

**EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE APROVECHAMIENTO DE
GAS NATURAL PARA LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SER
USADA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS COMO REEMPLAZO PARCIAL
DEL PROVEEDOR POR RED ISAGEN**

JOSÉ ANTONIO CÁRDENAS SILVA



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN GERENCIA DE NEGOCIOS - MBA
BUCARAMANGA
2015**

**EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE APROVECHAMIENTO DE
GAS NATURAL PARA LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SER
USADA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS COMO REEMPLAZO PARCIAL
DEL PROVEEDOR POR RED ISAGEN**

JOSÉ ANTONIO CÁRDENAS SILVA

Trabajo de grado para optar al título de Magister en Gerencia de Negocios

DIRECTORA:

**MG LUZ STELLA RUEDA CADENA
INGENIERA INDUSTRIAL**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE ESTUDIOS INDUSTRIALES Y EMPRESARIALES
MAESTRÍA EN GERENCIA DE NEGOCIOS - MBA
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a Dios todo poderoso, quien me ilumina y me suministra todo, a mis padres por darme vida, enseñanza, comprensión y educación.

A mi esposa Rosa quien con su amor y apoyo me da felicidad.

A mis hijos Alejandro, Juan Jose, Daniela y Carlos Javier que con su cariño, sonrisa, inteligencia, nobleza, fortaleza y tranquilidad hacen que mi espíritu sea feliz, fuerte, y sereno para tomar mejor decisiones.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mis compañeros de estudio por su incondicional colaboración, a mis compañeros de trabajo por su paciencia y a Ecopetrol por su apoyo para realizar este trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	20
2. OBJETIVOS.....	23
2.1. OBJETIVO GENERAL	23
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	23
3. PRESENTACIÓN BÁSICA DE LA ESTRUCTURA DEL SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA AL CAMPO LA CIRA INFANTAS	24
3.1. ESTRUCTURA DE OPERACIÓN CAMPO LA CIRA INFANTAS	31
3.1.1. OCCIDENTAL PETROLEUM (OXY).....	31
3.1.2. ECOPETROL.....	31
3.2. TIPO DE HIDROCARBUROS EXTRAÍDOS	32
3.2.1. PETRÓLEO CRUDO LIVIANO.	32
3.2.2. GAS NATURAL.....	32

3.2.3. GAS NATURAL COMBUSTIBLE.....	32
3.3. ESTRUCTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA	34
3.3.1. ESTACIONES Y SUB ESTACIONES.....	35
3.3.2. RED DE DISTRIBUCIÓN.....	35
3.3.3. USO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	38
4. TECNOLOGÍA REQUERIDA PARA LA OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN ENERGÉTICA PERMANENTE ALIMENTADA POR GAS NATURAL.....	40
4.1. FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR	40
4.2. ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN	42
5. IDENTIFICACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO Y ALTERNATIVAS DE FINANCIACIÓN	45
5.1. COSTOS DE PROYECTO POR ALTERNATIVAS	46
5.2. ALTERNATIVAS DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO.....	51
6. IMPACTOS AMBIENTALES Y SOCIALES DEL PROYECTO DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA	62
7. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO Y PUESTA EN MARCHA PARA UN HORIZONTE DE 20 AÑOS EVALUABLE POR DECENIO.....	71

7.1. ANÁLISIS ESCENARIO 2 – COGENERACIÓN 5%	72
7.2. ANÁLISIS ESCENARIO 3 – COGENERACIÓN 10%	75
7.3. ANÁLISIS ESCENARIO 4 – COGENERACIÓN 15%	78
7.4. ANÁLISIS ESCENARIO 5 – COGENERACIÓN 20%	81
8. EVALUACIÓN DE RESULTADOS SEGÚN LOS ESCENARIOS DE COGENERACIÓN PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL PROYECTO	85
8.1. VNA. VALOR ACTUAL NETO	85
8.2. EVA – VALOR ECONÓMICO AGREGADO.....	87
8.3. EVALUACIÓN FINAL.....	90
9. CONCLUSIONES	91
10. RECOMENDACIONES.....	93
BIBLIOGRAFÍA.....	94
ANEXOS	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Precios de energía eléctrico ISAGEN	38
Tabla 2. Especificaciones técnicas generador SDMO	42
Tabla 3. Especificaciones técnicas generador Generac	43
Tabla 4. Escenarios de cogeneración eléctrica	45
Tabla 5. KW de electricidad por escenario	46
Tabla 6. Requerimiento de celdas por escenario	46
Tabla 7. Inversión de puesta en marcha escenario 2	47
Tabla 8. Inversión de puesta en marcha escenario 3	47
Tabla 9. Inversión de puesta en marcha escenario 4	48
Tabla 10. Inversión de puesta en marcha escenario 5	48
Tabla 11. Comparativo de inversiones por escenario	48
Tabla 12. Detalle de las inversiones de puesta en marcha por escenario	49
Tabla 13. Detalle de los costos asociados por escenario	49
Tabla 14. Detalle de los costos de mantenimiento por escenario	50
Tabla 15. Detalle de los costos de generación por KW	50
Tabla 16. Alternativas de financiación	52
Tabla 17. Variables del escenario 2.....	52
Tabla 18. Datos financiación del escenario 2	53
Tabla 19. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 2.....	53
Tabla 20. Datos financiación del escenario 3	55
Tabla 21. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 3.....	55
Tabla 22. Variables del escenario 4.....	56
Tabla 23. Datos financiación del escenario 4	57
Tabla 24. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 4.....	57
Tabla 25. Variables del escenario 5.....	58
Tabla 26. Datos financiación del escenario 5	59

Tabla 27. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 5.....	59
Tabla 28. Resumen de escenarios y alternativas de financiación.....	61
Tabla 29. Tasas de emisión de CO2.....	64
Tabla 30. Actividades Leopold.....	65
Tabla 31. factores Leopold.....	66
Tabla 32. Datos de análisis escenario 2.....	73
Tabla 33. EVA escenario 2.....	74
Tabla 34. VNA escenario 2.....	75
Tabla 35. datos de análisis escenario 3.....	76
Tabla 36. EVA escenario 3.....	77
Tabla 37. VNA escenario 3.....	78
Tabla 38. datos de análisis escenario 4.....	79
Tabla 39. EVA escenario 4.....	80
Tabla 40. VNA escenario 4.....	81
Tabla 41. Datos de análisis escenario 5.....	82
Tabla 42. EVA escenario 5.....	83
Tabla 43. VNA escenario 5.....	84
Tabla 44. VNA por escenarios y decenios.....	86
Tabla 45. EVA por escenarios y decenios.....	88

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa de ubicación del municipio de Barrancabermeja en el departamento de Santander	24
Figura 2. Mapa de ubicación del corregimiento El Centro en el municipio de Barrancabermeja	25
Figura 3. Mapa de ubicación La Cira – infantas.....	26
Figura 4. Mapa de puntos centro pozos La Cira - infantas	28
Figura 5. fotografía aérea actual La Cira – infantas	29
Figura 6. Grafica de producción del campo la Cira Infantas	30
Figura 7. Red de explotación y distribución – plano de ubicación de los pozos, y de los oleoductos	33
Figura 8. Muestra de red entre pozos	33
Figura 9. Diagrama red eléctrica.....	37
Figura 10. fotografía de referencia de generador SDMO	42
Figura 11. Diagrama de referencia generador Generac	43

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Alternativas de financiación escenario 2	54
Grafica 2. Variables del escenario 3	54
Grafica 3. Alternativas de financiación escenario 3	56
Grafica 4. Alternativas de financiación escenario 4	58
Grafica 5. Alternativas de financiación escenario 5	60
Grafica 6. Comparativos de alternativas de financiación por escenarios	60
Grafica 7. EVA escenario 2.....	74
Grafica 8. VNA escenario 2	75
Grafica 9. EVA escenario 3.....	77
Grafica 10. VNA escenario 3.....	78
Grafica 11. EVA escenario 4.....	80
Grafica 12. VNA escenario 4.....	81
Grafica 13. EVA escenario 5.....	83
Grafica 14. VNA escenario 5.....	84
Grafica 15. VNA comparativo por escenarios	87
Grafica 16. EVA comparativo por escenarios	89
Grafica 17. Comparativos de EVA por escenarios y decenios.....	89

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CELDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MARCA SDMO	95
ANEXO B. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CELDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MARCA GENERAC	97
ANEXO C. MATRIZ DE LEOPOLD.....	105
ANEXO D. MATRIZ DE CÁLCULO FINANCIERO.....	109

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL PARA LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SER USADA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS COMO REEMPLAZO PARCIAL DEL PROVEEDOR POR RED ISAGEN*

AUTOR: JOSÉ ANTONIO CÁRDENAS SILVA*

PALABRAS CLAVE: COGENERACIÓN, CIRA INFANTAS, GAS NATURAL, FINANCIERO, ENERGÍA ELÉCTRICA., ESCENARIOS, E.V.A. (VALOR ECONÓMICO AGREGADO)

El campo de explotación petrolero la Cira Infantas ubicado en municipio de Barrancabermeja, departamento de Santander, requiere para su funcionamiento de una considerable cantidad de energía eléctrica. El suministro de la energía actualmente lo realiza la empresa ISAGEN por red de cableado, mediante una bolsa de 86.400.000 kilowatts año, los cuales son producidos en la hidroeléctrica del río Sogamoso y suministrados a libre demanda al campo de producción y sus áreas de apoyo.

El presente documento exhibe un modelo de evaluación financiera de reemplazo parcial de proveedor de energía eléctrica externa mediante la coexistencia de mecanismos de suministro por autogeneración, usando motores de combustión interna, alimentados con gas natural, como elemento generador y suponiendo un cambio parcial en la estructura de costos de la energía eléctrica así como en la seguridad del abastecimiento del servicio.

El modelo de evaluación plantea 5 escenarios de cogeneración, con diferentes porcentajes de energía aportada al sistema y con diferentes alternativas de financiación del proyecto, con el objetivo de determinar la mejor combinación de factores para la cogeneración eléctrica de la Cira Infantas y de esta manera reducir el riesgo de cortes o desabastecimiento eléctrico y las consecuentes efectos para las finanzas del campo petrolero.

* Trabajo de Grado

* Facultad De Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela De Estudios Industriales Y Empresariales. Maestría En Gerencia De Negocios – MBA. Directora. Luz Stella Rueda Cadena

ABSTRACT

TITLE PROJECT FINANCIAL EVALUATION OF USE OF NATURAL GAS COGENERATION FOR ELECTRICITY TO BE USED IN THE FIELD THE CIRA INFANTAS LIKE A PARTIAL REPLACEMENT AS SUPPLIER FOR RED ISAGEN*

AUTHOR: JOSE ANTONIO CARDENAS SILVA**

KEYWORDS: CHP, CIRA INFANTAS, NATURAL GAS, FINANCIAL, ELECTRICITY, SCENARIOS, EVA. (Economic Value Added)

The field of oil exploitation the Cira Infantas located in the municipality of Barrancabermeja, Santander department, required for operation of a considerable amount of electricity. The power supply is done by the company currently ISAGEN for network cabling, through a bag of 86.4 million kilowatts year, which are produced in hydroelectric Sogamoso river and supplied on demand to the field of production and support areas .

This paper shows a model of financial evaluation of partial replacement external power supplier by the coexistence of delivery mechanisms for self-generation using internal combustion engines, fueled with natural gas, as a generator and assuming a partial change in the structure cost of electricity as well as security of supply of the service.

The evaluation model 5 stages cogeneration poses, with different percentages of energy supplied to the system and alternatives for financing the project, in order to determine the best combination of factors to electric cogeneration Cira Infantas and thus reduce or cuts the risk of power shortages and the consequent effects on the finances of the oil field.

* Work Degree

** Physical Faculty of Mechanical Engineering. School of Industrial and Business Studies. Master of Business Administration - MBA. Director. Luz Stella Chain Wheel

INTRODUCCIÓN

En la economía mundial el principal factor generador directo de movimientos económicos después del trabajo humano es la industria de los hidrocarburos, tanta es su importancia que cualquier cambio de precios afecta al globo entero y reacomoda los factores de producción de todas las naciones, tal como lo acontecido en la crisis del petróleo en 1973 y la actual caída de los precios en más de 50 dólares por barril.

Dentro de este panorama se encuentra Colombia, país productor de petróleo y por ende receptor de afectación de esta industria, más aun cuando el actual gobierno ha enfatizado en que es esta una de las locomotoras de la prosperidad.

El país tiene dentro de sus principales departamentos de producción a Santander, después del Meta, Casanare y Arauca; en el departamento el principal campo de explotación es la Cira – Infantas, ubicado en el municipio de Barrancabermeja, provincia de Mares, el cual es explotado por ECOPETROL Y OXIDENTAL ANDINA (socio estratégico), en este territorio se encuentran explotaciones de crudo liviano y gas natural, las cuales se transportan por poliductos a la refinería de Barrancabermeja para su transformación y aprovechamiento.

La estructura de costos y gastos de una explotación petrolera es bastante elevada por lo especializado de su mano de obra, las condiciones laborales y los criterios de riesgo asociados a la misma, en la misma vía el uso de tecnologías de punta para mejorar la producción repercuten dentro de las finanzas de las empresas y teniendo en cuenta las condiciones de mercado que lo circundan la reducción de estos costos es fundamental para obtener márgenes de ganancia suficientes.

Uno de los costos que pueden ser objeto de análisis y reestructuración es la energía eléctrica, la cual actualmente es suministrada por la empresa ISAGEN, la cual provee mediante sistema de red de transmisión por cableado al campo petrolero la Cira – Infantas y que es usada para toda su operación desde el movimiento de maquinaria y equipos, hasta el alumbrado y seguridad de las instalaciones administrativas.

Teniendo en cuenta que el campo de producción La Cira – Infantas, extrae gas natural y este puede ser usado inmediatamente para la generación de energía eléctrica por medio de plantas transformadoras por combustión interna, se debe aprovechar el potencial uso del combustible y así disminuir el uso que se realice de energía comprada a la empresa ISAGEN y por ende reducir los costos de operación.

IncurSIONAR en el área de la generación de energía eléctrica requiere de un análisis juicioso y detallado de los pros y los contras de esta decisión por lo que conlleva desde la apertura de otro frente de producción, la ampliación de la nómina de empleados para atender los generadores de energía, la inversión de capital para el montaje y construcción de las instalaciones requeridas y la inversión en compra de los equipos necesarios; por otro lado presenta situaciones medio ambientales del óptimo aprovechamiento de recursos naturales no renovables como el gas natural y finalmente el mejoramiento de las utilidades de la empresa y sus socios por la disminución de costos, al convertirse en un piloto de cogeneración de energía eléctrica que es susceptible de aprovechamiento por otros campos donde se extraiga gas natural.

Con el objeto de buscar la minimización de costos de producción se han adelantado una serie de estudios desde el ámbito universitario y de consultoría profesional, estos estudios se centran en la optimización de los procesos de extracción buscando aumentar la vida útil de los campos y ampliar la cantidad de

barriles día de cada uno de los pozos, normalmente con la inclusión de tecnologías duras y automatización de los procesos para reducir costos de personal, pero pocos aportes se hacen desde la gestión de servicios públicos como factor integrante de la conformación de los costos generales de explotación, ya que se tienen como datos, permanentes y difícilmente modificables como es el caso de la energía eléctrica.

Para efectuar el análisis del costo beneficio de la implantación de un sistema de autogeneración energético mediante el aprovechamiento del gas natural se requiere una revisión histórica de los costos asociados al pago por consumo de energía, y los cambios que estos producen así como su impacto sobre el proceso productivo mismo. Expresado de otra forma sería el impacto del desabastecimiento eléctrico durante un periodo de tiempo, como ejercicio de comparación del impacto de la carencia de un sistema propio de generación ante una falla del sistema de suministro, haciendo de estos dos métodos un proceso compartido y de respaldo uno a otro frente a las necesidades energéticas del campo.

Para lograr el análisis, se debe presentar los costos, alcances y requerimientos para la implantación del sistema de cogeneración, y el periodo de retorno de la inversión mediante el uso de indicadores financieros a ser comparados con la actual forma de suministro, buscando hacer una contabilización de tres escenarios, el primero del propio sistema de autogeneración, el segundo de la comparación de su contraparte y el tercero del efecto de no poseer una planta de energía de respaldo que garantice la correcta operación del campo.

1. PLANTEAMIENTO Y JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

La compra de energía eléctrica para la operación del campo petrolero la Cira Infantas se realiza a la empresa ISAGEN, la cual no permite negociación de precios, más aun el pago de energía se realiza a una bolsa de mega vatios como precio único sea esta consumida o no. La empresa ISAGEN pese a sus esfuerzos no puede garantizar un suministro permanente de energía al campo ya que este se ve afectado por la misma infraestructura existente, lo cual presenta una debilidad operacional y financiera para las empresas ECOPETROL y OCCIDENTAL, quienes son las operadoras del campo.

Los pagos por energía eléctrica superan los 15 mil millones de pesos anuales para la Cira Infantas, valor considerable, aun entendiendo que la industria petrolera genera ingresos suficientes para sufragarlos, pero requiere de una alternativa de generación energética, que sea sostenible y permita satisfacer la propia demanda del recurso que el campo tiene y sirva complementariamente como soporte ante fallas de suministro de una u otra modalidad, evitando detenciones de la producción petrolera y sus evidentes repercusiones económicas y técnicas.

Determinar cuál es el costo beneficio de la construcción y puesta en marcha de una planta de cogeneración de energía por medio de gas natural como alternativa al actual suministro de ISAGEN, es factor fundamental para conocer la realidad de la distribución de los costos de este servicio y determinar si esta es la vía correcta para la disminución de los mismos y el blindaje del campo petrolero antes fallas en suministro.

Ecopetrol es una empresa de economía mixta en la cual muchos colombianos tienen interés directo por ser accionistas adquiriendo paquetes de acciones en

oferta pública, e indirectamente todos los colombianos somos interesados por que los recursos obtenidos por la empresa ingresan a la nación y son distribuidas en el bienestar social de los colombianos. Esta empresa es la operadora directa del campo la Cira infantas, este cuenta con un contrato de sociedad estratégica con Oxidental de Colombia LLC desde el año 2005, empresa de origen norte americano que presta sus servicios de al campo mediante el suministro de personal, tecnología y capital, por un porcentaje de la extracción y por ende un margen de ganancia que la mantiene atenta a la producción petrolera de la región.

El campo la Cira infantas cuenta con 996 pozos de extracción mixta de petróleo y gas, los cuales se ubican en la zona rural de Barrancabermeja Santander, la capacidad productiva del campo la Cira Infantas es de 40.000 barriles día (promedio) de crudo liviano de 26 grados API y 4500 pies cúbicos de gas, la operación de este campo incluyendo los campamento, servicios de salud, alimentación y administración requiere de 10.000 kilowatts por hora, lo que equivale a 720.000 mega watts al mes (720 horas mes).

Toda la energía consumida por el campo es suministrada por red eléctrica de la empresa ISAGEN a un precio constante de \$200 pesos por kilowatt, lo que equivale a \$2.000.000 la hora de energía eléctrica, valor que se paga mediante factura a la empresa mencionada.

