOS DE CAPITAL (Ci - $)	53.000.549,41	55.115.151,57
COSTO DE PRODUCCIÓN (Pi - $)	20.444.413,19	47.089.518,12
EGRESOS POR MTTO. (Mi - $)	10.992.798,24	6.994.437,01
EGRESOS POR FALLAS (Fi - $)	13.911.518,16	3.728.724,95
COSTOS DEL CICLO DE VIDA (CCV - $)	98.349.278,99	112.927.831,65
VPN ($)	127.031.994,45	152.781.461,99
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (AÑOS)	4,00	4,00
TIEMPO DE PAGO DINÁMICO (AÑOS)	2,00	2,00
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (EI)	2,29	2,35
FACTOR DE RENTABILIDAD ($ PROMEDIO)	46.682.270,46	55.632.373,84
FACTOR DE RIESGO (%)	21,50	21,50

Tabla 42. Comparación de parámetros o indicadores económico-financieros de los Escenarios "A" y "B" evaluados – Según Opción "Pesimista" del Análisis de Sensibilidad.

PARÁMETRO ECONÓMICO / FINANCIERO	ESCENARIO "A" - TURBINAS DE GAS	ESCENARIO "B" - MOTORES ELÉCTRICOS
INGRESOS DEL CICLO DE VIDA (ICV - $)	1.107.584.556,23	1.220.860.249,48
COSTOS DE CAPITAL (Ci - $)	29.812.809,04	31.002.272,76
COSTO DE PRODUCCIÓN (Pi - $)	11.244.427,25	25.899.234,96
EGRESOS POR MTTO. (Mi - $)	12.114.867,51	10.295.070,61
EGRESOS POR FALLAS (Fi - $)	6.362.254,15	5.438.892,03
COSTOS DEL CICLO DE VIDA (CCV - $)	59.534.357,95	72.635.470,37
VPN ($)	524.025.099,14	574.112.389,56
TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (AÑOS)	3,00	3,00
TIEMPO DE PAGO DINÁMICO (AÑOS)	1,00	1,00
EFICIENCIA DE LA INVERSIÓN (EI)	9,80	8,90
FACTOR DE RENTABILIDAD ($ PROMEDIO)	235.870.496,02	270.466.661,56
FACTOR DE RIESGO (%)	11,60	10,50

Tabla 43. Comparación de parámetros o indicadores económico-financieros de los Escenarios "A" y "B" evaluados – Según Opción "Optimista" del Análisis de Sensibilidad.

A través del Análisis de Sensibilidad se puede apreciar que aún colocando los factores claves del proyecto en condiciones negativas o "Pesimistas" resulta atractiva la inversión debido a la evaluación de los indicadores económico-financieros (VPN, EI, Factor de Rentabilidad, Factor de Riesgo, etc.).

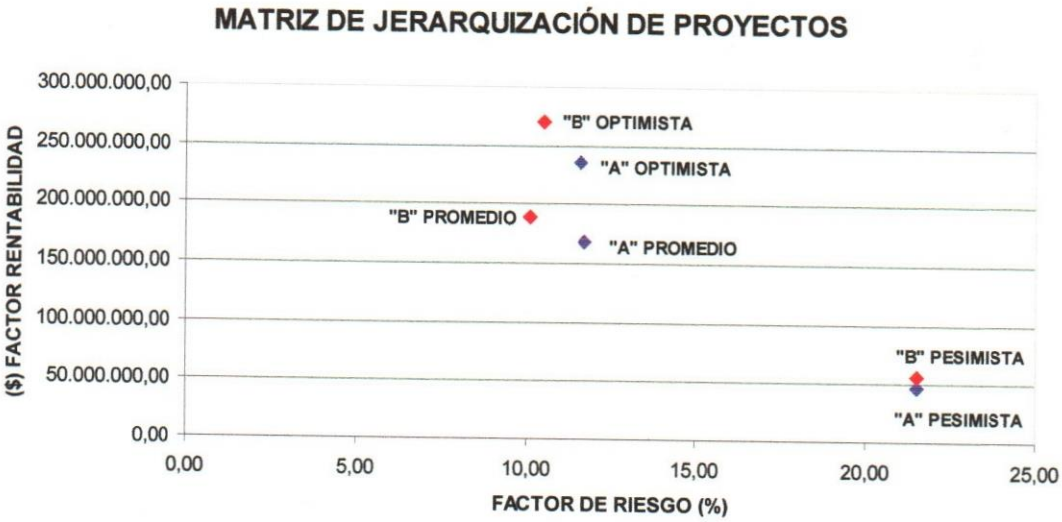
3.8. *Matriz de Jerarquización de Proyectos.*

La matriz de jerarquización de proyectos se utiliza para visualizar de forma grafica las opciones de Rentabilidad y Riesgo que ofrecen diversos proyectos evaluados, o diversas alternativas viables para ejecutar un emprendimiento, dicha matriz se basa en graficar cada proyecto o alternativa de ejecución en función del "Factor de Rentabilidad" y "Factor de Riesgo" (calculados a través del estudio del VPN probabilístico mediante distribuciones estadísticas en las secciones 3.4 y 3.6), con ello se logra apreciar de manera rápida y sencilla la mejor opción dentro del portafolio existente, simplemente eligiendo los proyectos o alternativas que ofrezcan una mayor Rentabilidad y menor Riesgo en la inversión.