El ritmo de consumo de energía y el valor que se paga por ella genera un gran impacto en las finanzas del campo petrolero y por ende en los resultados de las empresas involucradas en su operación, requiriendo un análisis de alternativas tanto de cambio como de respaldo para el suministro debido al riesgo de desabastecimiento o ruptura de la red de trasmisión, con las graves implicaciones para la operación del campo.

Al ser Ecopetrol una empresa donde todos los colombianos tenemos interés la operadora principal del campo, se amerita ampliamente un análisis que determine que alternativa es más eficiente en el sentido económico y de operación para el campo, teniendo en cuenta factores como el monto de capital a invertir, el retorno de la inversión, los gastos asociados al funcionamiento, para realizar una comparación con la situación actual y evidenciar si existe un cambio en los resultados financieros y si este cambio es significativo para la empresa.

La pertinencia de este estudio reside en la aplicación real de los hallazgos del mismo, puesto que ellos serán presentados como un aporte al sistema de gestión financiera del campo la Cira Infantas, y colaborará en la búsqueda de una solución a la erogación de recursos por pago de energía eléctrica y a mitigar el riesgo de desabastecimiento o desconexión de la red evitando consecuencias negativas para el campo y las empresas que lo operan.

2. OBJETIVOS

2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la factibilidad y viabilidad financiera de implementar un proyecto de cogeneración eléctrica alimentada por gas natural, como alternativa a la demanda eléctrica del campo la Cira Infantas.

2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Presentación básica de la estructura del servicio de suministro de energía al campo La Cira Infantas y las repercusiones de una desconexión o desabastecimiento del mismo.
- Establecer la tecnología requerida para la operación de la generación energética permanente alimentada por gas natural.
- Identificar los costos del proyecto y las alternativas de financiación.
- Establecer los impactos ambientales y sociales del proyecto de cogeneración energética
- Realizar análisis financiero del proyecto y puesta en marcha para un horizonte de 50 años, evaluable cada decenio.
- Analizar y evaluar los resultados según los escenarios posibles de porcentaje de cogeneración para determinar la viabilidad del proyecto

3. PRESENTACIÓN BÁSICA DE LA ESTRUCTURA DEL SERVICIO DE SUMINISTRO DE ENERGÍA AL CAMPO LA CIRA INFANTAS

El proyecto se enmarca geográficamente en el municipio de Barrancabermeja el cual se encuentra ubicado en el costado oeste del departamento de Santander, a la margen derecha del río Magdalena, siendo límite natural con el departamento de Antioquia, según se evidencia en la siguiente imagen.

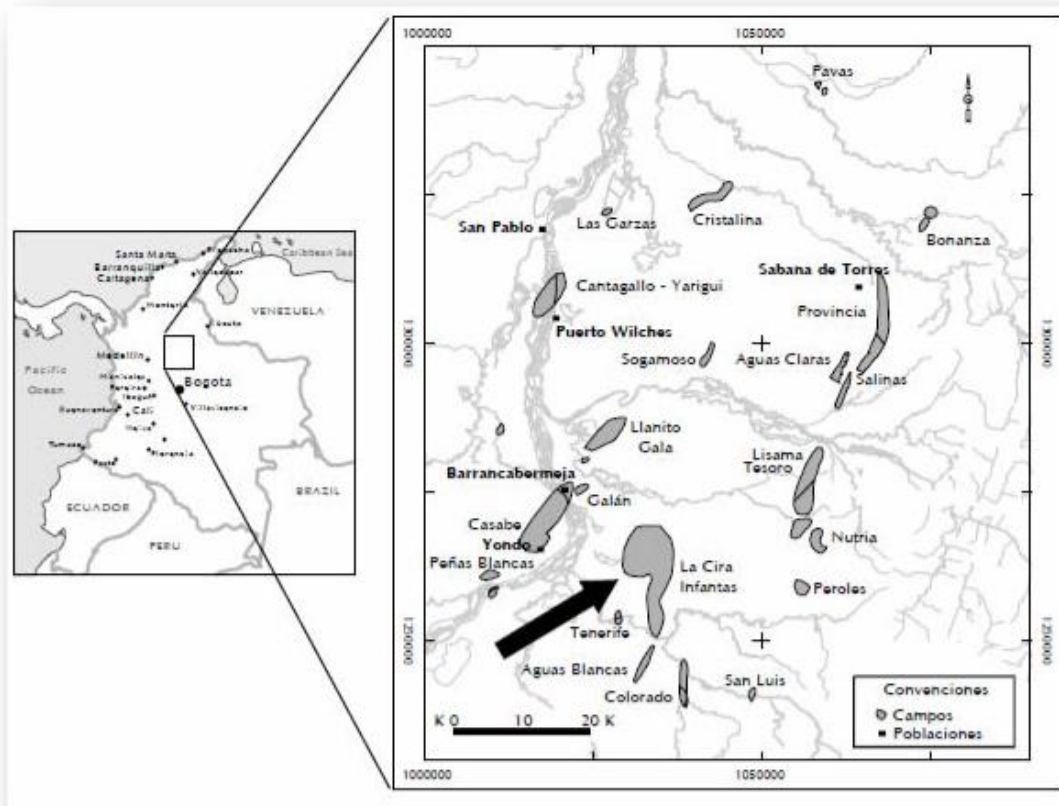
Figura 1. Mapa de ubicación del municipio de Barrancabermeja en el departamento de Santander



Fuente: WIKIMEDIACOMMONS FILE: Colombia-Santander –
Barrancabermeja.svg

El campo La Cira-Infantas está ubicado en la parte central de la antigua Concesión de Mares, al oriente del río Magdalena y al sur del río Sogamoso, abarcando un área de 160 kilómetros cuadrados y a 22 kilómetros de Barrancabermeja, según se evidencia en la imagen de ubicación del campo. Cuenta con los campos de mayor producción a lo largo de la historia en la cuenca del valle medio del Magdalena.

Figura 3. Mapa de ubicación La Cira – infantas



Fuente: GONZÁLEZ Santiago y IDROBO Eduardo A. Caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos

El campo La Cira-Infantas cuenta con más de 1.703 pozos, de los cuales 794 son productores, 239 son inyectores de agua y 603 inactivos, la ubicación de los

puntos centro de los pozos se puede observar en la imagen 4. La producción promedio de aceite es de cerca de 26000 barriles por día. El pozo descubridor del campo fue el Infantas 2, terminado en abril de 1918. Inicialmente, la mayor parte de los pozos produjeron por flujo natural; luego se pasó a un sistema de levantamiento por gas, el cual fue desmontado en 1935 para dar paso al sistema actual de bombeo mecánico. La máxima producción se alcanzó en 1927, con una tasa de 37.900 barriles por día. La perforación del anticlinal de la Cira comenzó en febrero de 1925, con el pozo LC-58. En este mismo año se descubre la zona B y las arenas 116 de la zona A, mediante la perforación del pozo LC-116. Con la perforación y la terminación del pozo LC-125 se descubre la zona C.

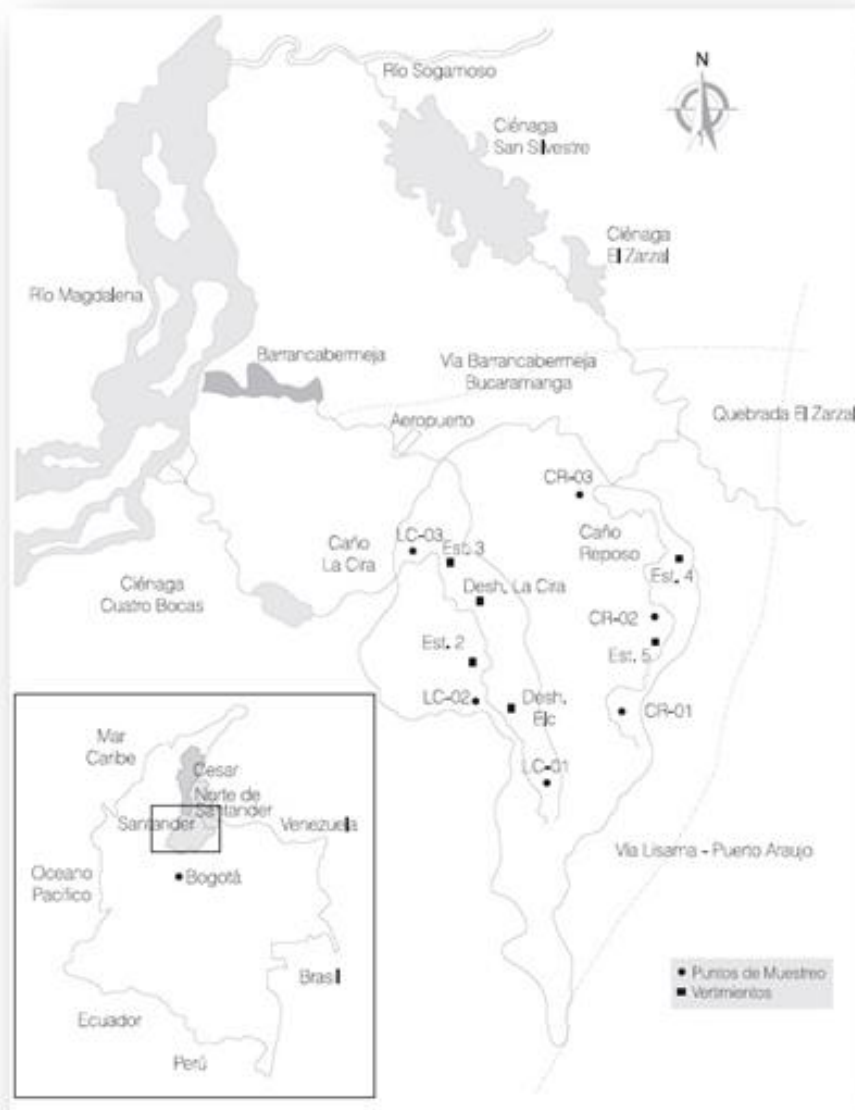
A finales de 1940 se había perforado un total de 675 pozos. Luego de algunos proyectos de inyección de gas en los años 30, se emprende el primer programa de inyección de agua en el campo la Cira entre 1946 y 1949.

En 1957 se inició la ejecución de recobro de aceite por inyección de agua en la zona C del campo la Cira, en un área de 280 acres.

Entre 1964 y 1966, Ecopetrol perforó 19 pozos que permitieron el desarrollo del área la Cira norte, considerando el pozo LC-1753 como el descubridor del área.

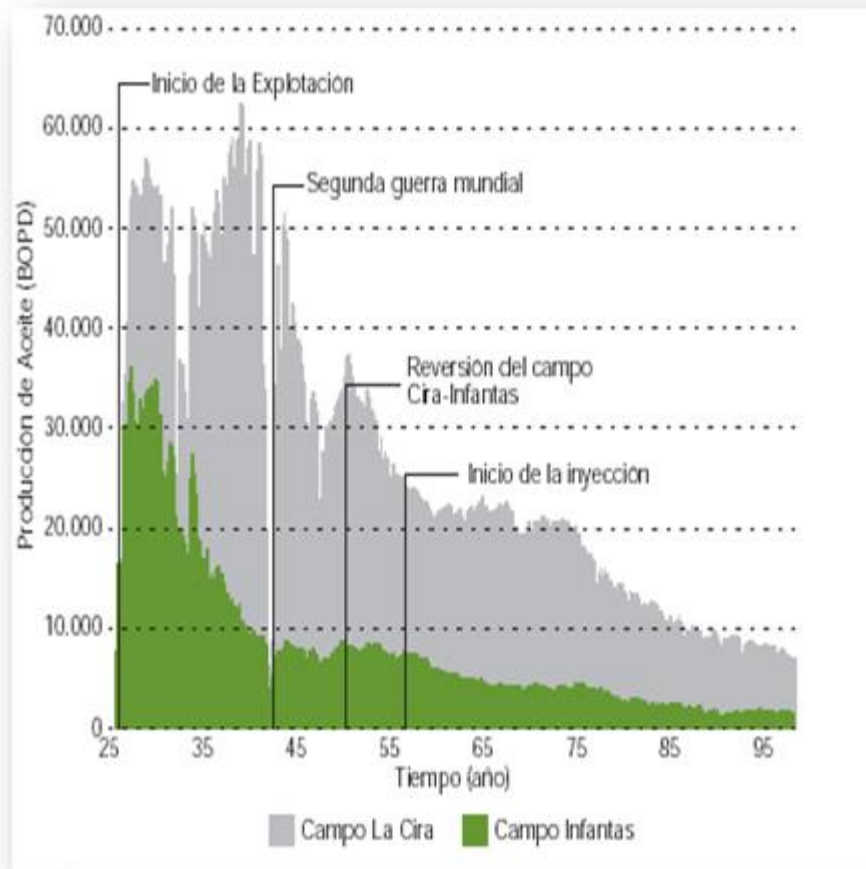
En los años 70, Ecopetrol realizó otros programas de inyección. La producción máxima del campo se obtuvo en 1939, con 53 mil barriles por día. El pico de producción secundaria se alcanzó en octubre de 1974, con una tasa de 11.780 barriles por día. La actual distribución de pozos e infraestructura de la CIRA – INFANTAS se observa en la Figura 5.

Figura 4. Mapa de puntos centro pozos La Cira - infantas



Fuente: SERRANO M., RESTREPO R y VILLA G. evaluación eco toxicológica de la influencia de los vertimientos del campo de producción la Cira-Infantas (gco) sobre dos cuerpo receptores

Figura 6. Grafica de producción del campo la Cira Infantas



Fuente: ECOPETROL S.A.[en línea] [citado 14 de septiembre de 2015] disponible en:http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/?urile=wcm%3Apath%3A/Ecopetrol_ES/Ecopetrol/nuestra-empresa/Quienes-Somos/acerca-de-nosotros/Nuestra+Historia

El repunte en producción se explica por la reactivación de pozos y el uso de nueva tecnología, la cual potencia la extracción de los hidrocarburos de la zona.

El pico de producción aunque beneficioso para el campo no ha tenido el mejor efecto debido a los bajos precios del petróleo.

3.1. ESTRUCTURA DE OPERACIÓN CAMPO LA CIRA INFANTAS

3.1.1. Occidental Petroleum (OXY). Es una empresa estadounidense que se dedica tanto a la exploración y producción de petróleo y gas, como a la fabricación de químicos. OXY trabaja en la industria mediante la exploración, el desarrollo, la producción y la comercialización de petróleo crudo y gas natural. En el área de químicos, fabrica y comercializa químicos básicos, vinilos y químicos de rendimiento de manera directa y por medio de sus afiliados (denominados colectivamente OxyChem). La compañía posee participaciones en explotación en Bolivia, en cuatro bloques ubicados en las regiones de Tarija, Chuquisaca y Santa Cruz en el sur y sureste del país. La producción, principalmente gas natural, es transportada a la empresa boliviana de hidrocarburos YPFB. Además, OXY tiene operaciones en la cuenca Llanos Norte en la provincia colombiana de Arauca y en la cuenca Magdalena Medio en la provincia de Santander. OXY tiene su sede en Los Ángeles, Estados Unidos.

3.1.2. Ecopetrol. Antiguamente Empresa Colombiana de Petróleos S.A., es una Sociedad de Economía mixta, de carácter comercial, organizada bajo la forma de sociedad anónima, del orden nacional, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, de conformidad con lo establecido en la Ley 1118 de 2006, regida por los Estatutos Sociales que se encuentran contenidos de manera integral en la Escritura Pública No. 5314 del 14 de diciembre de 2007, otorgada en la Notaría Segunda del Círculo Notarial de Bogotá D.C.

Es la primera compañía de petróleo de Colombia, es listada en el puesto 114 entre las empresas más grandes del mundo por Forbes y como la segunda petrolera a nivel latinoamericano por detrás de Petrobras según Forbes. Recientemente la firma Platts ubicó a esta petrolera como una de las 14 mejores del mundo, primera en América Latina y cuarta del continente

3.2. TIPO DE HIDROCARBUROS EXTRAÍDOS

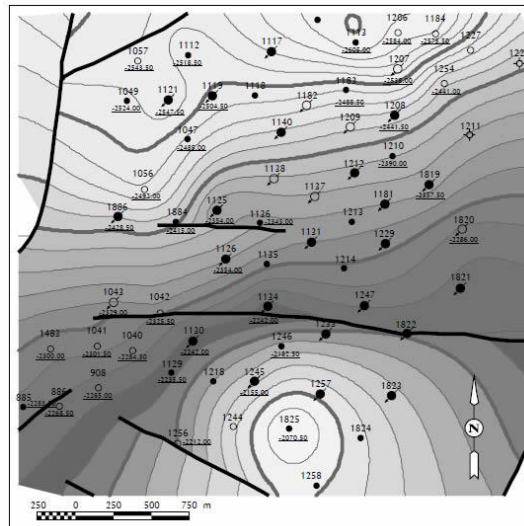
3.2.1. Petróleo Crudo Liviano. Hidrocarburo líquido de peso específico igual o mayor que 31,1 grados API conforme al uso generalizado de medición en escala API. Contiene gran concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo cual lo hace fácil de transportar, con este tipo de petróleo se busca para obtener la mayor cantidad de combustible posible en forma de Diésel, Queroseno y Gasolina.

GRAVEDAD (GRADO API): Escala de medición creada por el Instituto Americano del Petróleo y utilizada para hidrocarburos basándose en su peso específico, es decir, con relación al agua. El petróleo de 10° API tiene la misma gravedad que el agua; el petróleo de menor grado API es más pesado que el agua y se califica como extra pesado. El de mayor grado API es menos pesado. En principio, los precios de venta varían con el grado API. El barril de petróleo más valioso corresponde al crudo más liviano.

3.2.2. Gas Natural. Mezcla de Hidrocarburos gaseosos, procedentes de yacimientos de hidrocarburos naturales, cuya producción puede estar asociada o no a la del petróleo crudo, condensados u otros fósiles. Compuesto principalmente por metano, etano, propano, butano y otros gases más pesados.

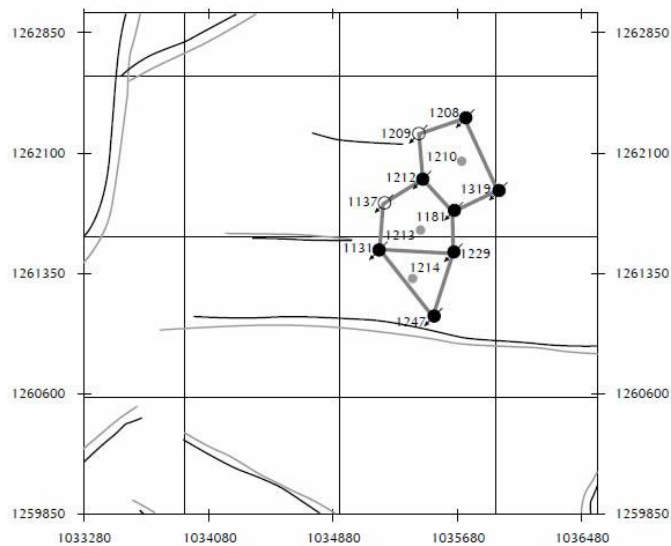
3.2.3. Gas Natural Combustible. Gas natural utilizado por las operadoras para la generación de energía en sus operaciones de producción y refinación, los cuales son transportados por red según se observa en las siguientes imagenes.