En el presente estudio se representaran en la Matriz de Jerarquización las Opciones "Pesimista", "Promedio o Estándar" y "Optimista" para los Escenarios "A" (Turbinas de Gas) y "B" (Motores Eléctricos) evaluados. En la gráfica 8 se puede apreciar la representación del Escenario "A en rombos azules y del Escenario "B" en rombos rojos.

Analizando la gráfica 8 resulta evidente que la alternativa "B" de utilización de Motores Eléctricos con Cajas de Velocidad Variable resulta más Rentable y menos Riesgosa como elementos motrices para el accionamiento de los Compresores Centrífugos de Gas en la Planta Compresora Orinoco (PCO); sin embargo, en la sección de conclusiones se analizaran en profundidad todos los resultados obtenidos en el presente estudio de Valoración de Proyectos.

La Matriz de Jerarquización representa en forma resumida el resultado del Análisis de Riesgo Probabilístico de las alternativas del Proyecto.



Gráfica 8. Matriz de Jerarquización para los Escenarios "A" y "B" el Proyecto.

CAPÍTULO VI – ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Luego de la aplicación de la evaluación en el capítulo V se procede a responder la pregunta de investigación que encierra al objetivo general del proyecto: ¿Es técnica, económica y financieramente factible el Proyecto de sustitución de Turbinas de Gas por Motores Eléctricos en las Plantas Compresoras de Gas del Distrito Morichal? La respuesta es positiva basándonos en la información presentada en las tablas 40, 42, 43 y en la grafica 8.

En la tabla 40 se realiza la comparación de los indicadores económico-financieros de los escenarios "A y B" evaluados, cuyo análisis es el siguiente: Respecto a los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) la alternativa "B" (912.498.640,08 US$) resulta más lucrativa debido a que en los Motores Eléctricos no se requiere emplear gas combustible como insumo operativo, lo cual permite que dicho volumen de gas se utilice para la venta directa o para la producción de petróleo en pozos con método de gas lift, generando de esa forma mayores ingresos que la opción "A" de la Turbina a Gas (818.102.229,03 US$).

Los Costos de Capital son mayores en la opción "B" (34.446.969,73 US$ vs 33.125.343,38 US$) debido a la necesidad de fabricar una Sub-Estación Eléctrica en PCO para la alimentación energética de los Motores Eléctricos.

Los Costos de Producción son mayores en la alternativa "B" (28.253.710,87 US$ vs. 12.266.647,91 US$) debido al consumo de energía eléctrica durante la operación continua de los Motores Eléctricos instalados como elementos motrices para el accionamiento de los compresores centrífugos de gas.

Los Egresos por Mantenimiento son menores en la alternativa "B" (8.527.598,89 US$ vs. 10.678.345,37 US$) debido a que los costos por mantenimiento preventivo y mantenimiento mayor son menores para un Motor Eléctrico que para una Turbina a Gas, la cantidad de actividades de mantenimiento y los costos de los insumos o repuestos son menores.

Los Egresos por Fallas son menores en la opción "B" (4.516.834,74 US$ vs. 6.304.649,23US$) debido a que los costos y los tiempos de reparación de cada evento indeseado son inferiores en los Motores Eléctricos con respecto a los presentados por las Turbinas a Gas, a pesar de que las fallas en los Motores Eléctricos son más frecuentes (TPEF = 1.149,69 horas) que en las Turbinas a Gas (TPEF = 10.778,99 horas) su tiempo de intervención y solución es menor (1,45 horas vs. 12 horas).

Los Costos del Ciclo de Vida (CCV) son mayores en la alternativa "B" (75.745.114,23 US$ vs. 62.374.985,9 US$) referente al empleo de Motores Eléctricos, ello como consecuencia de los mayores Costos de Capital y de Producción de dicha opción.

El Valor Presente Neto (VPN) es mayor en el escenario "B" debido a los mayores Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) que aporta esta alternativa.

El Tiempo de Recuperación de la Inversión y el Tiempo de Pago Dinámico son iguales para ambas alternativas evaluadas (3 años y 1 año respectivamente), por lo cual no constituyen un elemento diferenciador que permita seleccionar la mejor opción dentro de la valoración del proyecto.

La Eficiencia de la Inversión (EI) es mayor en la opción "A" relativa al empleo de las Turbinas a Gas como elementos motrices, su valor indica que por cada unidad monetaria invertida se recuperan 7,05; mientras que en la alternativa "B" de Motores Eléctricos se recuperan 6,52 por cada unidad monetaria invertida. A pesar que en la opción "A" se obtienen menores Ingresos del Ciclo de Vida y un menor VPN el Capital de Inversión también es menor que en la opción "B", lo cual genera un resultado más eficiente (revisar la ecuación 02 para una mejor comprensión del resultado).

El Factor de Rentabilidad es mayor en la alternativa "B" producto del valor promedio del Valor Presente Neto (VPN) del proyecto bajo ese escenario; es decir, el flujo de fondos descontado a valor presente para la opción de Motores Eléctricos tiene un valor promedio superior a lo largo del periodo de evaluación del proyecto (10 años).

El Factor de Riesgo es menor en el escenario "B" (10,10%) con respecto al escenario "A" (11,70%), lo que indica que en la opción de la utilización de los Motores Eléctricos existe una menor probabilidad de destruir valor, es decir, existe un menor riesgo de que el VPN se encuentre por debajo de cero.

Basado en todo el análisis anterior referido a los resultados mostrados por la tabla 40, la alternativa "B" de utilización de Motores Eléctricos para el accionamiento de los compresores centrífugos de gas resulta ser la opción o escenario más atractivo y rentable para la inversión de capital; sin embargo, debe estudiarse el desenvolvimiento de la generación de energía eléctrica en el país con la finalidad de asegurar dicha fuente de suministro para la operación de las instalaciones.

Durante la evaluación del Riesgo del proyecto mediante la ejecución del Análisis de Sensibilidad se utilizaron las premisas de variación de los parámetros o componentes claves del proyecto en términos de ingresos, inversiones y gastos según lo establecen los Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital de PDVSA (ver tabla 41); según dichas premisas se establecieron dos escenarios para el Análisis de Sensibilidad, uno "pesimista" cuyos resultados se observan en la tabla 42 y otro "optimista" cuyos resultados se observan en la tabla 43.

En el Escenario Pesimista se aumentó la Inversión en 60%, afectando dicho aumento en los Costos de Capital del proyecto; el Volumen de Producción y los Precios de Venta se disminuyeron en 30%, originando por lo tanto una disminución en los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV); finalmente se elevaron los Gastos y Egresos del proyecto en 80%, afectando directamente los Gastos de Producción, Egresos por Mantenimiento y Egresos por Fallas.

Resulta importante observar los impactos que generan las variaciones de los parámetros en los resultados finales de los indicadores económico-financieros; al disminuir el Volumen de Producción y los Precios de Venta se disminuyen los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) afectando la rentabilidad del proyecto, pero al mismo tiempo se ayuda a que los Gastos por Producción bajen para la alternativa "A", de utilización de Turbinas de Gas, ya que disminuyen los precios del gas utilizado para su operación;

también los Egresos por Mantenimiento y Fallas bajan debido a que las perdidas de producción por unidad de tiempo disminuyen, ayudando por estas otras vías (disminución de gastos y egresos) a aumentar la rentabilidad del proyecto.

En los resultados mostrados en la tabla 42 se observan comportamientos similares a los explicados respecto a la tabla 40, es decir, la alternativa "B" presenta mayores Ingresos del Ciclo de Vida (ICV), mayores Costos de Capital y Gastos de Producción, presenta menores Egresos por Mantenimiento y Fallas, sin embargo, en este escenario Pesimista se producen cambios interesantes en algunos indicadores como en el caso de la Eficiencia de la Inversión (EI), ya que la alternativa "B" (por cada unidad monetaria invertida se obtienen 2,35 unidades) resulta más eficiente que la alternativa "A" (por cada unidad monetaria invertida se obtienen 2,29 unidades), lo cual resulta inverso a lo analizado en la tabla 40 (resultados del escenario estándar o promedio de evaluación del proyecto).

Por otra parte, en el escenario Pesimista el Tiempo de Recuperación de la Inversión y Tiempo de Pago Dinámico se elevan (con respecto al escenario estándar de evaluación – tabla 40) de 3 a 4 años y de 1 a 2 años respectivamente. Otro indicador que sufre una variación importante es el Factor de Riesgo el cual se eleva a 21,5% y se iguala en ambas alternativas (Turbinas a Gas y Motores Eléctricos) analizadas en el proyecto, para la alternativa "A" el riesgo se eleva en 9,8% mientras que en la alternativa "B" se elevó 11,4%, bajo este escenario Pesimista.

Finalmente se indica que el análisis del Escenario Pesimista, ejecutado a través de todos los indicadores económico-financieros indicados en la tabla 42, establece que la alternativa u opción "B" de utilización de los Motores Eléctricos como elementos motrices para el accionamiento de los compresores centrífugos de gas de la Planta Compresora Orinoco (PCO) resulta más atractiva y rentable para la inversión de capital.

En el Escenario Optimista se diminuyó la Inversión en 10%, generando el descenso de los Costos de Capital del proyecto; el Volumen de Producción y los Precios de Venta se aumentaron en 10% y 20% respectivamente, originando por lo tanto una crecimiento en los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV); finalmente se

disminuyeron los Gastos y Egresos del proyecto en 10%, afectando directamente los Gastos de Producción, Egresos por Mantenimiento y Egresos por Fallas.