Figura 7. Red de explotación y distribución – plano de ubicación de los pozos, y de los oleoductos



Fuente: GONZÁLEZ Santiago y IDROBO Eduardo A. caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos.

Figura 8. Muestra de red entre pozos



Fuente: GONZÁLEZ Santiago y IDROBO Eduardo A. caracterización dinámica de yacimientos estratigráficamente complejos usando algoritmos genéticos.

3.3. ESTRUCTURA DEL SERVICIO DE ENERGÍA

El proveedor de servicio de energía eléctrica al campo la Cira Infantas es la empresa ISAGEN de origen colombiano, dedicada a la generación de energía, la comercialización de soluciones energéticas y el desarrollo de proyectos de generación, vinculada al Ministerio de Minas y Energía de Colombia. Su sede principal está ubicada en Medellín y tiene oficinas regionales en Bogotá, Cali y Barranquilla.

Es la tercera generadora del país con una participación del 16% en el Sistema Interconectado Nacional. Cuenta con una capacidad instalada de 2.212 megavatios (MW) distribuida en cinco centrales hidroeléctricas, una térmica y 150 MW adicionales, producto de la interconexión con Venezuela.

El tipo de generación energética de la que se surte la Cira Infantas es hidroeléctrica la cual es transmitida de la obtención en la hidroeléctrica Sogamoso.

Una central hidroeléctrica como Sogamoso, es aquella que se utiliza para la generación de energía eléctrica mediante el aprovechamiento de la energía potencial del agua embalsada en una presa situada a más alto nivel que la central. El agua se lleva por una tubería de descarga a la sala de máquinas de la central, donde mediante enormes turbinas hidráulicas se produce la electricidad en alternadores. Las dos características principales de una central hidroeléctrica, desde el punto de vista de su capacidad de generación de electricidad son:

La potencia, que es función del desnivel existente entre el nivel medio del embalse y el nivel medio de las aguas debajo de la central, y del caudal máximo turbinable, además de las características de la turbina y del generador.

La energía garantizada en un lapso determinado, generalmente un año, que está en función del volumen útil del embalse, de la pluviometría anual y de la potencia instalada, la cual calcula ISAGEN según su infraestructura de producción.

3.3.1. Estaciones y Sub Estaciones. Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Normalmente está dividida en secciones, por lo general 3 principales, y las demás son derivadas, esta estructura es general para todos las redes de conducción.

Las secciones principales son las siguientes:

- Sección de medición.
- Sección para las cuchillas de paso.
- Sección para el interruptor.
- Las secciones derivadas normalmente llevan interruptores, depende de qué tipo, hacia los transformadores.

Como norma general, se puede hablar de subestaciones eléctricas elevadoras, situadas en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, cuya función es elevar el nivel de tensión, hasta 132, 220 o incluso 400 kV, antes de entregar la energía a la red de transporte. Las subestaciones eléctricas reductoras, reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente entre 13,2, 15, 20, 45 ó 66 kV y entregan la energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación reducen los niveles de tensión hasta valores comerciales (baja tensión) aptos para el consumo doméstico e industrial, típicamente 400 V.

3.3.2. Red de Distribución. La Red de Distribución de la Energía Eléctrica o Sistema de Distribución de Energía Eléctrica es la parte del sistema de suministro

eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales (medidor del cliente). Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución en este caso ISAGEN.

Los elementos que conforman la red o sistema de distribución son los siguientes:

Subestación de Distribución: conjunto de elementos (transformadores, interruptores, seccionadores, etc.) cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión (o subtransmisión) hasta niveles de media tensión para su ramificación en múltiples salidas.

Circuito Primario. (Pozos, bombeo, administración, servicios asociados)

Circuito Secundario. (alumbrado público, alojamientos, servicios comunales)

La distribución de la energía eléctrica desde las subestaciones de transformación de la red de transporte se realiza en dos etapas.

La primera está constituida por la red de reparto, que, partiendo de las subestaciones de transformación, reparte la energía, normalmente mediante anillos que rodean los grandes centros de consumo, hasta llegar a las estaciones transformadoras de distribución. Las tensiones utilizadas están comprendidas entre 25 y 132 kV. Intercaladas en estos anillos están las estaciones transformadoras de distribución, encargadas de reducir la tensión desde el nivel de reparto al de distribución en media tensión.

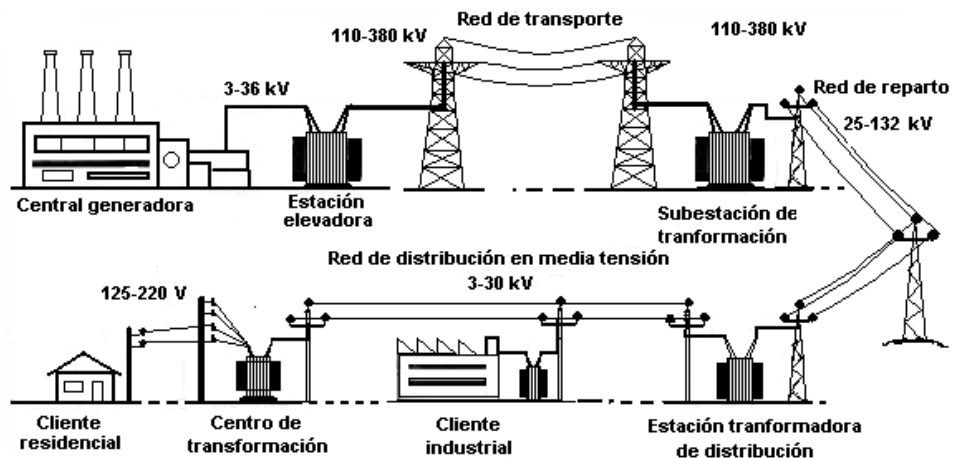
La segunda etapa la constituye la red de distribución propiamente dicha, con tensiones de funcionamiento de 3 a 30 kV y con una característica muy radial. Esta red cubre la superficie de los grandes centros de consumo (población, gran industria, etc.), uniendo las estaciones transformadoras de distribución con los

centros de transformación, que son la última etapa del suministro en media tensión, ya que las tensiones a la salida de estos centros es de baja tensión (125/220 o 220/380 V1).

Las líneas que forman la red de distribución se operan de forma radial, sin que formen mallas, al contrario que las redes de transporte y de reparto. Cuando existe una avería, un dispositivo de protección situado al principio de cada red lo detecta y abre el interruptor que alimenta esta red.

La localización de averías se hace por el método de "prueba y error", dividiendo la red que tiene la avería en dos mitades y energizando una de ellas; a medida que se acota la zona con avería, se devuelve el suministro al resto de la red. Esto ocasiona que en el transcurso de localización se pueden producir varias interrupciones a un mismo usuario de la red.

Figura 9. Diagrama red eléctrica



Fuente: «Redelectrica2». Publicado bajo la licencia CC BY 2.5 vía Wikimedia Commons <https://commons.wikimedia.org/wiki/File:Redelectrica2.png> #/media/File:Redelectrica2.png.

3.3.3. Uso de la Energía Eléctrica

En el campo la Cira infantas, la energía eléctrica tiene tres fines primordiales a saber:

- Abastecimiento de pozos
- Abastecimiento de hogares
- Abastecimiento de instalaciones de administración

El consumo de energía se mide en Kilowatts, de los cuales se requiere 10.000 por hora para el funcionamiento.

El requerimiento de energía eléctrico y el precio actual pagado a ISAGEN se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 1. Precios de energía eléctrico ISAGEN

ITEM	KW	precio isagen	total
energía hora kw	10.000	\$ 200	\$ 2.000.000
energía día kw	240.000	\$ 200	\$ 48.000.000
energía mes kw	7.200.000	\$ 200	\$ 1.440.000.000
energía año kw	86.400.000	\$ 200	\$ 17.280.000.000

El contrato de suministro entre ISAGEN y la Cira Infantas, se compone de una bolsa general de energía eléctrica disponible por hora de 10.000 kw, sean estos usados o no serán cobrados, dicha disponibilidad eléctrica siempre genera excedentes por no uso, que se traduce en erogaciones económicas para la compañía, sin que tengan destino final aprovechable.

precio kilowat kw	\$ 200
energía requerida - 10.000 kw hora	\$ 2.000.000
energía mes - 720 horas	\$ 1.440.000.000

Dentro de las problemáticas presentadas con la red de distribución y la empresa prestadora del servicio, se encuentran fallas en el suministro las cuales se pueden costear de la siguiente forma.

Valor por hora de suministro eléctrico: \$2.000.000

Valor perdido por una hora sin producción: \$ 24.838.333

Barriles día producción promedio: 38.000

Barriles hora: 1583

Precio barril 55 USD

Ingreso dejado de recibir: 87083 USD

Tasa de cambio: 2800 pesos

De tal suerte que las fallas en el suministro se convierten en pérdidas económicas para la Cira Infantas, más aun cuando los eventos terroristas, catástrofes naturales y deterioro de la red, hacen cada vez más probable eventos de pérdida de continuidad en la red y por ende interrupción en el suministro, sin que se cuente con planes de contingencia para atender estas situaciones.

4. TECNOLOGÍA REQUERIDA PARA LA OPERACIÓN DE LA GENERACIÓN ENERGÉTICA PERMANENTE ALIMENTADA POR GAS NATURAL.

Con el objeto de cogenerar energía eléctrica para el campo la Cira Infantas, mediante el uso de generadores de gas natural, se presentan las alternativas técnicas de los equipos e instalaciones requeridas para tal fin.

Las alternativas en el mercado son variadas, pero se tomaron en cuenta tres variables para la definición de las potenciales tecnologías a usar.

- Tasa de generación KVA
- Respaldo y servicio técnico en Colombia
- Tipo de enfriamiento y ruido

La primera variable se estableció para una tasa mínima de 250KVA hora por celda.

La segunda variable se estableció, empresa con representación en Colombia y respaldo técnico en partes componentes y servicio.

La tercera variable se estableció por sistema de enfriamiento por agua y Cabina insonorizada.

4.1. FUNCIONAMIENTO DEL GENERADOR

Generadores de energía por gas natural son aparatos que convierten la energía mecánica en energía eléctrica. La energía mecánica, a su vez, se produce a partir de las turbinas de combustión de gas.

El funcionamiento de los generadores eléctricos se basa en el fenómeno de inducción electromagnética: cuando un conductor hace un movimiento relativo hacia el campo magnético, se induce el voltaje en el conductor. Particularmente, si una bobina está girando en un campo magnético, significa que las dos caras de la turbina se mueven en direcciones opuestas y se añaden los voltajes inducidos a cada lado. Numéricamente, el valor instantáneo del voltaje final (denominado fuerza electromotriz **–emf–**) es igual al resto del índice de cambio del flujo magnético Φ veces el nombre de vueltas de la bobina: $V = -N \cdot \Delta\Phi / \Delta t$. Esta relación se ha encontrado experimentalmente y hace referencia a la Ley de Faraday. El símbolo “menos” es por la ley de Lenz, que indica que la dirección de **emf** es tal que el campo magnético de la corriente inducida se opone al cambio en el flujo que produce esta **emf**. La ley de Lenz está relacionada con la conservación de energía.

Como la frecuencia de flujo magnético cambia a través de la bobina que gira en una frecuencia constante que varía de forma sinusoidal con la rotación, el voltaje generado a las terminales de la bobina también es sinusoidal (CA). Si un circuito externo se conecta a las terminales de bobina, este voltaje creará corriente a través de este circuito, que será energía que se transferirá a la carga. Por lo tanto, la energía mecánica que hace rotar la bobina se convierte en energía eléctrica.

La corriente de la carga, a su vez, crea un campo magnético que se opone al cambio del flujo de la bobina, por lo tanto, la bobina se opone al movimiento. Como más alta sea la corriente, más grande debe de ser la fuerza que se tiene que aplicar a la armadura para evitar que se ralentice.

4.2. ALTERNATIVAS DE GENERACIÓN

Se encontraron dos opciones que cumplen con los criterios establecidos anteriormente.

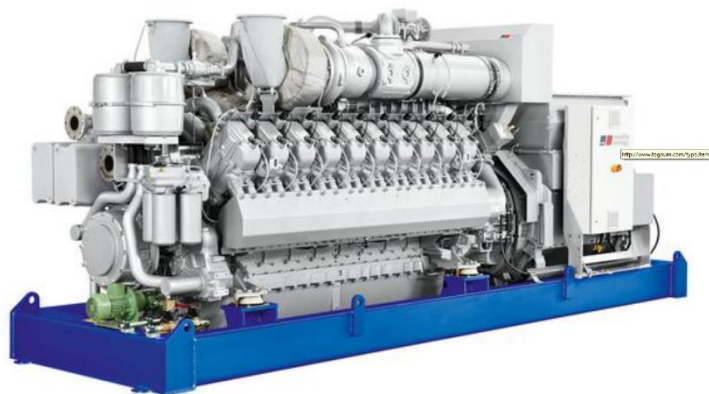
El primero de ellos un Generador marca SDMO con las siguientes especificaciones: (ver anexo A)

Tabla 2. Especificaciones técnicas generador SDMO

Potencia				Rendimiento			Motor				
Tipo de grupo	Combustible kWh PCI	Térmica kW 70/90°C	*Eléctrica kWe Alternador	Térmico %	*Eléctrico %	Global %	Tipo de motor	Diámetro mm	Carrera mm	Cilindrada Litros	Número de cilindros
GXC1200	2845	1313	1159	45,67	40,3	85,99	12V4000L62	170	210	57,2	12 V
GXC1550	3811	1746	1554	45,81	40,77	86,58	16V4000L62	170	210	76,27	16 V
GXC1950	4800	2224	1936	46,33	40,33	86,67	20V4000L62	170	210	95,32	20 V

**Potencia en bornes del alternador bajo $\cos \phi$ 0,9 – variable en función del rendimiento del alternador utilizado.
Condición de servicio COP conforme a ISO 8528/1 y condiciones de referencias conforme a ISO 3046/1
Consúltennos en caso de potencias superiores
Índice de metano Mz > 70*

Figura 10. fotografía de referencia de generador SDMO



La segunda alternativa es un generador Marca Generac, con las siguientes especificaciones: (ver anexo B)



Figura 11. Diagrama de referencia generador Generac

14.2L

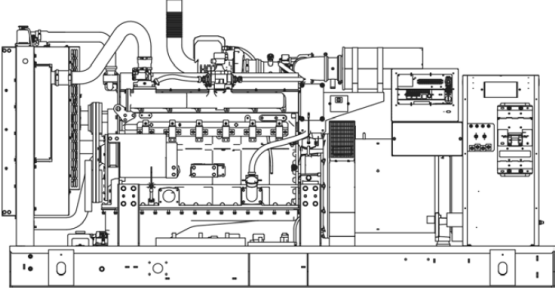
EPA Certified Stationary Emergency

Standby Power Rating
250 kW 313 kVA 60 Hz

Prime Power Rating*
225 kW 281 kVA 60 Hz

*Built in the USA using domestic and foreign parts



*EPA Certified Prime ratings are not available in the U.S. or its Territories
Image used for illustration purposes only

Codes and Standards

| Powering Ahead

Tabla 3. Especificaciones técnicas generador Generac

ENGINE SPECIFICATIONS

General

Make	Generac
Cylinder #	6
Type	In-line
Displacement - L (Cu In)	14.17 (864.71)
Bore - mm (in)	135 (5.31)
Stroke - mm (in)	165 (6.50)
Compression Ratio	9.5:1
Intake Air Method	Turbocharged/Aftercooled
Number of Main Bearings	7
Connecting Rods	Carbon Steel
Cylinder Head	Cast Iron GT250, OHV
Cylinder Liners	Ductile Iron
Ignition	Altronic CD1
Pistons	Aluminum
Crankshaft	Ductile Iron
Lifter Type	Solid
Intake Valve Material	Special Heat-Resistant Steel
Exhaust Valve Material	Alloy Steel, High Temp
Hardened Valve Seats	Alloy Steel, High Temp

Engine Governing

Governor	Electronic
Frequency Regulation (Steady State)	+/- 0.25%

Lubrication System

Oil Pump Type	Gear
Oil Filter Type	Full-flow Cartridge
Crankcase Capacity - L (qts)	34.3 (36.2)

Cooling System

Cooling System Type	Pressurized Closed Recovery
Water Pump Flow - gpm (lpm)	94 (356)
Fan Type	Pusher
Fan Speed (rpm)	1894
Fan Diameter mm (in)	762 (30)
Coolant Heater Wattage	2000
Coolant Heater Standard Voltage	240 V

Fuel System

Fuel Type	Natural Gas
Carburetor	Down Draft
Secondary Fuel Regulator	Standard
Fuel Shut Off Solenoid	Standard (Dual)
Operating Fuel Pressure (Standard)	7" - 11" H ₂ O

Engine Electrical System

System Voltage	24 VDC
Battery Charging Alternator	Standard
Battery Size	See Battery Index 0161970SBY
Battery Voltage	(2) 12 VDC
Ground Polarity	Negative

Analizadas las dos opciones, se selecciona la segunda, por la especificación técnica de potencia y el rendimiento de KW por unidad de metro cubico de gas usado.

La expectativa de vida del generador es de 20 años a trabajo continuo, después de los cuales debe ser realizado un mantenimiento general y repotenciación para obtener la misma tasa de generación.

Teniendo en cuenta que la generación eléctrica de cada unidad es de 250kw hora, se deben presentar 2 celdas como unidad de generación para obtener 500 kw, equivalentes al 5% de lo requerido por hora para la Cira infantas.

Ver anexo 2 de las especificaciones técnicas totales y dimensiones del generador seleccionado.

5. IDENTIFICACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO Y ALTERNATIVAS DE FINANCIACIÓN

Ante la complejidad del proceso de la cogeneración energética, se presentan 5 escenarios de cogeneración, el primero de ellos concebido como la línea de base (momento actual) en el cual todo el suministro eléctrico se realiza por la red de ISAGEN y el porcentaje de cogeneración interna de la Cira Infantas es de cero, un segundo escenario en el que la cogeneración es del cinco por ciento (5%) por la Cira Infantas y el 95 % por la red de ISAGEN, el tercer escenario presenta un cogeneración del diez por ciento (10%), el cuarto escenario es para una cogeneración del quince por ciento (15%) y el quinto y último escenario plantea un cogeneración del veinte por ciento (20%).

El porcentaje de cogeneración de cada escenario está determinado por la capacidad de cada par de celdas (500 Kw) de los generadores seleccionados en el apartado anterior.

Tabla 4. Escenarios de cogeneración eléctrica

ESCENARIOS DE COGENERACION	PORCENTAJE DE GENERACION ELECTRICA	
	ISAGEN	CELDA GAS NATURAL
PRIMER ESCENARIO	100%	0%
SEGUNDO ESCENARIO	95%	5%
TERCER ESCENARIO	90%	10%
CUARTO ESCENARIO	85%	15%
QUINTO ESCENARIO	80%	20%

Cada uno de estos escenarios presenta un valor diferente en las inversiones requeridas, así como una estructura de costos y operación diferentes, con el objetivo de determinar mediante comparación de resultados, la alternativa más viable desde la óptica económica y operativa.