Es importante observar los impactos que generan las variaciones de los parámetros en los resultados finales de los indicadores económico-financieros; al aumentar el Volumen de Producción y los Precios de Venta se incrementaron los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) mejorando la rentabilidad del proyecto, pero al mismo tiempo se crea como consecuencia un aumento de los Gastos por Producción para la alternativa "A", de utilización de Turbinas de Gas, ya que suben los precios del gas utilizado para su operación; también los Egresos por Mantenimiento y Fallas aumentan debido a que las perdidas de producción por unidad de tiempo suben, generando por estas otras vías (aumentos de gastos y egresos) la disminución de la rentabilidad del proyecto.

En los resultados mostrados en la tabla 43 se observan comportamientos similares a los explicados respecto a la tabla 40, es decir, la alternativa "B" presenta mayores Ingresos del Ciclo de Vida (ICV), Costos de Capital, Gastos de Producción, VPN y Factor de Rentabilidad en comparación con la alternativa "A", y presenta menores Egresos por Mantenimiento y Fallas, menor Eficiencia de la Inversión (EI) y Factor de Riesgo; mientras que el Tiempo de Recuperación de la Inversión y el Tiempo de Pago Dinámico se mantienen iguales para ambas alternativas (en 3 años y 1 año respectivamente).

En el Escenario Optimista es importante destacar que los indicadores económico-financieros reflejados en la tabla 43 sufren cambios positivos en relación a los reflejados en la tabla 40 (escenario estándar o promedio del proyecto), por ejemplo el factor de Rentabilidad se incrementa un 43%, pasando de 189.450.416,87 US$ a 270.466.661,56 US$ para la alternativa "B" (Motores Eléctricos); el VPN se incrementa en un 37% para la alternativa "B" y 39% para la alternativa "A" (Turbinas a Gas); la Eficiencia de la Inversión (EI) se eleva 2,38 unidades monetarias para la alternativa "B" y 2,75 unidades monetarias para la alternativa "A".

El análisis del Escenario Optimista, ejecutado a través de todos los indicadores económico-financieros indicados en la tabla 43, establece que la alternativa u opción "B" de utilización de los Motores Eléctricos como elementos motrices para el accionamiento de los compresores centrífugos de gas de la Planta Compresora Orinoco (PCO) resulta más atractiva y rentable para la inversión de capital.

En la sección 3.8 "Matriz de Jerarquización de Proyectos" del capitulo V se visualiza la gráfica 8, en la cual se representan las alternativas u opciones "A" (Turbinas a Gas) y "B" (Motores Eléctricos) evaluadas en el presente documento de forma estándar o promedio y a través del Análisis de Sensibilidad mediante la formación de los escenarios "pesimista" y "optimista"; en dicha gráfica 8 las abscisas están representadas por el Factor de Riesgo y las ordenadas por el Factor de Rentabilidad, se destaca que en la valoración de todos los escenarios la alternativa "B" genera una mayor rentabilidad para el proyecto de inversión de capital y posee un menor o igual (caso pesimista) riesgo de destruir valor (VPN < 0).

Por todos los análisis expuestos anteriormente se indica que la alternativa "B" es la que posee mejores indicadores económico-financieros y por lo tanto representa la mejor opción de inversión, según las premisas utilizadas y los resultados de la Valoración de Proyectos ejecutada en el presente documento.

CAPÍTULO VII – EVALUACIÓN DEL PROYECTO

En este capítulo se evalúan los resultados con base en criterios de cumplimiento de los objetivos generales y específicos trazados, se especifica claramente objetivo por objetivo como se van cumpliendo los mismos en toda su magnitud y alcance.

En el presente trabajo se establecieron siete (07) objetivos específicos y un (01) objetivo general; el primer (1er) objetivo específico es la realización del estudio de mercado, el cual se realizó en su totalidad en el capítulo V – sección 1, la descripción del producto se realizó en el apartado 1.1, la descripción de la demanda en el apartado 1.2, la oferta del producto en el apartado 1.3, el mercado potencial se presentó en el apartado 1.4, la formación del precio en el apartado 1.5 y los canales de comercialización se describieron en el apartado 1.6 del capítulo V.

El segundo (2do) objetivo especifico es la realización del estudio de ingeniería, el cual se desarrolló en la sección 2 del capítulo V, el cronograma de la proyección se realizó en el apartado 2.1, la localización del proyecto se describe en el apartado 2.2, la infraestructura de servicios es detallada en el apartado 2.3, la tecnología utilizada se presenta en el apartado 2.4, el proceso de producción se explica en el apartado 2.5, los desechos y perdidas del proyecto se describen en el apartado 2.6, los procesos de control de calidad se detallan en el apartado 2.7, el volumen de ocupación se describe en el apartado 2.8, la capacidad instalada y utilizada se explican en el apartado 2.9 del capítulo V.

El tercer (3er) objetivo específico consiste en la evaluación de los ingresos y costos/egresos de producción, los cual se ejecutó en la sección 3 del capítulo V; los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) se calcularon en el apartado 3.2; los costos de producción (ver tabas 18 y 31), egresos por mantenimiento (ver tablas 21 y 33) y por fallas (ver tablas 26 y 38) se calculan en el apartado 3.3 para la opción de empleo de turbinas a gas (escenario "A") y en el apartado 3.5 para la alternativa de utilización de motores eléctricos (escenario "B").

El cuarto (4to) objetivo específico es la evaluación de los costos de inversión, lo cual se realizó en la sección 3 del capítulo V, específicamente en los apartados 3.3 (opción de turbinas a gas) y 3.5 (opción de motores eléctricos), lo cálculos de los costos de capital fueron realizados y presentados en las tablas 17 y 29.

El quinto (5to) objetivo específico consiste en la ejecución evaluación económico-financiera del proyecto, lo cual se realizó en la sección 3 del capítulo V del presente proyecto, en los apartados 3.2, 3.3 y 3.5 se detallan los ingresos, gastos y egresos de las dos alternativas de proyecto valoradas, en la tabla 27 y gráfica 2 se puede apreciar el resumen de los resultados de dicha evaluación para la alternativa de turbinas a gas, mientras que en la tabla 39 y gráfica 5 se muestran los resultados de la evaluación económico-financiera de la alternativa de empleo de los motores eléctricos.

El sexto (6to) objetivo específico consiste evaluar los resultados en base a los diversos indicadores económico-financieros calculados, lo cual se realiza en la sección 3 del capítulo V, específicamente en los apartados 3.4 (alternativa de turbinas a gas) y 3.6 (alternativa de motores eléctricos), en la tabla 40 se brinda un resumen de los indicadores calculados para ambas opciones de proyecto evaluadas mientras que en las gráficas 3, 4, 6 y 7 se representa probabilísticamente los factores de rentabilidad y riesgo.

El séptimo (7to) objetivo específico es la ejecución del análisis de sensibilidad, el cual fue realizado en la sección 3 del capítulo V, específicamente en el apartado 3.7, en la tabla 41 se muestran los límites de variación de los factores del proyecto establecidos por PDVSA, a partir de los cuales se crean dos (02) escenarios para el análisis de sensibilidad uno "pesimista" y otro "optimista", cuyos resultados se presentan en las tablas 42 y 43 respectivamente, para ambas alternativas de proyecto (turbinas a gas y motores eléctricos).

El objetivo general el cual es la ejecución del estudio de factibilidad para evaluar la sustitución de turbinas a gas por motores eléctricos como elementos motrices para el proceso de compresión de gas en el Distrito, es ejecutado al cumplir los siete (07) objetivos específicos anteriormente descritos, ya que constituyen el tratamiento de

todas las variables del estudio de mercado, estudio de ingeniería y evaluación económica-financiera que en conjunto constituyen el estudio de factibilidad. Adicionalmente se presenta en el proyecto en la sección 3, apartado 3.8 del capítulo V la ejecución de la matriz de jerarquización de proyectos (ver gráfica 8), en la cual se representan las dos alternativas de proyecto (utilización de turbinas a gas y motores eléctricos como elementos motrices de accionamiento) bajo los escenarios pesimista, estándar o promedio, y optimista; la representación gráfica de la matriz de jerarquización de proyectos se basa en el factor de riesgo (abscisas – eje X) y el factor de rentabilidad (ordenadas – eje Y).

Como se ha analizado en los párrafos anteriores de este capítulo, se cumplió con los alcances y se ha dado cabal cumplimiento a la promesa de valor que encierra cada objetivo, por lo cual los niveles de cumplimiento son elevados.

CAPÍTULO VIII – CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES.

- ✓ Bajo el contexto analizado y las premisas asumidas en el presente documento resulta factible el reemplazo de las turbinas a gas por motores eléctricos en las plantas compresoras de gas del Distrito Morichal de PDVSA.
- ✓ La implantación de motores eléctricos implica una mayor inversión inicial, básicamente debido a la necesidad de construir la S/E eléctrica PCO; según los escenarios evaluados (pesimista, estándar y optimista) los Costos de Capital para los motores eléctricos son 4% mayores que para la alternativa de turbinas a gas.
- ✓ Los Costos de Producción son 130% superiores para la opción de motores eléctricos con respecto a las turbinas a gas, lo anterior debido al elevado consumo eléctrico de dichos equipos.
- ✓ Los Egresos por Mantenimiento preventivo y mayor (overhaul) son entre 18% y 57% mayores para las turbinas a gas con respecto a la opción de motores eléctricos en los escenarios evaluados (pesimista, estándar y optimista), ello debido al costo de los repuestos y de la mano de obra especializada para la ejecución de los mantenimientos mayores, además de los costos por perdida de producción que pueden originar durante su ejecución.
- ✓ Los Egresos por Fallas son entre 17% y 273% mayores para las turbinas a gas con respecto a la opción de motores eléctricos en los tres escenarios evaluados. Las turbinas a gas poseen tiempos promedios entre fallas (TPEF) mayores a los motores eléctricos, sin embargo, sus fallas frecuentemente conllevan a intervenciones y reparaciones de mayor alcance, lo cual implica mayores tiempos de reparación y costos elevados.
- ✓ Los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) son entre 10% y 19% mayores para la alternativa de utilización de motores eléctricos con respecto a las turbinas a gas en los tres escenarios evaluados en el presente estudio. Este resultado obedece a que en la opción de turbinas a gas debe utilizarse alrededor del 9% del gas

como combustible para dicho equipo motriz, mientras que en la alternativa de motores eléctricos dicho volumen de gas puede ser comercializado.