En los escenarios el valor porcentual de la cogeneración se traduce en kilowatts de energía generada de la siguiente forma.

Tabla 5. KW de electricidad por escenario

ESCENARIOS DE COGENERACION	KW GENERACION ELECTRICA	
	ISAGEN	CELDA GAS NATURAL
PRIMER ESCENARIO	86.400.000	-
SEGUNDO ESCENARIO	82.080.000	4.320.000
TERCER ESCENARIO	77.760.000	8.640.000
CUARTO ESCENARIO	73.440.000	12.960.000
QUINTO ESCENARIO	69.120.000	17.280.000

Para la operación de generación eléctrica por gas natural se requieren las siguientes cantidades de celdas según el porcentaje de generación (escenario).

Tabla 6. Requerimiento de celdas por escenario

ESCENARIOS DE COGENERACION	KW GENERADOS HORA	CANTIDAD DE CELDAS REQUERIDAS
	CELDA GAS NATURAL	
PRIMER ESCENARIO	-	0
SEGUNDO ESCENARIO	500	2
TERCER ESCENARIO	1.000	4
CUARTO ESCENARIO	1.500	6
QUINTO ESCENARIO	2.000	8

5.1. COSTOS DE PROYECTO POR ALTERNATIVAS

Una vez establecidos los escenarios, se procede al cálculo de los costos de cada uno de los escenarios, teniendo en cuenta la cantidad de celdas y el sistema de conducción necesario para su montaje.

El primer escenario no presenta costos de proyecto, ya que estos se encuentran cubiertos por el operador actual ISAGEN, por lo cual no presentaría erogaciones

diferentes a las ya establecidas como el pago por el servicio de suministro de electricidad, que asciende a la suma de \$17.280.000.000= pesos anuales.

En el segundo escenario se requieren dos celdas generadoras de anergia alimentadas por gas natural, para alcanzar el 5% de cogeneración establecido para el mismo.

Tabla 7. Inversión de puesta en marcha escenario 2

ESCENARIO DOS						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	10	Tubería	\$ 74.128	\$ 741.280
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	15	Tubería	\$ 118.305	\$ 1.774.575
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	35	Tubería	\$ 163.707	\$ 5.729.745
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	2	Global	\$ 684.671.200	\$ 1.369.342.400
TOTAL						\$ 1.377.588.000

En el tercer escenario se requieren 4 celdas generadoras y mayor cantidad de tuberías de conducción.

Tabla 8. Inversión de puesta en marcha escenario 3

ESCENARIO TRES						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	20	Tubería	\$ 74.128	\$ 1.482.560
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	25	Tubería	\$ 118.305	\$ 2.957.625
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	42	Tubería	\$ 163.707	\$ 6.875.694
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	4	Global	\$ 684.671.200	\$ 2.738.684.800
TOTAL						\$ 2.750.000.679

En el cuarto escenario se hacen necesarias 6 celdas de generación y por ende una mayor envergadura del sistema de conducción.

Tabla 9. Inversión de puesta en marcha escenario 4

ESCENARIO CUATRO						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	30	Tubería	\$ 74.128	\$ 2.223.840
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	35	Tubería	\$ 118.305	\$ 4.140.675
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	52	Tubería	\$ 163.707	\$ 8.512.764
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	6	Global	\$ 684.671.200	\$ 4.108.027.200
TOTAL						\$ 4.122.904.479

Finalmente en el quinto escenario el requerimiento de celdas de es 8 unidades y una red más extensa de conducción.

Tabla 10. Inversión de puesta en marcha escenario 5

ESCENARIO CINCO						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	40	Tubería	\$ 74.128	\$ 2.965.120
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	45	Tubería	\$ 118.305	\$ 5.323.725
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	62	Tubería	\$ 163.707	\$ 10.149.834
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	8	Global	\$ 684.671.200	\$ 5.477.369.600
TOTAL						\$ 5.495.808.279

El resultado comparativo de las inversiones de maquinaria y equipo requerido para los cuatro escenarios, inicia en los 1.377.588.000 pesos en el segundo escenario 5% de cogeneración y ha vasta 5.495.808.279 pesos para el quinto escenario.

Tabla 11. Comparativo de inversiones por escenario

ITEM	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
MAQUINARIA Y EQUIPO	\$ 1,377,588,000	\$ 2,750,000,679	\$ 4,122,904,479	\$ 5,495,808,279

La determinación del precio de los generadores se efectuó según el valor de dólares del mismo, convertidos a pesos según la TRM del día.

valor del cada generador en dolares 16/03/2015	USD 257,238.52
trm a 16 de marzo de 2015	2661.52
valor de generado en pesos	\$ 684,645,476

Sumado a los valores antes expuestos, se den incluir en el costo de la puesta en marcha de cada uno de los escenarios otros rubros como el terreno, las obras civiles, las obras eléctricas y las obras mecánicas, las cuales son estándar para todos los casos ya que se basan en un estructura modular donde, se pueda ampliar la generación, por lo cual la única variable dentro de estas es la maquinaria y equipo.

Tabla 12. Detalle de las inversiones de puesta en marcha por escenario

DETALLE DE LOS COSTOS DE PUESTA EN MARCHA				
	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
TERRENO	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000
OBRAS CIVILES	\$ 2.400.000.000	\$ 2.400.000.000	\$ 2.400.000.000	\$ 2.400.000.000
MAQUINARIA Y EQUIPO	\$ 1.377.588.000	\$ 2.750.000.679	\$ 4.122.904.479	\$ 5.495.808.279
OBRAS ELECTRICAS	\$ 800.000.000	\$ 800.000.000	\$ 800.000.000	\$ 800.000.000
OBRAS MECANICAS	\$ 250.000.000	\$ 250.000.000	\$ 250.000.000	\$ 250.000.000
TOTAL	\$ 5.427.588.000	\$ 6.800.000.679	\$ 8.172.904.479	\$ 9.545.808.279

NOTA. El presupuesto de la puesta en marcha es para un equipo de generacion electrica con capacidad de hasta 2 mw hora es decir, hasta el 20% del consumo hora del campo la cira infantas (cada celda de coogeneracion son 250 kw)

Una vez establecidos las inversiones totales para la puesta en marcha de los cuatro escenarios evaluados, se procede a incluir dentro del análisis de costos el valor del mantenimiento anual.

Tabla 13. Detalle de los costos asociados por escenario

GASTOS ASOCIADOS				
ITEM	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
MANTENIMIENTO ANNUAL	\$ 54.275.880	\$ 68.000.007	\$ 81.729.045	\$ 95.458.083
DEPRECIACION	\$ 271.379.400	\$ 340.000.034	\$ 408.645.224	\$ 477.290.414

El valor del mantenimiento anual esta dado como una proporción del valor de la cogeneración y se compone de tres ítems básicos, el personal, los suministros y los materiales y repuestos y la depreciación es el valor depreciable a 20 años.

Tabla 14. Detalle de los costos de mantenimiento por escenario

DETALLE DE LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO Y REPARACIONES				
ITEM	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
PERSONAL	\$ 27.137.940	\$ 34.000.003	\$ 40.864.522	\$ 47.729.041
SUMINISTROS	\$ 10.855.176	\$ 13.600.001	\$ 16.345.809	\$ 19.091.617
MATERIALES Y REPUESTOS	\$ 16.282.764	\$ 20.400.002	\$ 24.518.713	\$ 28.637.425
TOTAL	\$ 54.275.880	\$ 68.000.007	\$ 81.729.045	\$ 95.458.083

Todos los valores y precios de cálculo se basan en el precio del dólar en Colombia (TRM), a 16 de marzo de 2015, el cual era de 2.661,52 pesos por cada dólar norte americano.

Teniendo de presente el costo proyectado para la generación de un kw de energía por medio de la cogeneración con gas natural es de 103 pesos, los cuales se determinan con la siguiente participación interna de factores.

Tabla 15. Detalle de los costos de generación por KW

ITEM	VALOR (PESOS)
= PRECIO POR KW GENERADO	103
+ COSTO GAS	90,64
+ COSTO TRANSPORTE	7,21
+ COSTOS DE OPERACION	5,15

Las variables a tener en cuenta en el proceso de la cogeneración por gas natural son el precio del metro cubico de gas por ser el mayor aportante a la estructura de costos de la operación de generación y la segunda variable es la tasa de rendimiento del combustible medido en Kw generados.

Como ejemplo se plantea el caso del segundo escenario con una cogeneración de 5% que equivale a 17.280.000 Kw año, para lo cual se hacen necesarios 1.324.715 metros cúbicos de gas para lograrlo.

precio metro 3 de gas	1186.25
precio gas por kw	90.94
un mt3 produce 13 kws de energia	13.044
para producir los kw año requeridos	17,280,000
se requieren metros 3 de gas	1,324,715

Estos valores se usan como guarismo de cálculo del costo de la cogeneración de energía eléctrica, desde su principal insumo: el precio del Gas natural usado para generar los kilowatts de cada escenario y así poder conocer la participación del combustible en los costos de cogeneración.

5.2. ALTERNATIVAS DE FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

Una vez establecidos los escenarios y el costo de puesta en marcha de cada uno de ellos, (ver tabla 10) se procede a establecer las alternativas para financiar los mismos.

La primera alternativa es la obtención de un crédito bancario para sufragar los costos, esta alternativa mantiene fijo el periodo del crédito en 10 años para todos los casos, así como una tasa de interés del 19.37% efectivo anual según tasa de colocación del 16 de marzo de 2015.

La segunda alternativa propuesta es la financiación con recursos propios de la entidad, toda vez que esta cuenta con la estructura financiera suficiente para soportar el proyecto, como costo de oportunidad se estableció el 4.42% según el DTF a 16 de marzo de 2015, en el entendido que sería la opción de comparación de la ubicación de los recursos en el mercado financiero básico.

Tabla 16. Alternativas de financiación

ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	
1	Credito bancario
2	Recursos Propios

Para el primer escenario no se realiza análisis de financiación ya que esta es la línea de base en la cual no se presenta cogeneración energética por parte de la Cira infantas.

Tabla 17. Variables del escenario 2

ESCENARIO 2 - 5%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 5.427.588.000
VALOR CUOTA	\$ 1.267.013.433
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 7.242.546.332
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 12.670.134.332,00

En el segundo escenario (cogeneración del 5%) el valor del crédito (capital) es igual a valor total de las inversiones requeridas para el escenario 2 , financiando el proyecto mediante crédito bancario, se aumentaría el valor del proyecto en 7.242.546.332 millones de pesos explicados por los intereses generados.

Los cálculos del valor del crédito y la amortización del mismo, presentan los siguientes datos.

Tabla 18. Datos financiación del escenario 2

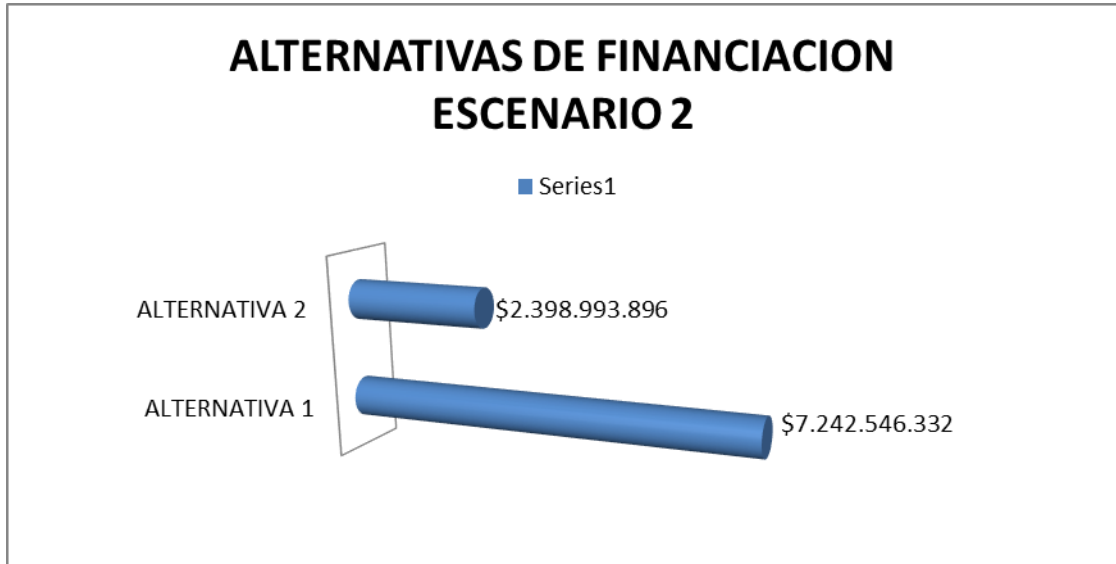
ESCENARIO 2 - 5%					
DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO		Años	PERIODOS AL AÑO		1
TASA BASE DE INFORMACIÓN		Periódica	Tasa anual		19.37%
TASA DE INTERES	ANUAL	19.37%	Tasa efectiva anual		19.37%
CAPITAL		5,427,588	CUOTA FIJA		\$0.00
NUMERO DE PERIODOS		10	FACTOR		\$ (0.23343950)
TABLA DE AMORTIZACION					
AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	5,427,588	1,267,013	1,051,324	215,690	5,211,898
2	5,211,898	1,267,013	1,009,545	257,469	4,954,430
3	4,954,430	1,267,013	959,673	307,340	4,647,089
4	4,647,089	1,267,013	900,141	366,872	4,280,217
5	4,280,217	1,267,013	829,078	437,935	3,842,282
6	3,842,282	1,267,013	744,250	522,763	3,319,518
7	3,319,518	1,267,013	642,991	624,023	2,695,495
8	2,695,495	1,267,013	522,117	744,896	1,950,599
9	1,950,599	1,267,013	377,831	889,182	1,061,417
10	1,061,417	1,267,013	205,596	1,061,417	(0)
	TOTALES	12,670,134	7,242,546	5,427,588	

La segunda alternativa para financiar el proyecto mediante el uso de recursos propios, presenta un costo de oportunidad del mismo de 2.398.993.896 pesos, según la tasa de captación bancaria, este costo de oportunidad se calcula multiplicando el capital por la tasa del costo de oportunidad y este resultado se multiplica a su vez por el plazo de ejecución (10 años).

Tabla 19. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 2

ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 5.427.588.000
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 2.398.993.896

Grafica 1. Alternativas de financiación escenario 2



Grafica 2. Variables del escenario 3

ESCENARIO 3 - 10%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 6.800.000.679
VALOR CUOTA	\$ 1.587.388.001
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 9.073.881.005
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 15.873.880.006

En el tercer escenario (cogeneración del 10%), financiando el proyecto mediante crédito bancario, se aumentaría el valor del proyecto en 9.073.881.005 millones de pesos explicados por los intereses generados.

Los cálculos del valor del crédito y la amortización del mismo, presentan los siguientes datos.

Tabla 20. Datos financiación del escenario 3

ESCENARIO 3 - 10%					
DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO	Años		PERIODOS AL AÑO	1	
TASA BASE DE INFORMACIÓN	Periódica		Tasa anual	19,37%	
TASA DE INTERES	ANUAL	19,37%	Tasa efectiva anual	19,37%	
CAPITAL	6.800.000.000		CUOTA FIJA	\$ 295.258.015,80	
NUMERO DE PERIODOS	10		FACTOR	\$ (0,23343950)	
TABLA DE AMORTIZACION					
AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	6.800.000.000	1.587.388.001	1.317.160.000	270.228.001	6.529.771.000
2	6.529.771.000	1.587.388.001	1.264.816.001	322.571.001	6.207.199.001
3	6.207.199.001	1.587.388.001	1.202.334.001	385.054.000	5.822.145.000
4	5.822.145.000	1.587.388.001	1.127.749.001	459.639.000	5.362.506.000
5	5.362.506.000	1.587.388.001	1.038.717.000	548.671.000	4.813.835.000
6	4.813.835.000	1.587.388.001	932.439.001	654.948.001	4.158.886.001
7	4.158.886.001	1.587.388.001	805.576.000	781.812.000	3.377.074.000
8	3.377.074.000	1.587.388.001	654.139.000	933.249.000	2.443.825.000
9	2.443.825.000	1.587.388.001	473.368.001	1.114.019.001	1.329.805.000
10	1.329.805.000	1.587.388.001	257.583.000	1.329.805.000	0
TOTALES		15.873.880.006	9.073.881.005	6.799.996.004	

La segunda alternativa para financiar el proyecto mediante el uso de recursos propios, presenta un costo de oportunidad del mismo de 3.005.600.300 pesos, según la tasa de captación bancaria.

Tabla 21. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 3

ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 6.800.000.679
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 3.005.600.300

Grafica 3. Alternativas de financiación escenario 3

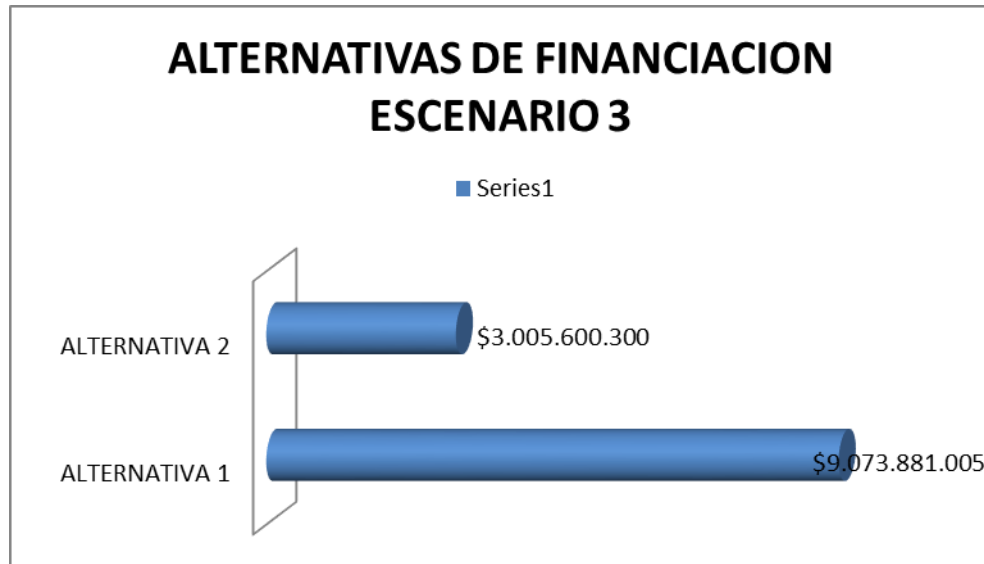


Tabla 22. Variables del escenario 4

ESCENARIO 4 - 15%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 8.172.904.479
VALOR CUOTA	\$ 1.907.878.630
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 10.905.882.297
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 19.078.786.297,44

En el cuarto escenario (cogeneración del 15%), financiando el proyecto mediante crédito bancario, se aumentaría el valor del proyecto en 10.905.882.297 millones de pesos explicados por los intereses generados.

Los cálculos del valor del crédito y la amortización del mismo, presentan los siguientes datos.