- ✓ Los Costos del Ciclo de Vida (CCV) son entre 15% y 22% mayores para la alternativa de utilización de motores eléctricos con respecto a las turbinas a gas en los tres escenarios evaluados, ello básicamente como consecuencia de los elevados Costos de Producción vinculados al consumo de energía eléctrica.
- ✓ El Valor Presente Neto (VPN) es entre 10% y 20% superior en la opción de utilización de motores eléctricos como elementos motrices en sustitución de las turbinas a gas según los tres escenarios evaluados, dicho rango superior obedece a los mayores Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) que se generan con el empleo de los motores.
- ✓ Los indicadores denominados Tiempo de Recuperación de la Inversión y Tiempo de Pago Dinámico presentan resultados idénticos para ambas alternativas valoradas en el proyecto, por lo cual no representan factores que permitan jerarquizar entre las opciones disponibles.
- ✓ La Eficiencia de la Inversión (EI) resulta entre 8% y 10% superior para la opción de la utilización de turbinas a gas como elementos motrices con respecto a la opción de motores eléctricos, ello se presenta para los escenarios estándar y optimista evaluados; sin embargo, para el escenario pesimista evaluado la Eficiencia de la Inversión resulta ser mayor un 3% para la alternativa de utilización de motores eléctricos frente a la opción de las turbinas a gas. La Eficiencia de la Inversión depende de la relación existente entre el VPN del proyecto y el Valor Presente de las Inversiones ejecutadas.
- ✓ El Factor de Rentabilidad es entre 13% y 19% superior para la opción de motores eléctricos con respecto a la alternativa de turbinas a gas en los tres escenarios evaluados, ello como producto de que dicho factor probabilístico representa el promedio del Valor Presente Neto (VPN) del proyecto, y como ya se explico anteriormente el VPN es entre 10% y 20% mayor en la alternativa de uso de los motores eléctricos.

motores eléctricos como elementos motrices para el accionamiento de los compresores de gas.

- ✓ Realizar el entrenamiento de un equipo de personal PDVSA en procesos de reparación de turbinas a gas, con la finalidad de establecer en el mediano plazo talleres nacionales que puedan ejecutar el mantenimiento mayor u overhaul de dichos equipos para disminuir los egresos por dicho concepto. Esta estrategia elevará la rentabilidad de la alternativa de uso de las turbinas a gas y generará una red de empresas aguas abajo relacionadas a los procesos de reparación, brindando de esta forma un aporte a la activación económica dentro del país y brindando conocimientos y dividendos monetarios que se quedaran en Venezuela. Implementando esta recomendación también se disminuirán los tiempos de reparación de las turbinas a gas, ya que se ahorraran los tiempos logísticos de traslados y exportación/importación del equipos para su intervención en el exterior.

- ✓ Mejorar los planes de mantenimiento aplicados actualmente en las turbinas a gas del Distrito Morichal con la finalidad de elevar los Tiempos Promedios Entre Fallas (TPEF) y evitar la generación de fallas mayores o catastróficas a nivel de dichos equipos. Se propone la generación de Planes según la metodología de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (MCC) para asegurar la eficiencia de las actividades de mantenimiento preventivo cíclico de restauración y/o sustitución de elementos, mantenimiento preventivo basado en la condición (o predictivo) y establecer las acciones de rediseño que se consideren necesarias para elevar la confiabilidad de la turbinas a gas dentro de las instalaciones. La ejecución de esta recomendación permitirá disminuir los Egresos por Fallas y Egresos por Mantenimiento de la alternativa de empleo de turbinas a gas, elevando los indicadores económicos-financieros de esta opción de proyecto.

  Los Planes de mantenimiento de estos equipos deben enfocarse en la limpieza (filtrado) del aire succionado por el generador de gas de la turbina, la depuración y filtrado del gas combustible empleado en el generador de gas, el filtrado y monitoreo de las condiciones del lubricante de la turbina a gas y en la limpieza

interna del equipo (lavados axiales); esos cuatro puntos de atención son claves para mejorar la confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de una turbina a gas.

- ✓ Realizar el estudio de factibilidad del presente trabajo considerando para los Ingresos del Ciclo de Vida (ICV) únicamente el volumen de gas producido y el precio de venta del gas, es decir, excluir del estudio los ingresos provenientes del crudo obtenido a través de la utilización del gas en la inyección en pozos productores bajo el método de gas lift; lo anterior con la finalidad de evaluar escenarios en los cuales el volumen de gas tratado y comprimido en las plantas de gas se destine totalmente a la comercialización, además de definir si el gas (como producto del sistema o proceso) es por si solo capaz de crear un VPN>0, es decir, brindar rentabilidad al proyecto de inversión de capital.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.