Tabla 23. Datos financiación del escenario 4

ESCENARIO 4 - 15%					
DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO		Años		PERIODOS AL AÑO	1
TASA BASE DE INFORMACIÓN		Periódica		Tasa anual	19.37%
TASA DE INTERES	ANUAL	19.37%		Tasa efectiva anual	19.37%
CAPITAL		8,172,904		CUOTA FIJA	\$0.00
NUMERO DE PERIODOS		10		FACTOR	\$ (0.23343950)
TABLA DE AMORTIZACION					
AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	8,172,904	1,907,879	1,583,092	324,787	7,848,117
2	7,848,117	1,907,879	1,520,180	387,698	7,460,418
3	7,460,418	1,907,879	1,445,083	462,796	6,997,623
4	6,997,623	1,907,879	1,355,440	552,439	6,445,184
5	6,445,184	1,907,879	1,248,432	659,447	5,785,737
6	5,785,737	1,907,879	1,120,697	787,181	4,998,556
7	4,998,556	1,907,879	968,220	939,658	4,058,898
8	4,058,898	1,907,879	786,208	1,121,670	2,937,228
9	2,937,228	1,907,879	568,941	1,338,938	1,598,290
10	1,598,290	1,907,879	309,589	1,598,290	(0)
	TOTALES	19,078,786	10,905,882	8,172,904	

La segunda alternativa para financiar el proyecto mediante el uso de recursos propios, presenta un costo de oportunidad del mismo de 3.612.423.780 pesos, según la tasa de captación bancaria.

Tabla 24. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 4

ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 8.172.904.479
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 3.612.423.780

Grafica 4. Alternativas de financiación escenario 4

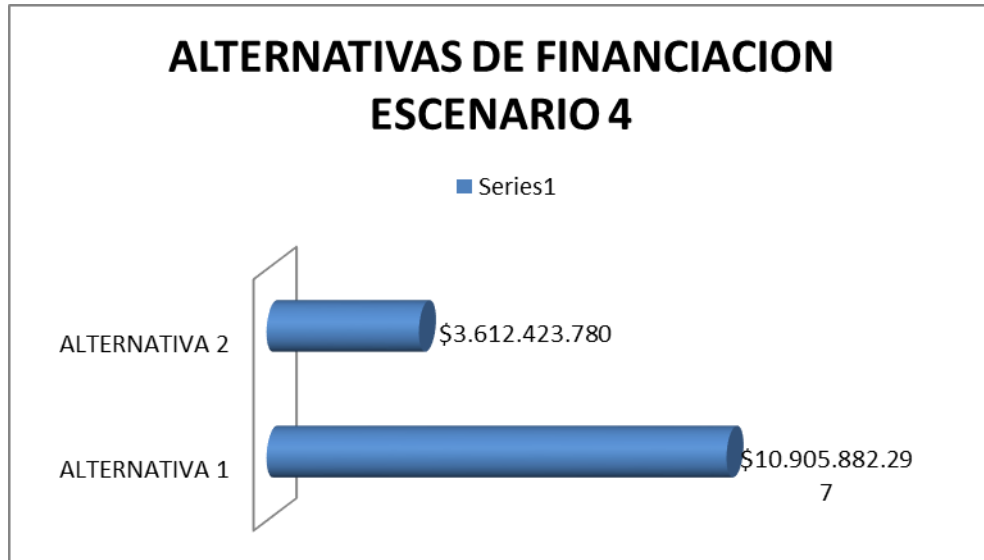


Tabla 25. Variables del escenario 5

ESCENARIO 5 - 20%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 9.545.808.279
VALOR CUOTA	\$ 2.228.368.654
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 12.737.878.541
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 22.283.686.541,33

En el quinto escenario (cogeneración del 20%), financiando el proyecto mediante crédito bancario, se aumentaría el valor del proyecto en 7.242.546.332 millones de pesos explicados por los intereses generados.

Los cálculos del valor del crédito y la amortización del mismo, presentan los siguientes datos.

Tabla 26. Datos financiación del escenario 5

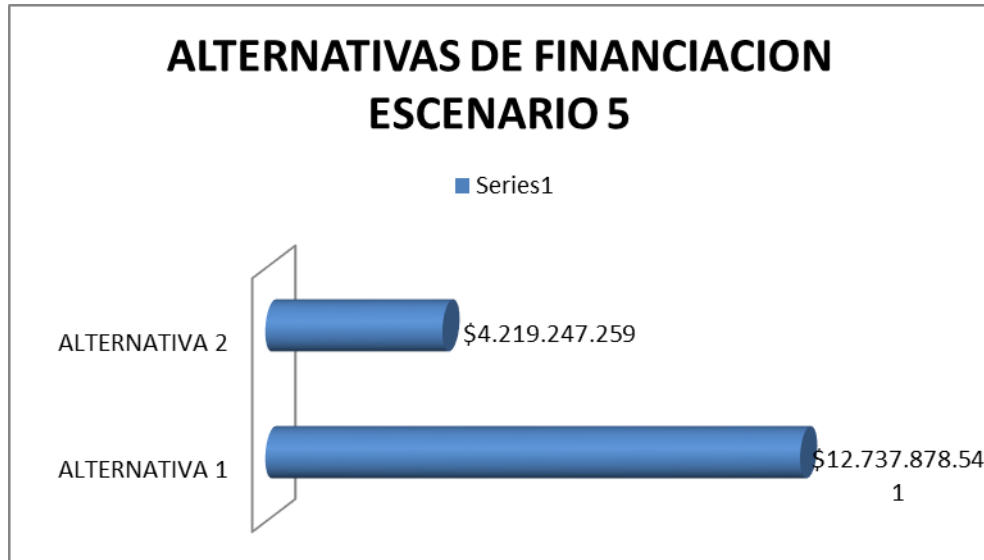
ESCENARIO 5 - 20%					
DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO	Años		PERIODOS AL AÑO		1
TASA BASE DE INFORMACIÓN	Periódica		Tasa anual	19.37%	
TASA DE INTERES	ANUAL	19.37%	Tasa efectiva anual	19.37%	
CAPITAL	9,545,808		CUOTA FIJA		\$0.00
NUMERO DE PERIODOS	10		FACTOR	\$ (0.23343950)	
TABLA DE AMORTIZACION					
AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	9,545,808	2,228,369	1,849,023	379,346	9,166,462
2	9,166,462	2,228,369	1,775,544	452,825	8,713,637
3	8,713,637	2,228,369	1,687,832	540,537	8,173,100
4	8,173,100	2,228,369	1,583,130	645,239	7,527,861
5	7,527,861	2,228,369	1,458,147	770,222	6,757,639
6	6,757,639	2,228,369	1,308,955	919,414	5,838,225
7	5,838,225	2,228,369	1,130,864	1,097,504	4,740,721
8	4,740,721	2,228,369	918,278	1,310,091	3,430,630
9	3,430,630	2,228,369	664,513	1,563,856	1,866,774
10	1,866,774	2,228,369	361,594	1,866,774	(0)
	TOTALES	22,283,687	12,737,879	9,545,808	

La segunda alternativa para financiar el proyecto mediante el uso de recursos propios, presenta un costo de oportunidad del mismo de 4.219.247.256 pesos, según la tasa de captación bancaria.

Tabla 27. Resultados alternativa 2 de financiación del escenario 5

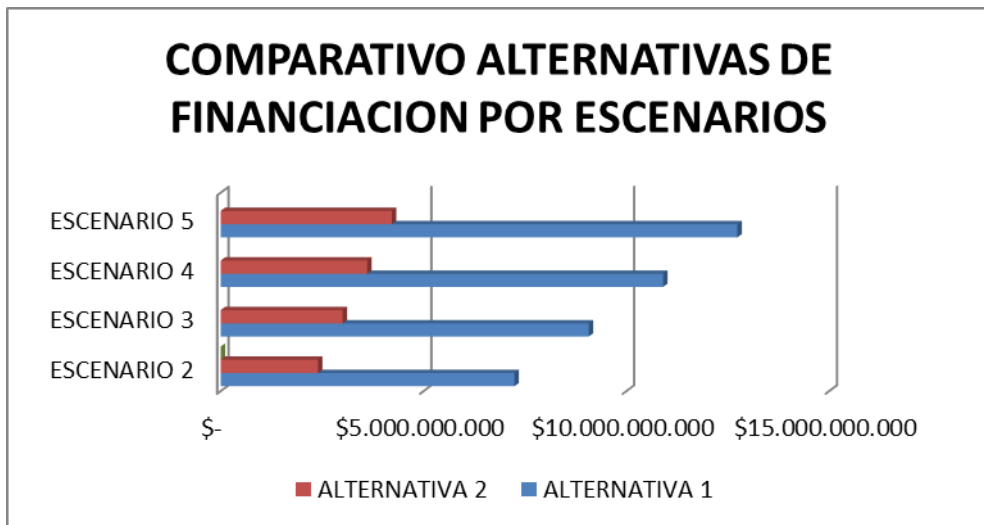
ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 9.545.808.279
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 4.219.247.259

Grafica 5. Alternativas de financiación escenario 5



Una vez establecidas las dos alternativas de financiación del proyecto para cada escenario se encuentra que para todos los casos la segunda alternativa (recursos propios) es la más adecuada por el menor valor necesario para ejecutar el proyecto.

Grafica 6. Comparativos de alternativas de financiación por escenarios



El gráfico evidencia el menor valor de la alternativa seleccionada, sobre la cual se elaborará el análisis financiero del proyecto y su proyección de ejecución.

En esta etapa del análisis solo se tiene en cuenta el costo de la financiación del proyecto y no los resultados financieros de su puesta en marcha.

Tabla 28. Resumen de escenarios y alternativas de financiación

ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
ALTERNATIVA 1	\$ 7.242.546.332	\$ 9.073.881.005	\$ 10.905.882.297	\$ 12.737.878.541
ALTERNATIVA 2	\$ 2.398.993.896	\$ 3.005.600.300	\$ 3.612.423.780	\$ 4.219.247.259

6. IMPACTOS AMBIENTALES Y SOCIALES DEL PROYECTO DE COGENERACIÓN ELÉCTRICA

Dentro del proyecto se encuentran dos tipos de impactos ambientales y sociales, el primero de ellos es propio del mecanismo de generación eléctrica actual (hidroeléctrica) y el segundo el impartido por la generación mediante equipos de cogeneración alimentados por gas natural.

Se nombran los impactos ambientales y sociales por la generación mediante equipos de cogeneración alimentados por gas natural.

Los proyectos de cogeneración requieren mucha mano de obra y ofrecen oportunidades de empleo. La infraestructura puede dar a los pobladores mayor acceso a los mercados para sus productos, escuelas para sus hijos, cuidado de salud y otros servicios sociales. Además, la generación de la energía proporciona una alternativa para la quema de los combustibles fósiles, emisiones atmosféricas, ceniza, desechos radioactivos ni emisiones de CO₂. Si el reservorio es, realmente, una instalación de usos múltiples, es decir, si los diferentes propósitos declarados en el análisis económico no son, mutuamente, inconsistentes.

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización.

Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental está ligada a los pozos en los que el gas natural se encuentra ligado a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de reinyección. En esos casos el gas se considera como

un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

“La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refino del crudo”.

La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: Generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción. Menores emisiones de gases contaminantes (SO₂, CO₂, NO_x y CH₄) por unidad de energía producida.

Las centrales de gas natural pueden funcionar con el llamado ciclo combinado, que permite rendimientos mayores (de hasta un poco más del 50%), lo que todavía haría las centrales que funcionan con este combustible menos contaminantes.

Las tasas de emisión de CO₂ según el tipo de generación energética se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 29. Tasas de emisión de CO₂

Combustible	Emisión de CO₂ Kg./kWh
<u>Gas natural</u>	0,44
<u>Fuel óleo</u>	0,71
<u>Biomasa (leña, madera)</u>	0,82
<u>Carbón</u>	1,45

El gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, etc. y además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

Con base en la metodología de Leopold creada en 1971[1] se puede identificar el impacto inicial del proyecto de cogeneración eléctrica, este método es cualitativo y consiste en generar una Matriz donde se incluye toda la información del proyecto, la cual está conformada por columnas y filas. “En las columnas se representan varias actividades que se hacen durante el proyecto y en las filas se representan los factores ambientales a ser considerados”. Como es un método cualitativo se numeran con dos valores, uno indica la magnitud (de -10 a +10) y el segundo la importancia (de 1 a 10) del impacto de la actividad respecto a cada factor ambiental.

Con este método se consideran los diferentes impactos del proyecto sobre diferentes factores ambientales, además es importante porque ayuda a considerar diferentes alternativas.

A continuación se anexan las actividades las cuales pueden causar impacto ambiental y van en el eje horizontal de la Matriz

Tabla 30. Actividades Leopold

Actividades Leopold en 1971		
ACCIONES	A. Modificación del régimen	a. Alteración de la cobertura vegetal del suelo
		b. Alteración del flujo de agua subterránea
		c. Alteración de patrones de drenaje
		d. Ruido y vibraciones
		e. Generación de polvo y ruido
		f. Pavimentación
	B. Transformación del terreno y construcción	a. Urbanización u oficinas
		b. Sitios y edificios industriales
		c. Caminos y senderos
		d. Líneas de transmisión, gasoductos
		e. Líneas de agua
		f. Corte y relleno
		g. Líneas eléctricas
		h. Barreras, incluyendo cercas
		i. Dragado de canales
	C. Explotación de recursos	a. Excavación de superficie
		b. Excavación del subsuelo
	D. Procesos	a. Generación de energía
		b. Productos químicos
		c. Plantas de procesos de gas
	E. Modificación del terreno	a. Control de erosión
		b. Paisajismo
	F. Recursos	a. Reforestación
		b. Reciclaje de residuos
	G. Cambios en el tráfico	a. Comunicación
		b. Tuberías y conductos forzados
		c. Senderos
		d. Cables
H.	a. Eliminación de basura	

	Emplazamiento y tratamiento de residuos	b. Pozos de petróleo
		c. Agua de enfriamiento industrial
		d. Tanques sépticos, comerciales y domésticos
		e. Lubricantes usados
	I. Tratamientos químicos	a. Floculantes
		b. Secuestran te de H2 S
		c. Odorizador de Gas
		d. Agua con Fenoles
	J. Accidentes de construcción	a. Explosiones
		b. Vertidos y filtraciones
		c. Falla operacional
	K. Otros	a. Basuras arrojadas por la comunidad
		b. Impacto en olores

Posteriormente se anexan las condiciones ambientales, las cuales pueden verse afectadas por las acciones descritas anteriormente, las cuales van en el eje vertical.

Tabla 31. factores Leopold

Factores Leopold en 1971			
FACTORES	A. Características físicas y químicas	1. Tierra	a. Materiales de construcción
			b. Suelos
			c. Forma del terreno
			d. Condiciones físicas únicas
		2. Agua	a. Superficial
			b. Calidad del agua
			c. Temperatura
		3. Atmósfera	a. Calidad del aire (gases, partículas)
			b. Clima (micro, macro)

Factores Leopold en 1971			
			c. Temperatura
		4. Procesos	a. Vías internas
			b. Erosión
			c. Deposición (sedimentación, precipitación)
			d. Compactación y asentamiento
			e. Movimientos de masas de aire
			B. Condiciones biológicas
	b. Arbustos		
	c. Pastos		
	2. Fauna	a. Pájaros	
		b. Animales terrestres, incluyendo reptiles	
		c. Microfauna	
	C. Factores culturales	1. Uso de la tierra	a. Vida silvestre y espacios abiertos
			b. Industrial
		2. Recreación	a. Canchas deportivas
		3. Interés estético y humano	a. Calidad de espacio abierto
			b. Calidad de vida silvestre
			c. Calidad de espacio abierto
		4. Aspectos culturales	a. Patrones culturales (estilo de vida)
			b. Salud y seguridad
c. Empleo			
d. Densidad de población			
5. Facilidades y actividades humanas		a. Estructuras	
		b. Red de transporte	
		c. Redes de servicios	
	d. Manejo de residuos		

Factores Leopold en 1971			
			e. Barreras
			f. Corredores
	D. Relaciones ecológicas		a. Insectos vectores de enfermedades

Al cuantificar los valores en la Matriz tenemos que las acciones que más influyen en el proyecto son:

En la Modificación al régimen o áreas de trabajo la alteración de la capa vegetal y la generación de ruido son acciones que afectan el proyecto de cogeneración. Al intervenir los sistemas existentes y modificar las áreas esta acción genera un impacto ambiental que debe ser cuidadosamente manejado, debe haber soporte técnico para mitigar esos impactos entre otros el uso de los elementos de protección personal y la capacitaciones a los funcionarios que participan en la construcción del proyecto.

Un acción importante durante la ejecución de las actividades de la cogeneraciones la manipulación de productos químicos y la generación eléctrica, afectan factores importantes como el aire, el manejo de residuos, el terreno y el agua. Estos factores ambientales son claves dentro del medio ambiente los cuales deben ser cuidados y en caso de ser necesario racionalizarlos , el uso indebido de ellos genera altos impactos negativos en la parte ecosistema y se deben generar planes de contingencia y prevención para cuidar estos factores ambientales y la conservación de ellos.

Durante el tratamiento de químicos se debe garantizar el cumplimiento de la normatividad vigente ya que acciones no controladas generar impactos irreversibles y además agresivos para la infraestructura y las personas. Se anexa la Matriz generados para estos impactos.

Se enumeran varios aspectos sociales de impacto positivo generado en el proyecto de cogeneración de la Cira infantas, algunos quedaron de forma explicita en la matriz y otros son producto de la experiencia de campo.

Hubo un aumento en la oferta laboral donde se incrementó la contratación de mano de obra y bienes y servicios, generando beneficios a la comunidad el Centro. Al incrementar la oferta laboral se aumenta el poder adquisitivo de las personas y el bienestar social.

Dentro de estas actividades de construcción un factor importante es la Cualificación de la mano de obra no calificada y calificada.

En todas las etapas de la construcción un aspecto positivo social es la construcción y el mejoramiento de las vías, que no solo mejora la movilidad en la región veredal si no también el medio de sacar sus productos a comercializar en los mercados cercanos como Barrancabermeja y lejanos como Bucaramanga.

El proyecto de cogeneración suministrará energía a tres veredas del corregimiento el Centro que tienen una población aproximadamente de 2000 habitantes. La energía es un servicio básico que genera confort y favorece la conservación de alimentos.

Ecopetrol desarrolla varios programas sociales entre los cuales están la Inversión social en sectores como Salud, Educación, Infraestructura, servicios públicos recreación y deporte. Se programaron varios campeonatos inter clubes veredales mejorando la interrelación con las comunidades.

Es importante recalcar que el proyecto de cogeneración no solo ayuda al mejoramiento de la infraestructura vial en las veredas del corregimiento si no también al fortalecimiento de otras líneas económicas del corregimiento como la

prestación de bienes y servicios, y el fortalecimiento de la organización comunitaria, factor clave de la participación ciudadana.

El proyecto de cogeneración también genera impactos negativos como:

Un incremento considerado de la población flotante que ha causado conflictos entre los mismos residentes generando problemas de convivencia social.. La alteración de la dinámica laboral ya que en la actualidad hay actividades que dejaron de desarrollarse tales como labores agrícolas, las cuales son muy importantes dentro la canasta familiar y vida humana.

Un factor importante en lo social es el incremento de construcción de viviendas generando altos impactos ambientales y sociales por el incrementó de basuras y escombros y no contar con la infraestructura necesaria para minimizar el impacto.

La generación de una inflación por falsas expectativas y el aumento en el costo de vida, cambio en las actividades económicas tradicionales, cambios en las costumbres y estilos de vida, conflicto con los propietarios de predios, generación de conflictos comunitarios, Incremento en la calidad de los servicios públicos (Agua y Energía) Vs Incremento poblacional, • modificación en la calidad del aire por material particulado y emisión de gases.

7. ANÁLISIS FINANCIERO DEL PROYECTO Y PUESTA EN MARCHA PARA UN HORIZONTE DE 20 AÑOS EVALUABLE POR DECENIO

Calculados los costos del proyecto según los escenarios y seleccionada la alternativa de financiación, se procede a analizar el proyecto con un horizonte de 50 años de operación evaluables cada decenio, con el fin de conocer el comportamiento del mismo e identificar la rentabilidad, las bondades o desaciertos de cada escenario en el tiempo

Para efectuar dicho análisis se tienen en cuenta 5 variables de cálculo.

- Inversión – por escenario
- Mantenimiento Anual – por escenario
- Inflación proyectada a 10 años
- Inflación proyectada a 20 años
- KW generados – por escenario

Estas variables se insertan como factores de cambio en los valores de cálculo económico, buscando mantener el análisis lo más cercano a la realidad posible.

Dentro del análisis de cada escenario se toman en cuenta el precio de la generación por gas natural y el precio por compra de energía a ISAGEN, ajustándolos año a año según la inflación proyectada.

De igual forma se procede con los egresos por mantenimiento del proyecto los cuales se afectan el tiempo por la misma tasa de inflación proyectada.

Los ingresos al no ser un flujo de efectivo hacia la empresa sino una diferencia entre el gasto histórico calculado por compra de energía contra el valor de la

generación eléctrica propia por gas natural, se tasan como el valor dejado de pagar a ISAGEN por los kW generados con gas natural, menos los costos de dicha generación eléctrica.

Realizada la matriz proyectada se encuentran dos resultados básicos, el primero el flujo de caja del proyecto por año según cada escenario, y el segundo es el resultado neto de la operación, calculado como la diferencia entre los ingresos y los egresos (mantenimiento) por año.

7.1. ANÁLISIS ESCENARIO 2 – COGENERACIÓN 5%

El segundo escenario plantea una cogeneración eléctrica del 5% equivalente a 4.320.000 kW al año, los cuales costarían si se compran a ISAGEN la suma de \$864.000.000 de pesos, pero si estos se generan por a Cira Infantas mediante el aprovechamiento del Gas natural, el costo de generación de esta energía sería de \$444.960.000 pesos, según los datos expresados en la tabla 13 (103 pesos por kw generado por gas natural) y los kw equivalentes para el escenario, presentando una diferencia positiva para la empresa de \$419.040.000 pesos, para el primer año.

Tabla 32. Datos de análisis escenario 2

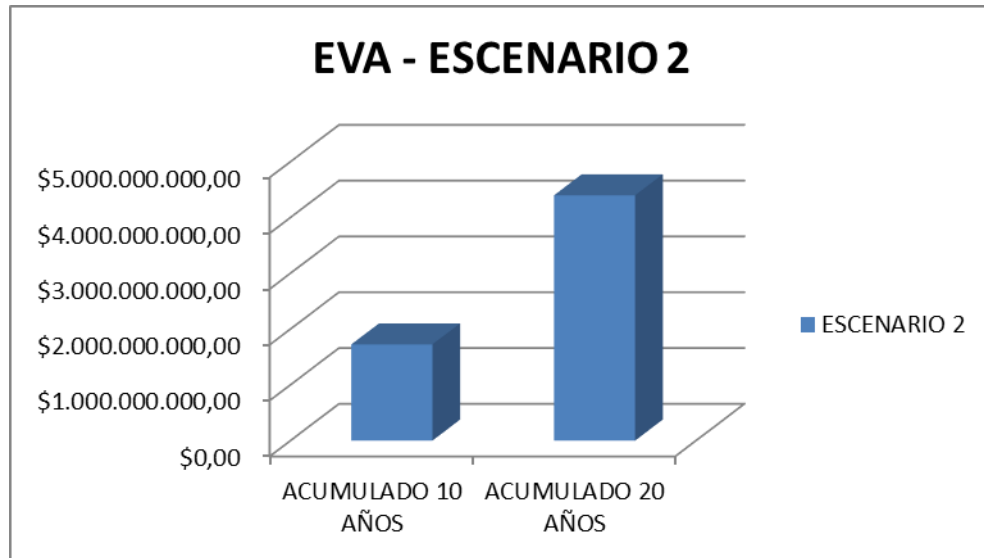
ESCENARIO 2 - 5%					
INVERSION	\$ 5.427.588.000				
MANTENIMIENTO ANNUAL	\$ 54.275.880	\$ 64.527.023	\$ 80.105.083	\$ 92.548.618	\$ 106.925.134
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 271.379.400	\$ 1.356.897.000	\$ 2.713.794.000	\$ 4.070.691.000	\$ 5.427.588.000
INFLACION PROYECTADA 10 AÑOS	4,42%				
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS	2,93%				
KW GENERADOS AÑO	4.320.000				
	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 444.960.000	\$ 529.000.067	\$ 656.710.819	\$ 758.724.373	\$ 876.584.726
VALOR DE ISAGEN	\$ 864.000.000	\$ 1.027.184.596	\$ 1.275.166.640	\$ 1.473.251.209	\$ 1.702.106.264
DIFERENCIA	\$ 419.040.000	\$ 498.184.529	\$ 618.455.820	\$ 714.526.836	\$ 825.521.538
INVERSION	\$ 5.427.588.000	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 54.275.880	\$ 64.527.023	\$ 80.105.083	\$ 92.548.618	\$ 106.925.134
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 419.040.000	\$ 498.184.529	\$ 618.455.820	\$ 714.526.836	\$ 825.521.538
FLUJO DE CAJA	\$ (5.062.823.880)	\$ 433.657.506	\$ 538.350.737	\$ 621.978.219	\$ 718.596.405
RESULTADO NETO	\$ 364.764.120	\$ 433.657.506	\$ 538.350.737	\$ 621.978.219	\$ 718.596.405
COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 239.899.390	\$ 269.275.620	\$ 311.104.933	\$ 359.432.019	\$ 415.266.240
EVA	\$ 124.864.730	\$ 164.381.886	\$ 227.245.804	\$ 262.546.200	\$ 303.330.165

La inversión requerida para poner en marcha este escenario es de \$5.427.588.000 pesos y los gastos de mantenimiento anual ascienden a \$54.275.880 pesos, los cuales deben ser sufragados por los ingresos, medidos como la diferencia en el valor a pagar por la energía eléctrica.

El resultado neto para el primer año es de \$364.764.120 pesos, (obtenido de restar de los ingresos positivos los egresos por mantenimiento de la planta generadora) el cual se compara contra el costo de oportunidad de la inversión, que para este escenario es de \$239.899.390 pesos.

Ante estos resultados encontramos que el EVA es positivo en la suma de \$124.864.730 pesos para el año 1.

Grafica 7. EVA escenario 2



El acumulado del Valor Económico Agregado – EVA (Economic Value Added), medido en decenios, muestra un comportamiento ascendente durante el periodo de análisis, mostrando bondades en el escenario de cogeneración energética del 5%.

Tabla 33. EVA escenario 2

EVA		
ESCENARIOS	ACUMULADO 10 AÑOS	ACUMULADO 20 AÑOS
ESCENARIO 2	\$1.724.321.506,18	\$4.397.141.721,95

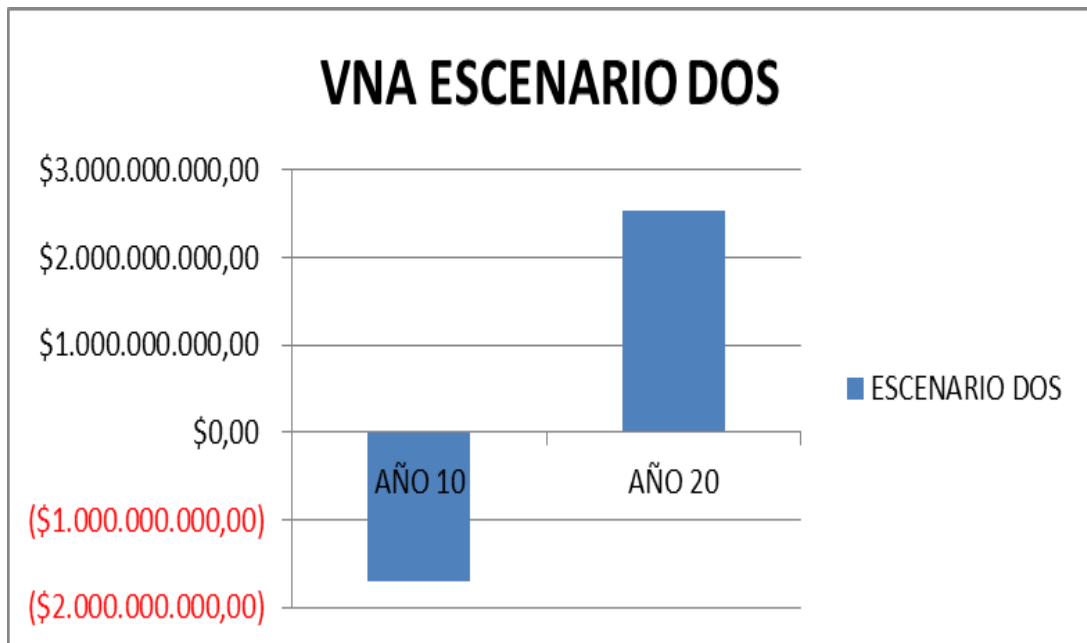
En lo referente al Valor Actual Neto – VNA o valor presente neto que busca conocer el valor del dinero en el momento según los flujos de caja del proyecto, encontrando que para el acumulado del décimo año aún se encuentra en déficit, el cual se supera para el segundo decenio y continua positivo el resto del horizonte del proyecto.

Tabla 34. VNA escenario 2

	VNA
AÑO 10	(\$1.704.603.332,69)
AÑO 20	\$2.543.871.746,41

Se evidencia que este escenario solo genera rendimientos positivos en proyecciones de largo plazo, debido al volumen de la inversión inicial.

Grafica 8. VNA escenario 2



7.2. ANÁLISIS ESCENARIO 3 – COGENERACIÓN 10%

El tercer escenario plantea una cogeneración eléctrica del 10% equivalente a 8.640.000 kw al año, los cuales costarían si se compran a ISAGEN la suma de \$1.728.000.000 de pesos, pero si estos se generan por a Cira Infantas mediante el aprovechamiento del Gas natural, el costo de generación de esta energía sería de

\$889.920.000 pesos, presentando una diferencia positiva para la empresa de \$838.080.000 pesos, para el primer año.

Tabla 35. datos de análisis escenario 3

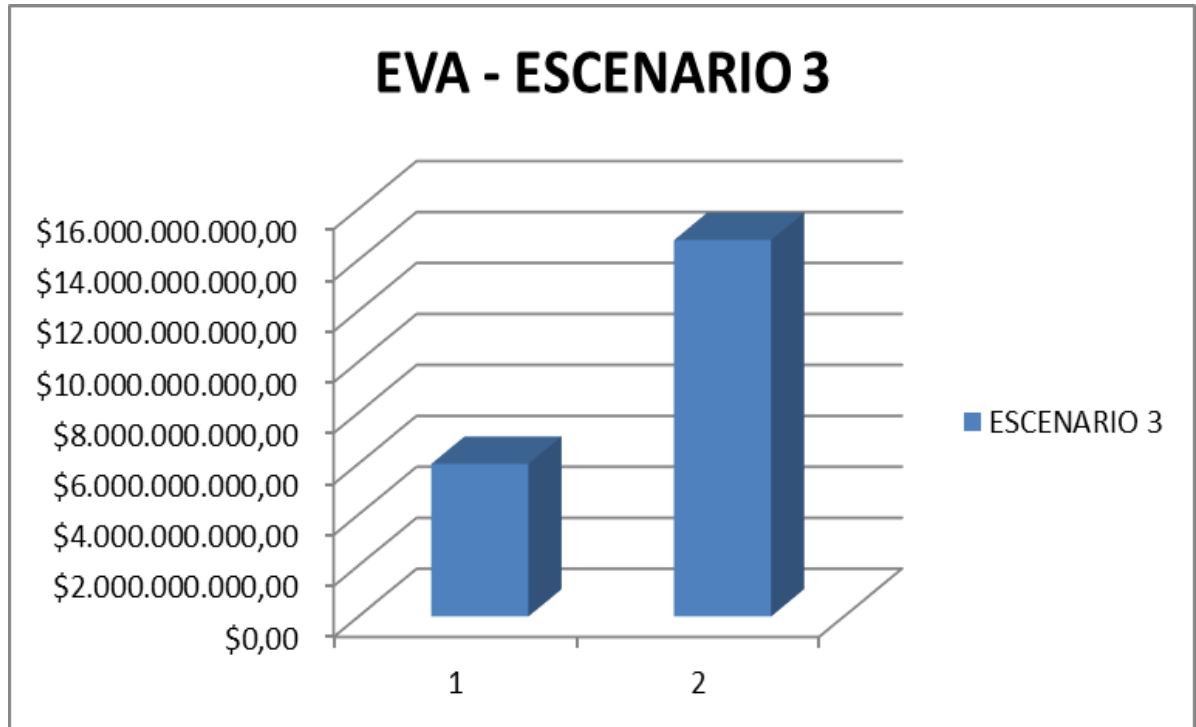
ESCENARIO 3 - 10%					
INVERSION	\$ 6.800.000.679				
MANTENIMIENTO ANNUAL	\$ 68.000.007	\$ 80.843.240	\$ 100.360.347	\$ 115.950.338	\$ 133.962.080
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 340.000.034	\$ 1.700.000.170	\$ 3.400.000.340	\$ 5.100.000.509	\$ 6.800.000.679
INFLACION PROYECTADA 10 AÑOS	4,42%				
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS	2,93%				
KW GENERADOS AÑO	8.640.000				
	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 889.920.000	\$ 1.058.000.134	\$ 1.313.421.639	\$ 1.517.448.746	\$ 1.753.169.452
VALOR DE ISAGEN	\$ 1.728.000.000	\$ 2.054.369.192	\$ 2.550.333.279	\$ 2.946.502.418	\$ 3.404.212.529
DIFERENCIA	\$ 838.080.000	\$ 996.369.058	\$ 1.236.911.640	\$ 1.429.053.673	\$ 1.651.043.077
INVERSION	\$ 6.800.000.679	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 68.000.007	\$ 80.843.240	\$ 100.360.347	\$ 115.950.338	\$ 133.962.080
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 838.080.000	\$ 996.369.058	\$ 1.236.911.640	\$ 1.429.053.673	\$ 1.651.043.077
FLUJO DE CAJA	\$ (6.029.920.686)	\$ 915.525.818	\$ 1.136.551.293	\$ 1.313.103.335	\$ 1.517.080.996
RESULTADO NETO	\$ 770.079.993	\$ 915.525.818	\$ 1.136.551.293	\$ 1.313.103.335	\$ 1.517.080.996
COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 300.560.030	\$ 337.364.295	\$ 389.770.513	\$ 450.317.520	\$ 520.269.909
EVA	\$ 469.519.963	\$ 578.161.523	\$ 746.780.780	\$ 862.785.814	\$ 996.811.087

La inversión requerida para poner en marcha este escenario es de \$6.800.000.679 pesos y los gastos de mantenimiento anual ascienden a \$68.000.007 pesos, los cuales deben ser sufragados por los ingresos, medidos como la diferencia en el valor a pagar por la energía eléctrica.

El resultado neto para el primer año es de \$770.079.993 pesos, el cual se compara contra el costo de oportunidad de la inversión, que para este escenario es de \$300.560.030 pesos.

Ante estos resultados encontramos que el EVA es positivo en la suma de \$469.519.963 pesos para el año 1.

Grafica 9. EVA escenario 3



El acumulado del Valor Económico Agregado – EVA (Economic Value Added), medido en decenios, muestra un comportamiento ascendente durante el periodo de análisis, mostrando bondades en el escenario de cogeneración energética del 10%.

Tabla 36. EVA escenario 3

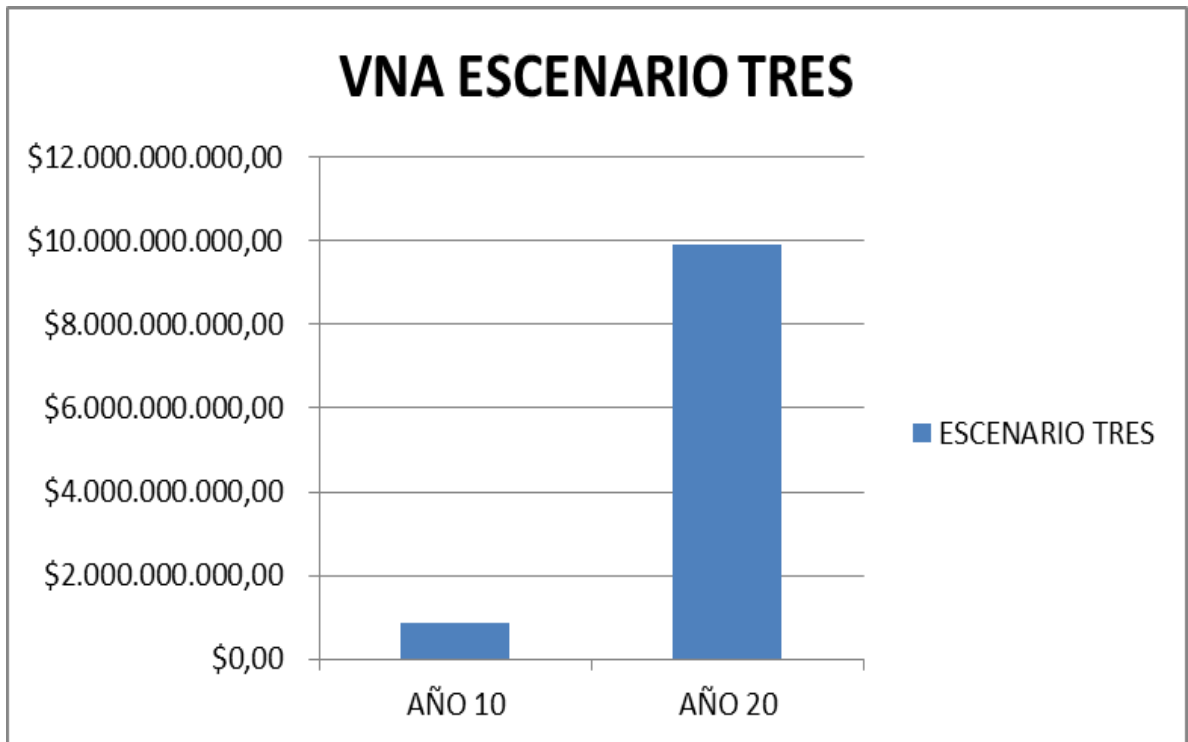
EVA		
ESCENARIOS	ACUMULADO 10 AÑOS	ACUMULADO 20 AÑOS
ESCENARIO 3	\$5.993.260.284,40	\$14.776.748.164,06

En lo referente al Valor Actual Neto – VNA o valor presente neto que busca conocer el valor del dinero en el momento según los flujos de caja del proyecto, encontrando que para el acumulado del décimo año presenta comportamiento positivo y continua de esta forma el resto del horizonte del proyecto.