1. Besley, G., y Brigham, E. (2000). *Fundamentos de Administración Financiera* (12ª ed.). México, Compañía Editorial Ultra.

2. Blanco, A. (2007). *Formulación y Evaluación de Proyectos* (6ta ed.). Caracas, Editorial Texto C.A.

3. Duran, M. (2006). Gas natural, presente y futuro. *PetroleoYV, 22 (7)*, 18-30.

4. Fernández Diez, P. (2007). *Turbinas de Gas*. Recuperado en octubre 18, 2007, de http://personales.ya.com/universal/TermoWeb/Turbinas/Gas/PDFs /1 Turbinasgas .pdf

5. Ministerio del Poder Popular para la Comunicación e Información. (2007). *Líneas generales del plan de desarrollo económico y social de la nación 2007-2013.* Recuperado en octubre 02, 2007, de http://archivos.minci.gob.ve/doc/lineas_generales_de_la_nación_pdf

6. Najul, M. (2007). *Valoración de proyectos* (2a ed.). Caracas: Ediciones IESA.

7. Palacios, L. (2000). *Principios esenciales para realizar proyectos.* Caracas: Universidad Católica Andrés Bello.

8. Palacios, L. (2005). *Gerencia de Proyectos, un enfoque latino* (3a ed.). Caracas: Uviversidad Católica Andrés Bello.

9. Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA). (2005a). *Faja Petrolífera del Orinoco.* Recuperado en octubre 02, 2007, de http://www.pdvsa.com/index.php?tpl= interface.sp/design/readmenuprinc.tpl.html&newsid_temas

10. Petroleos de Venezuela S.A (PDVSA). (2007). *Lineamientos para la Evaliación Económica del Protafolio de Inversiones (LEEPI)*. Caracas: Autor.

11. Petroleos de Venezuela S.A (PDVSA). (2010). *Lineamientos para la Evaluación Económica de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC)*. Caracas: Autor.

12. Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA). (2005b). Planes estratégicos de PDVSA. Recuperado en octubre 02, 2007, de http://www.pdvsa.com/planes_ estratégicos/dafault.htm

13. Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA). (2006). *Portafolio de oportunidades 2006-2025*, Distrito Morichal. Morichal – Estado Monagas.

14. Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA). (2007). *Proyectos mayores de PDVSA Exploración y Producción*. Recuperado en octubre 02, 2007, de http://intranet .pdvsa.com /portal_corporación/negocios /exploración-producción/proyectos

15. Reliability and risk management (R2M). (2007). *Confiabilidad integral – Tomo II Metodologías* (1ra ed.). Maracaibo: Autor.

16. Sapag Chain, N. (2003). *Preparación y evaluación de proyectos (4ta ed.)*. Mexico D.F, MacGraw Hill interamericana.

17. SINTEF industrial management. (2002). *Offshore Realibility Data – OREDA* (4ta ed.). Norway: Autor.

18. The International Organization for Standardization (ISO). (2006). *Petroleum, petrochemical and natural gas industries – Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment – ISO 14224* (second edition). Switzerland: Autor.

19. Universidad de Sevilla - Escuela superior de ingenieros – Departamento de ingeniería eléctrica. (2007). *Máquinas eléctricas rotativas*. Recuperado en octubre 24, 2007, de http://www.esi2.us.es/GIE/docs/Tema%207%20 Motores%20final.pdf

ANEXOS

ANEXO A

COTIZACIÓN DE TURBINA A GAS

Rolls-Royce

PDVSA

PETROLEOS DE VENEZUELA S.A.
RT48S POWER TURBINE
R-R COMPRESSION PACKAGES. PDVSA EAST, MORICHAL

PAR.	PART NUMBER	QTY.	DESCRIPCION	LIST PRICE	NET PRICE
1	RT48SPTAVON1535	1	**Rolls-Royce POWER TURBINE RT48S, Including:** - A complete assembled RT48S Power Turbine - Baseplate for complete power turbine - Crated as per PDVSA specifications - Treated for long term preservation & shrink wrapped - Built to fit current configuration of the PDVSA Packages - Includes all instrumentation upgrades (not active until PDVSA completes the controls upgrade)	$2,675,000	$2,300,500
2	RT48S-18	1	**Coupling & Guard** - Dry diaphragm type coupling with taper fit suitable for RT48S power - Safety guard - Tortional Analysis for higher power configuration	$85,000	$73,100
			TOTAL PRICE FOR CSB-881	LIST $2,760,000.00	NET * $2,373,600