Tabla 37. VNA escenario 3

	VNA
AÑO 10	\$862.669.271,31
AÑO 20	\$9.896.515.504,55

Grafica 10. VNA escenario 3



7.3. ANÁLISIS ESCENARIO 4 – COGENERACIÓN 15%

El cuarto escenario plantea una cogeneración eléctrica del 15% equivalente a 12.960.000 kW al año, los cuales costarían si se compran a ISAGEN la suma de \$2.592.000.000 de pesos, pero si estos se generan por a Cira Infantas mediante el aprovechamiento del Gas natural, el costo de generación de esta energía sería de \$1.334.880.000 pesos, presentando una diferencia positiva para la empresa de \$1.257.120.000 pesos, para el primer año.

Tabla 38. datos de análisis escenario 4

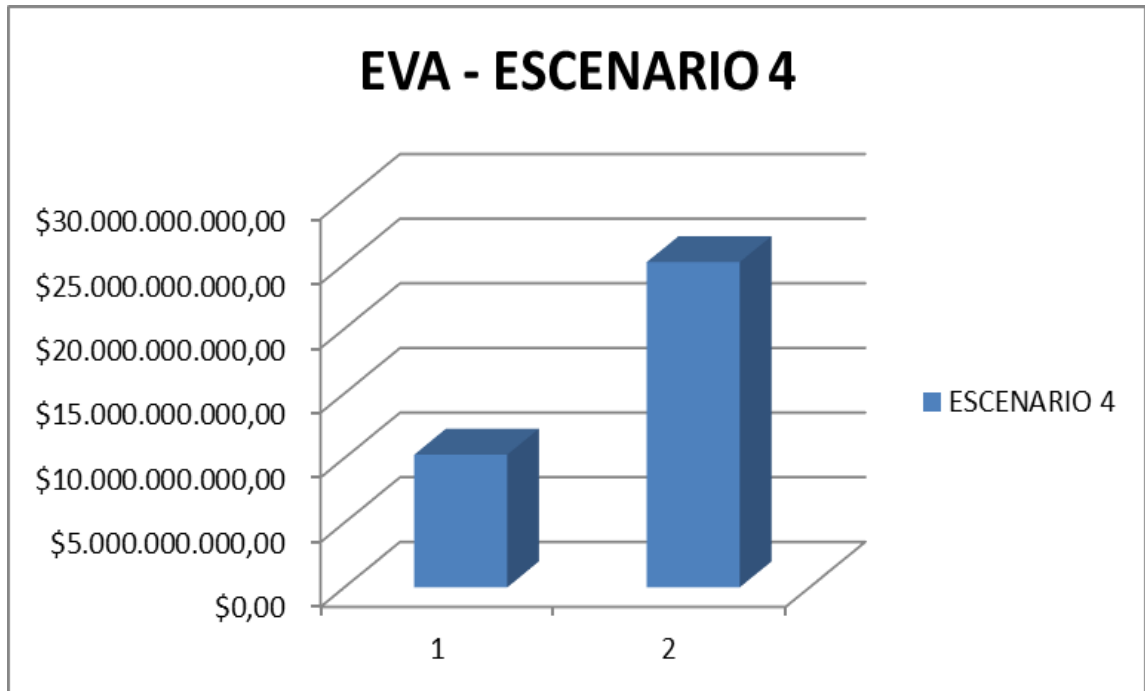
ESCENARIO 4 - 15%					
INVERSION	\$ 8.172.904.479				
MANTENIMIENTO ANNUAL	\$ 81.729.045	\$ 97.165.296	\$ 120.622.860	\$ 139.360.433	\$ 161.008.703
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 408.645.224	\$ 2.043.226.120	\$ 4.086.452.240	\$ 6.129.678.359	\$ 8.172.904.479
INFLACION PROYECTADA 10 AÑOS	4,42%				
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS	2,93%				
KW GENERADOS AÑO	12.960.000				
	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 1.334.880.000	\$ 1.587.000.201	\$ 1.970.132.458	\$ 2.276.173.118	\$ 2.629.754.179
VALOR DE ISAGEN	\$ 2.592.000.000	\$ 3.081.553.788	\$ 3.825.499.919	\$ 4.419.753.628	\$ 5.106.318.793
DIFERENCIA	\$ 1.257.120.000	\$ 1.494.553.587	\$ 1.855.367.461	\$ 2.143.580.509	\$ 2.476.564.615
INVERSION	\$ 8.172.904.479	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 81.729.045	\$ 97.165.296	\$ 120.622.860	\$ 139.360.433	\$ 161.008.703
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 1.257.120.000	\$ 1.494.553.587	\$ 1.855.367.461	\$ 2.143.580.509	\$ 2.476.564.615
FLUJO DE CAJA	\$ (6.997.513.524)	\$ 1.397.388.291	\$ 1.734.744.600	\$ 2.004.220.076	\$ 2.315.555.912
RESULTADO NETO	\$ 1.175.390.955	\$ 1.397.388.291	\$ 1.734.744.600	\$ 2.004.220.076	\$ 2.315.555.912
COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 361.242.378	\$ 405.477.335	\$ 468.464.243	\$ 541.235.546	\$ 625.311.154
EVA	\$ 814.148.577	\$ 991.910.956	\$ 1.266.280.357	\$ 1.462.984.531	\$ 1.690.244.759

La inversión requerida para poner en marcha este escenario es de \$8.172.904.479 pesos y los gastos de mantenimiento anual ascienden a \$81.729.045 pesos, los cuales deben ser sufragados por los ingresos, medidos como la diferencia en el valor a pagar por la energía eléctrica.

El resultado neto para el primer año es de \$1.175.392.955 pesos, el cual se compara contra el costo de oportunidad de la inversión, que para este escenario es de \$361.242.378 pesos.

Ante estos resultados encontramos que el EVA es positivo en la suma de \$814.148.577 pesos para el año 1.

Grafica 11. EVA escenario 4



El acumulado del Valor Económico Agregado – EVA (Economic Value Added), medido en decenios, muestra un comportamiento ascendente durante el periodo de análisis, mostrando bondades en el escenario de cogeneración energética del 15%.

Tabla 39. EVA escenario 4

EVA		
ESCENARIOS	ACUMULADO 10 AÑOS	ACUMULADO 20 AÑOS
ESCENARIO 4	\$10.261.890.884,82	\$25.155.630.071,76

En lo referente al Valor Actual Neto – VNA o valor presente neto que busca conocer el valor del dinero en el momento según los flujos de caja del proyecto, encontrando que para el acumulado del décimo año presenta comportamiento positivo y continúa de esta forma el resto del horizonte del proyecto.

Tabla 40. VNA escenario 4

	VNA
AÑO 10	\$3.429.424.509,77
AÑO 20	\$17.248.576.873,83

Grafica 12. VNA escenario 4



7.4. ANÁLISIS ESCENARIO 5 – COGENERACIÓN 20%

El quinto escenario plantea una cogeneración eléctrica del 20% equivalente a 17.280.000 kW al año, los cuales costarían si se compran a ISAGEN la suma de \$3.456.000.000 de pesos, pero si estos se generan por a Cira Infantas mediante el aprovechamiento del Gas natural, el costo de generación de esta energía sería de \$1.779.840.000 pesos, presentando una diferencia positiva para la empresa de \$1.676.160.000 pesos, para el primer año.

Tabla 41. Datos de análisis escenario 5

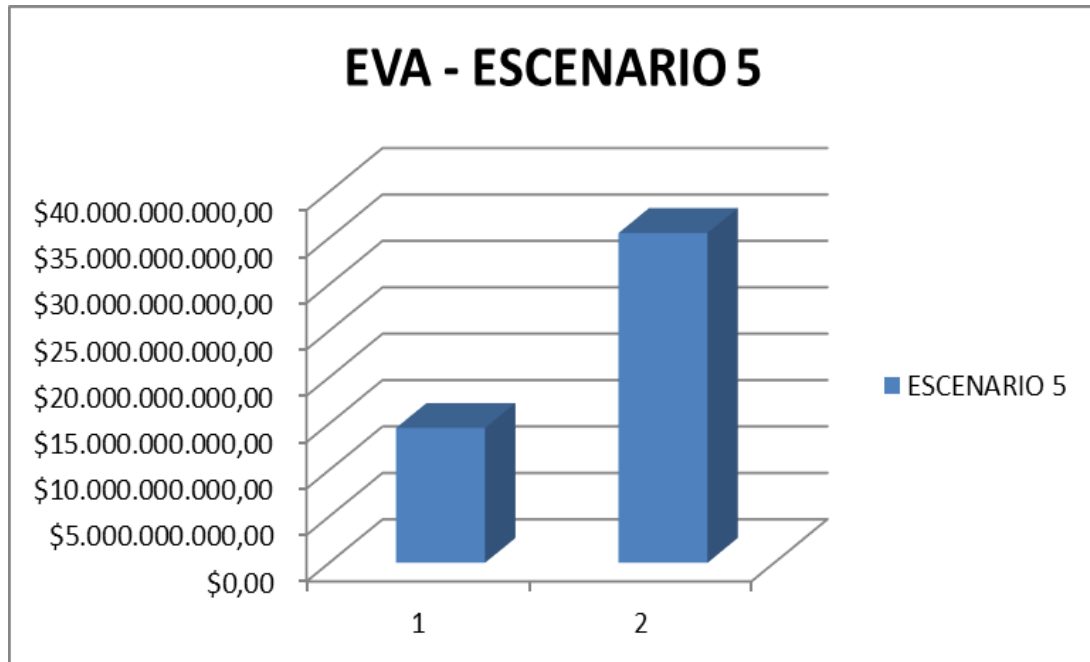
ESCENARIO 5 - 20%					
INVERSION	\$ 9.545.808.279				
MANTENIMIENTO ANUAL	\$ 95.458.083	\$ 113.487.352	\$ 140.885.373	\$ 162.770.528	\$ 188.055.325
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 477.290.414	\$ 2.386.452.070	\$ 4.772.904.140	\$ 7.159.356.209	\$ 9.545.808.279
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%				
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS	2,93%				
KW GENERADOS AÑO	17.280.000				
	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 1.779.840.000	\$ 2.116.000.268	\$ 2.626.843.278	\$ 3.034.897.491	\$ 3.506.338.905
VALOR DE ISAGEN	\$ 3.456.000.000	\$ 4.108.738.384	\$ 5.100.666.558	\$ 5.893.004.837	\$ 6.808.425.058
DIFERENCIA	\$ 1.676.160.000	\$ 1.992.738.116	\$ 2.473.823.281	\$ 2.858.107.346	\$ 3.302.086.153
INVERSION	\$ 9.545.808.279	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 95.458.083	\$ 113.487.352	\$ 140.885.373	\$ 162.770.528	\$ 188.055.325
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 1.676.160.000	\$ 1.992.738.116	\$ 2.473.823.281	\$ 2.858.107.346	\$ 3.302.086.153
FLUJO DE CAJA	\$ (7.965.106.362)	\$ 1.879.250.764	\$ 2.332.937.907	\$ 2.695.336.818	\$ 3.114.030.828
RESULTADO NETO	\$ 1.580.701.917	\$ 1.879.250.764	\$ 2.332.937.907	\$ 2.695.336.818	\$ 3.114.030.828
COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 421.924.726	\$ 473.590.376	\$ 547.157.973	\$ 632.153.571	\$ 730.352.398
EVA	\$ 1.158.777.191	\$ 1.405.660.389	\$ 1.785.779.934	\$ 2.063.183.247	\$ 2.383.678.430

La inversión requerida para poner en marcha este escenario es de \$9.545.808.279 pesos y los gastos de mantenimiento anual ascienden a \$95.458.083 pesos, los cuales deben ser sufragados por los ingresos, medidos como la diferencia en el valor a pagar por la energía eléctrica.

El resultado neto para el primer año es de \$1.580.701.917 pesos, el cual se compara contra el costo de oportunidad de la inversión, que para este escenario es de \$421.924.726 pesos.

Ante estos resultados encontramos que el EVA es positivo en la suma de \$1.158.777.191 pesos para el año 1.

Grafica 13. EVA escenario 5



El acumulado del Valor Económico Agregado – EVA (Economic Value Added), medido en decenios, muestra un comportamiento ascendente durante el periodo de análisis, mostrando bondades en el escenario de cogeneración energética del 15%.

Tabla 42. EVA escenario 5

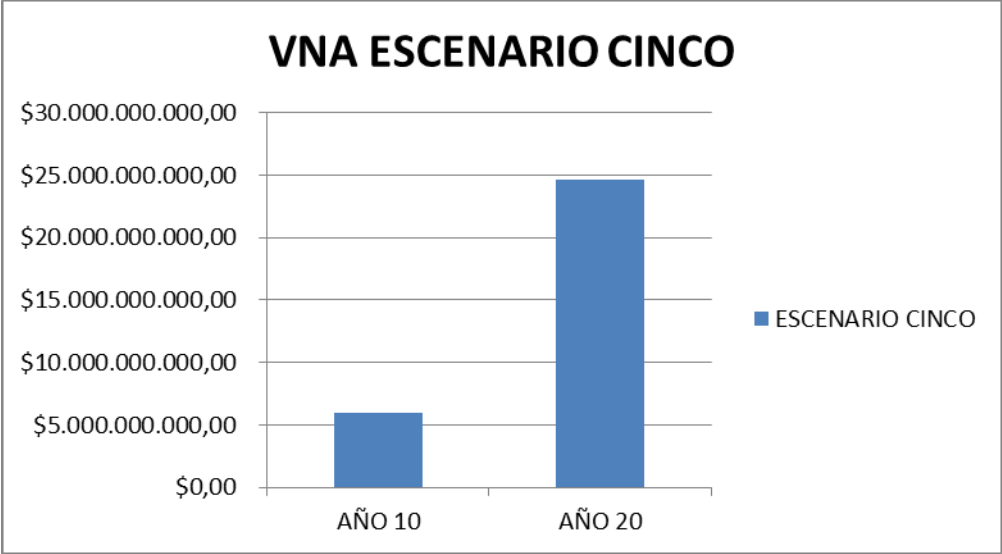
EVA		
ESCENARIOS	ACUMULADO 10 AÑOS	ACUMULADO 20 AÑOS
ESCENARIO 5	\$14.530.521.485,24	\$35.534.511.979,46

En lo referente al Valor Actual Neto – VNA o valor presente neto que busca conocer el valor del dinero en el momento según los flujos de caja del proyecto, encontrando que para el acumulado del décimo año presenta comportamiento positivo y continua de esta forma el resto del horizonte del proyecto.

Tabla 43. VNA escenario 5

	VNA
AÑO 10	\$5.996.179.748,23
AÑO 20	\$24.600.638.243,11

Grafica 14. VNA escenario 5



8. EVALUACIÓN DE RESULTADOS SEGÚN LOS ESCENARIOS DE COGENERACIÓN PARA DETERMINAR LA VIABILIDAD DEL PROYECTO

Los resultados obtenidos de la proyección de inversión y costos de operación sobre los cuatro escenarios evaluados, requieren de un análisis comparativo entre ellos con el fin de determinar cuál presenta mejores resultados financieros para la empresa y por ende definir el escenario que debe ser llevado a pre factibilidad para su ejecución.

Para tal fin se hace uso de dos herramientas financieras, el VNA y el EVA.

8.1. VNA. VALOR ACTUAL NETO

El VNA es un indicador financiero que mide los flujos de los futuros ingresos y egresos que tendrá un proyecto, para determinar, si luego de descontar la inversión inicial, nos quedaría alguna ganancia. Si el resultado es positivo, el proyecto es viable.

Basta con hallar VNA de un proyecto de inversión para saber si dicho proyecto es viable o no. El VNA también nos permite determinar cuál proyecto es el más rentable entre varias opciones de inversión.

La fórmula del VAN es: $VAN = BNA - Inversión$

Donde el beneficio neto actualizado (BNA) es el valor actual del flujo de caja o beneficio neto proyectado, el cual ha sido actualizado a través de una tasa de descuento.

La tasa de descuento (TD) con la que se descuenta el flujo neto proyectado, es el la tasa de oportunidad, rendimiento o rentabilidad mínima, que se espera ganar; por lo tanto, cuando la inversión resulta mayor que el BNA (VNA negativo o menor que 0) es porque no se ha satisfecho dicha tasa. Cuando el BNA es igual a la inversión (VNA igual a 0) es porque se ha cumplido con dicha tasa. Y cuando el BNA es mayor que la inversión es porque se ha cumplido con dicha tasa y además, se ha generado una ganancia o beneficio adicional.

VNA > 0 → el proyecto es rentable.

VNA = 0 → el proyecto es rentable también, porque ya está incorporado ganancia de la TD.

VNA < 0 → el proyecto no es rentable.

En nuestro caso el único momento en el cual es proyecto no es rentable es en el escenario dos (cogeneración 5%) en el primer decenio, luego de esto todos los momentos de revisión de avance por escenarios y décadas son positivos por los cual la VNA nos presentan un indicador de horizonte positivo.

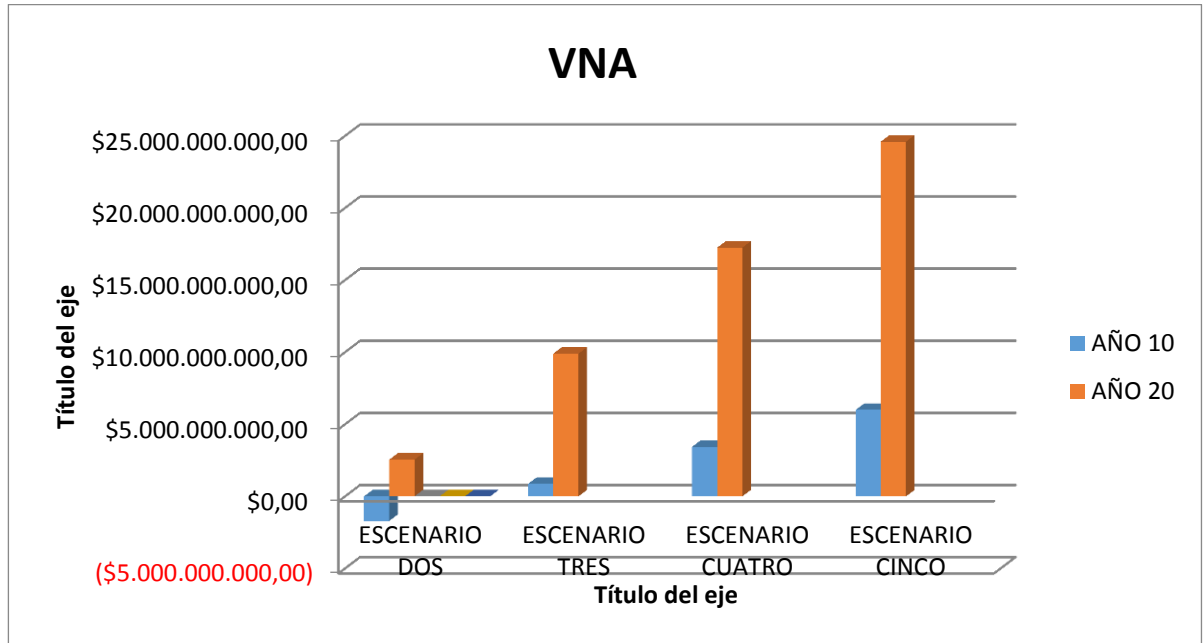
Tabla 44. VNA por escenarios y decenios

VNA				
DECENIOS	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
AÑO 10	(\$1.704.603.332,69)	\$862.669.271,31	\$3.429.424.509,77	\$5.996.179.748,23
AÑO 20	\$2.543.871.746,41	\$9.896.515.504,55	\$17.248.576.873,83	\$24.600.638.243,11

En la gráfica se puede observar que todos los comportamientos son ascendentes tanto en lo referido al VNA intra escenario, como el comparativo de escenarios, mostrándonos con claridad que a mayor porcentaje de cogeneración de energía eléctrica mayor Valor Presente neto, y entre más extendido sea el horizonte del proyecto mayor es el valor.