TERMS & CONDITIONS		
DELIVERY		FOB PDVSA SERVICES FREIGHT FORWARDER- HOUSTON, TEXAS
DELIVERY TIME		56 WEEKS FROM RECEIPT OF ORDER
PROPOSAL VALIDITY		THIS PROPOSAL IS VALID FOR 60 DAYS FROM THE DOCUMENT DATE
PAYMENT TERMS		AS PER PURCHASING AGREEMENT WITH PDVSA SERVICES INC.
COUNTRY OF SERVICE		UNITED STATES OF AMERICA
WARRANTY PERIOD		12 Months after commissioning or 18 months from factory shipment, whichever occurs first
** SPECIAL NOTE*		*THE NET PRICE REFLECTS A 14% DISCOUNT APPLICABLE TO PURCHASE ORDERS ISSUED BY PSI BEFORE DECEMBER 31ST, 2006. A DIFFERENT DISCOUNT LEVEL AND LIST PRICE MAY APPLY FOR PURCHASES IN 2007*

ANEXO B

COTIZACIÓN DE CAJA DE ENGRANAJES

LUFKIN INDUSTRIES, INC.

450 Gears Road Suite 550
Houston, Texas 77067
email: hvillegas@lufkin.com

Phone (281) 875-6500
Fax (281) 875-4172

Quotation: IH-150-07 rev. 2
Ref: **PDVSA Oriente**
ENG-358-2007

Carlos Noda
NV Consulting
Avenida 11, NO 75-54
Maracaibo - Edo. Zulia – 4002
VENEZUELA
Phone: 011-58-261-798-4776
Fax []: 011-58-261-798-1050
e-mail: carlos-noda@cantv.net

December 06, 2007

Dear Sr. Noda:

In response to your request for a quotation, we are pleased to offer the following for your consideration:

1 - Lufkin Model NF1407D parallel shaft single stage speed increaser with a gear rated HP of 16000 from a turbine at 5500 RPM to an output at 9931 RPM, with a 1.805:1 ratio, and a minimum 2.00 AGMA SF. The unit design includes a fabricated steel housing, keyed and tapered shaft ends on both the HS and LS shaft ends, Kingsbury thrust bearing on LS shaft, less lube system (dry sump), an offset cast iron shaft driven oil pump, double helical thru-hardened precision hobbed gear elements, split steel backed babbitt lined journal bearings on all shafts.

TOTAL INCLUDING GEARBOX F.O.B. Lufkin, TX.....$189,592.00

Field Service (include in above price):

- Field Service Included - Field Service Technician to assist with the assembly and installation of the units at the job site for a period of seven (3) days and two (2) days travel.

ANEXO C

COTIZACIÓN DE MOTOR ELÉCTRICO Y CAJA DE VELOCIDAD VARIABLE VOITH VORECON

Rolls-Royce

PDVSA DISTRITO SOCIAL MORICHAL
CONFIGURATION UPGRADE FOR ELECTRIC MOTOR CONVERTION UNITS (BUDGETARY PRICING)
ELECTRIC MOTOR CONVERTION WITH UPGRADES - PROPOSAL # CSB-1047_3
OPTION 3

Item	Part	Qty.	Description	Unit Price	Total Price
Replacement of Avon (38531, 38279 & 38313) for Electric Motor corresponding to 3 Units at Jobo & Pilon					
Synchronous Electric Motor Conversion					
1		3	**Electric Motor Conversion**	$2,415,000.00	$7,245,000.00
			- A Synchronous motor suitable for fixed speed operation will be provided and will include necessary instrumentation for pressure, temperature and vibration. - For a soft start a pony motor can be supplied but is not included in this proposal.		
Vorecon Variable Speed System					
2		3	**Vorecon Variable Speed System**	$2,250,000.00	$6,750,000.00
			- Voith Vorecon Variable Speed Planetary Gear Type RWC 14-12.5 F		

ANEXO D

ESTIMADO DE COSTO CLASE II – S/E PCO

PDVSA
DIRECCIÓN EJECUTIVA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO
DIVISIÓN CARABOBO-DISTRITO MORICHAL
SUPERINTENDENCIA DE INGENIERÍA DE COSTOS
DEPARTAMENTO DE ESTIMACIÓN DE OBRAS Y SERVICIOS

FORMULARIO

FORMARITO DE ENTREGA
IC-MOR-10-301

HOJA DE CERTIFICACIÓN DE ESTIMADO

ESTIMADO DE COSTOS CLASE II

FECHA: 25/05/2010

PRE-CONTRATO:

"CONSTRUCCIÓN DE S/E ELÉCTRICA PCO DEL DISTRITO MORICHAL".

REALIZADO POR: HENRY RIVERO

ESTIMADOR DE OBRAS Y SERVICIOS

REVISADO POR: CARLOS LANZ

SUPV. (E) ESTIMACIÓN DE COSTOS

RESUMEN GENERAL DE COSTOS CONSTANTES
FECHA BASE DE COSTOS: MAYO 2010

COSTOS

RENGLÓN	BOLÍVARES (Bs.F.)
INGENIERÍA	
PROCURA	
CONSTRUCCIÓN	5,702,492.84
GESTION	1,546,952.00
SUB-TOTAL GENERAL	**7,249,444.84**
CONTINGENCIA (20%)	1,449,888.97
TOTAL GENERAL	**8,699,333.81**