El valor del VNA para el quinto escenario al año 50 es de \$77.033.638.232,49, superando todos los otros escenarios a la misma fecha.

Grafica 15. VNA comparativo por escenarios



El comportamiento de las barras es directamente proporcional con el aumento de la cogeneración entre los diferentes escenarios. Y dentro del mismo escenario la pendiente aumenta del primer al segundo decenio, por la amortización de la inversión requerida.

8.2. EVA – VALOR ECONÓMICO AGREGADO

El EVA es una medida absoluta de desempeño organizacional que permite apreciar la creación de valor; al ser implementada en una organización hace que los administradores actúen como propietarios y además permite medir la calidad de las decisiones gerenciales.

Una compañía sólo crea valor cuando es capaz de lograr inversiones que renten más que el costo de capital invertido. Tal es el caso de ECOPETROL y OXY en el campo la Cira Infantas con el proyecto de cogeneración eléctrica por Gas Natural. Desde el inicio del cálculo del EVA (año 1) para todos los escenarios se presentan valores positivos, según se explicó en el capítulo anterior. Y realizando el análisis por décadas, encontramos que la adición de valor por la ejecución del proyecto aumenta en el mismo sentido que lo hace el porcentaje de cogeneración.

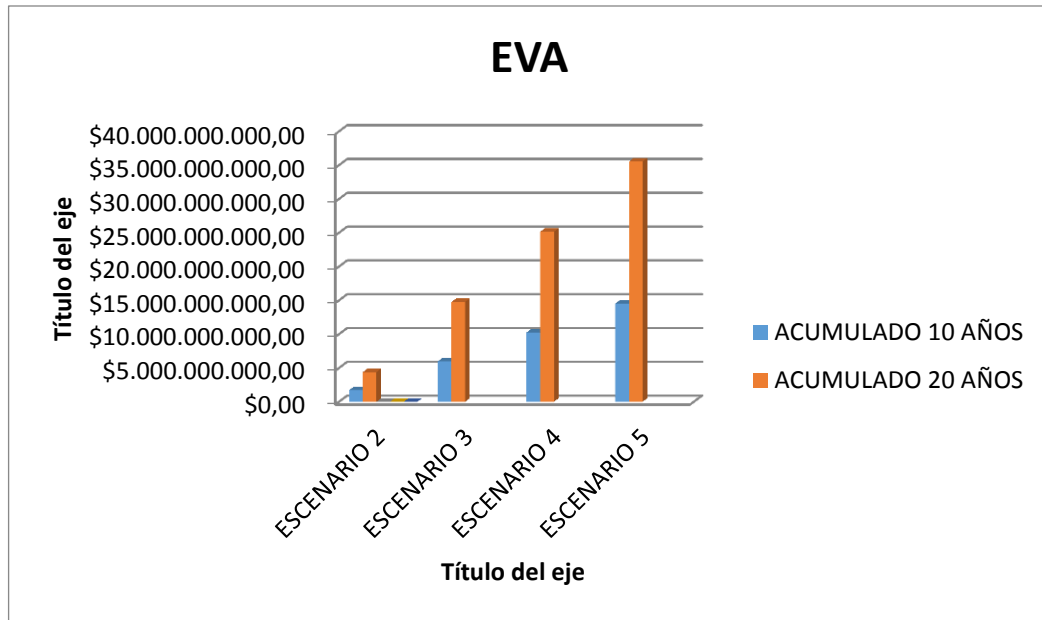
Tabla 45. EVA por escenarios y decenios

EVA		
ESCENARIOS	ACUMULADO 10 AÑOS	ACUMULADO 20 AÑOS
ESCENARIO 2	\$1.724.321.506,18	\$4.397.141.721,95
ESCENARIO 3	\$5.993.260.284,40	\$14.776.748.164,06
ESCENARIO 4	\$10.261.890.884,82	\$25.155.630.071,76
ESCENARIO 5	\$14.530.521.485,24	\$35.534.511.979,46

Iniciando en el primer escenario de cogeneración al 5% para al primer década se encuentra un valor acumulado de valor económico agregado de \$1.724.321.506 pesos, hasta llegar a \$14.530.521.485 pesos para el quinto decenio en el mismo escenario, evidenciando que desde el porcentaje de cogeneración más modesto se presentan rendimientos positivos para el proyecto.

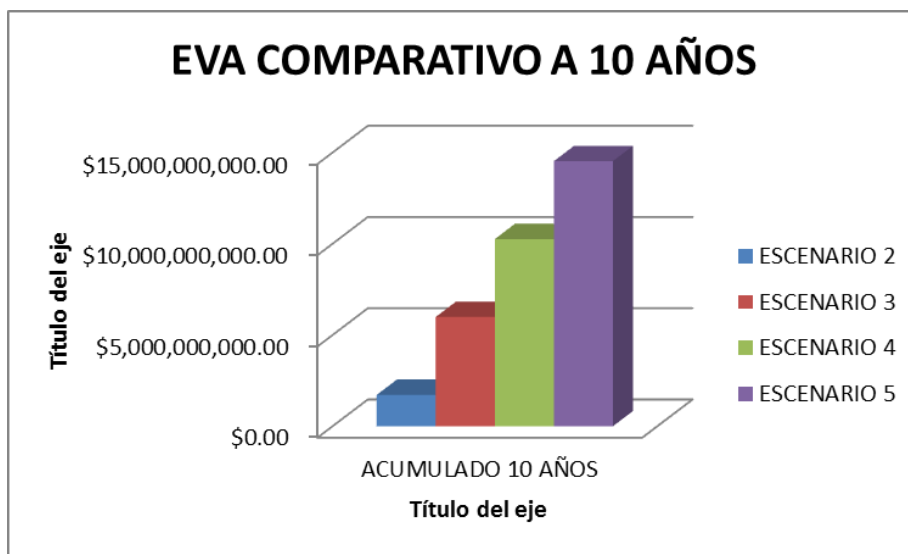
Al verificar las diferencias entre escenarios, encontramos que la mayor participación del EVA se da en el quinto escenario, el cual desde su primer década supera por amplio margen económico, el mejor resultado del segundo escenario, enfrentado los \$14.530.521.485 obtenidos por este (escenario dos) en 50 años, con lo \$19.083.727.619 del escenario cinco en el primer decenio.

Grafica 16. EVA comparativo por escenarios



El resultado grafico es evidente en la generación positiva de valor, demostrando que la ejecución del proyecto es viable desde el ámbito financiero más aun es una buena inversión para la empresa por cuanto genera nuevo valor económico y permite un respaldo al requerimiento eléctrico del campo.

Grafica 17. Comparativos de EVA por escenarios y decenios





8.3. EVALUACIÓN FINAL

El proyecto de cogeneración eléctrica por gas natural es viable en los 4 escenarios evaluados frente a la línea de base, el mejor escenario para realizar el proyecto es el quinto en el cual el porcentaje de cogeneración es del veinte por ciento (20%), con una inversión inicial de \$9.545.808.279 pesos financiados con recursos propios de las empresas, y con un horizonte de funcionamiento de 50 años.

9. CONCLUSIONES

El proceso de verificación de viabilidad de un proyecto de inversión es más complejo de lo que se aprecia a simple vista, por ello se debe tener profesionales especializados idóneos para la toma de decisiones de este tipo y aplicar modelos de proyección que incluyan horizontes amplios de ejecución y alternativas o escenarios que permitan una comparación de resultados.

El indicador de mejores resultados para la comparación y reemplazo de factores es el EVA Valor Económico Agregado por cuanto provee una medición para la creación de riqueza que alinea las metas de los proyectos con las metas de la compañía además de aportar los siguientes elementos analíticos

- Permite identificar los generadores de valor en el proyecto
- Combina el desempeño operativo con el financiero en un reporte integrado
- Permite determinar si las inversiones de capital están generando un rendimiento mayor a su costo

El proyecto de cogeneración eléctrica por gas natural es viable en las condiciones expuestas, desde el escenario dos con cogeneración del 5% hasta el escenario cinco con cogeneración del 20%, siendo este último el más recomendable, tanto por el aporte económico a las empresas como por el respaldo operativo que da al campo.

La realidad de la tasa representativa del mercado TRM y el precio del petróleo WTI y el gas natural, definen la conveniencia de la operación, en el entendido que los más sutiles cambios en ellos repercuten profundamente en el proyecto de

cogeneración desde el momento de la adquisición de maquinaria y equipos hasta la operación misma ya que estos se caracterizan por su volatilidad.

Es necesario renegociar las condiciones del contrato de suministro eléctrico con la empresa ISAGEN, para lograr los resultados propuestos por el proyecto, buscando reducir la bolsa de KW en un veinte por ciento (20%), que sería asumida por las celdas de generación por gas natural y prestarían el servicio de apoyo y respaldo al consumo del campo la Cira Infantas.

El modelo presentado puede ser replicado en otros campos de explotación petrolera y gasífera, ya que todos ellos tienen alta dependencia eléctrica para su operación y este tipo de alternativas de generación eléctrica pueden contribuir a reducir sus costos de operación haciendo del proceso un módulo más de la extracción de hidrocarburos.

Las opciones de energía alternativa son viables para fortalecer las estructuras productivas de las empresas y deben ser estudiadas según las condiciones propias de cada actividad económica, desde el sentido del impacto ambiental y desde la rentabilidad financiera.

10. RECOMENDACIONES

Si se presentan variaciones en el precio del Dólar o del gas natural es necesario actualizar toda la estructura de costos, ya que estas dos variables afectan profundamente los cálculos y resultados del proyecto.

Se debe profundizar en la parte técnica de la planta de cogeneración, desde la distribución espacial del proyecto, las redes de transmisión de gas y energía eléctrica, así como los requerimientos de seguridad para la operación de cogeneración, por tanto la inclusión de expertos ingenieros eléctricos, mecánicos y civiles para la realización de un proyecto de esta magnitud es imperante para el éxito del mismo.

Presentar los resultados de la investigación a la dirección de operaciones de la Cira Infantas, para su estudio y análisis buscando que este se incluya en el plan de operaciones del siguiente año y se pueda adelantar una profundización mayor en el tema, con el fin de hacer realidad lo planteado en el presente estudio.

El uso de los indicadores financieros, la estructura de análisis de operación y rentabilidad pueden ser replicados para diferentes tipos de inversiones en infraestructura donde se hace reemplazo de factores de producción o alternativas de cooperación en el suministro de insumos claves en los procesos productivos.

BIBLIOGRAFÍA

BACA URBINA, Gabriel. Evaluación de proyectos. México. Mc Graw Hill. 2001

BLACUTT MENDOZA, Mario. Mankiw y el análisis costo – beneficio. Eumed 2000

GINES DE RUS. Análisis Coste – Beneficio evaluación económica de políticas y proyectos de inversión, Barcelona. Editorial Ariel 2008

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Normas técnicas para la presentación de trabajos de investigación. Segunda actualización. Santafé de Bogotá D.C. ICONTEC 2009. NTC1486

LAYARD, Richard. Análisis costos – beneficio. Fondo de cultura económica. 1978

MIRANDA MIRANDA, Juan José. GESTIÓN DE PROYECTOS. MM editores. 2003

ORTIZ AMAYA, Héctor. Análisis financiero aplicado y principios de administración financiera. Universidad externado de Colombia. 2011

SERRANO M,. RESTREPO R y VILLA G. evaluación eco toxicológica de la influencia de los vertimientos del campo de producción la Cira-Infantas (gco) sobre dos cuerpo receptores

WONG CAM, David. Finanzas corporativas, decisiones de inversión. Lima. Universidad del pacifico. 2011

ANEXOS

ANEXO A. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CELDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MARCA SDMO



Gama de motores MTU > 1 MW



Potencia				Rendimiento			Motor				
Tipo de grupo	Combustible kWh PCI	Térmica kW 70/90°C	*Eléctrica kWh Alternador	Térmico %	*Eléctrico %	Global %	Tipo de motor	Diámetro mm	Carrera mm	Cilindrada Litros	Número de cilindros
GXC1200	2845	1313	1159	45,67	40,3	85,99	12V4000L62	170	210	57,2	12 V
GXC1550	3811	1746	1554	45,81	40,77	86,58	16V4000L62	170	210	76,27	16 V
GXC1950	4800	2224	1936	46,33	40,33	86,67	20V4000L62	170	210	95,32	20 V

*Potencia en bornes del alternador bajo cos phi 0,9 – variable en función del rendimiento del alternador utilizado.
 Condición de servicio COP conforme a ISO 8528/1 y condiciones de referencias conforme a ISO 3046/1
 Consúltennos en caso de potencias superiores
 Índice de metano Mz > 70

ANEXO B. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE CELDA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA MARCA GENERAC

SG250



SG250 250 kW

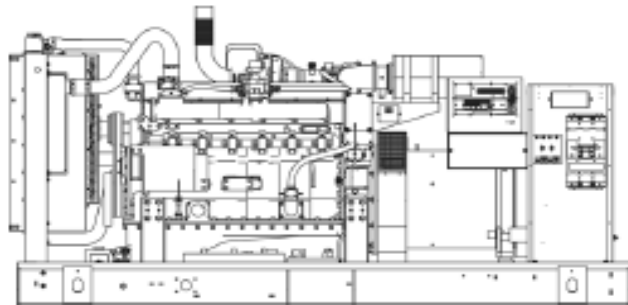
14.2L

Industrial Spark-Ignited Generator Set

EPA Certified Stationary Emergency

Standby Power Rating
250 kW 313 kVA 60 Hz

Prime Power Rating*
225 kW 281 kVA 60 Hz



*EPA Certified Prime ratings are not available in the U.S. or its Territories

Image used for illustration purposes only

Codes and Standards

Generac products are designed to the following standards:

- UL2200, UL508, UL142, UL498
- NFPA70, 99, 110, 37
- NEC700, 701, 702, 708
- ISO9001, 8528, 3046, 7687, Classes #2b, 4
- NEMA ICS10, MG1, 250, ICS6, A81
- ANSI C62.41
American National Standards Institute
- IBC 2009, CBC 2010, IBC 2012, ASCE 7-05, ASCE 7-10, ICC-ES AC-156 (2012)

Powering Ahead

For over 50 years, Generac has led the industry with innovative design and superior manufacturing.

Generac ensures superior quality by designing and manufacturing most of its generator components, including alternators, enclosures and base tanks, control systems and communications software.

Generac's gensets utilize a wide variety of options, configurations and arrangements, allowing us to meet the standby power needs of practically every application.

Generac searched globally to ensure the most reliable engines power our generators. We choose only engines that have already been proven in heavy-duty industrial application under adverse conditions.

Generac is committed to ensuring our customers' service support continues after their generator purchase.

SG250

Standard Features

ENGINE SYSTEM

- General**
- Oil Drain Extension
 - Air Cleaner
 - Fan Guard
 - Stainless Steel flexible exhaust connection
 - Critical Exhaust Silencer
 - Factory Filled Oil
 - Radiator duct adapter (open set only)

Fuel System

- Primary and Secondary Fuel Shutoff
- Flexible Fuel Line - NPT Connection

Cooling System

- Closed Coolant Recovery System
- UV/Ozone resistant hoses
- Factory-installed Radiator
- Radiator drain extension
- 50/50 Ethylene glycol antifreeze

Engine Electrical System

- Battery charging alternator
- Battery Cables
- Battery Tray
- Solenoid activated starter motor
- Rubber-booted engine electrical connections

ALTERNATOR SYSTEM

- UL2200 GENprotect™
- Class H insulation material
- 2/3 Pitch
- Skewed Stator
- Permanent Magnet Excitation
- Sealed Bearings
- Amortisseur winding
- Full load capacity alternator

GENERATOR SET

- Internal Genset Vibration Isolation
- Separation of circuits - high/low voltage
- Separation of circuits - multiple breakers
- Wrapped Exhaust Piping
- Standard Factory Testing
- 2 Year Limited Warranty (Standby rated Units)
- 1 Year Warranty (Prime rated units)
- Silencer mounted in the discharge hood (enclosed only)

ENCLOSURE (if selected)

- Rust-proof fasteners with nylon washers to protect finish
- High performance sound-absorbing material
- Gasketed doors
- Stamped air-intake louvers
- Air discharge hoods for radiator-upward pointing
- Stainless steel lift off door hinges
- Stainless steel lockable handles
- Rhino Coat™ - Textured polyester powder coat

CONTROL SYSTEM



Control Panel

- Digital H Control Panel - Dual 4x20 Display
- Programmable Crank Limiter
- 7-Day Programmable Exerciser
- Special Applications Programmable PLC
- RS-232/485
- All-Phase Sensing DVR
- Full System Status
- Utility Monitoring
- Low Fuel Pressure Indication
- 2-Wire Start Compatible
- Power Output (kW)
- Breaker Control

- Real/Reactive/Apparent Power
 - All Phase AC Voltage
 - All Phase Currents
 - Oil Pressure
 - Coolant Temperature
 - Coolant Level
 - Engine Speed
 - Battery Voltage
 - Frequency
 - Date/Time Fault History (Event Log)
 - Isochronous Governor Control
 - Waterproof/sealed Connectors
 - Audible Alarms and Shutdowns
 - Not in Auto (Flashing Light)
 - Auto/Off/Manual Switch
 - E-Stop (Red Mushroom-Type)
 - NFPA110 Level I and II (Programmable)
 - Customizable Alarms, Warnings, and Events
 - Modbus protocol
 - Predictive Maintenance algorithm
 - Sealed Boards
 - Single point ground
 - 15 channel data logging
 - 0.2 msec high speed data logging
 - Alarm information automatically comes up on the display
- Alarms**
- Oil Pressure (Pre-programmable Low Pressure Shutdown)
 - Coolant Temperature (Pre-programmed High Temp Shutdown)
 - Coolant Level (Pre-programmed Low Level Shutdown)
 - Low Fuel Pressure Alarm
 - Engine Speed (Pre-programmed Over speed Shutdown)
 - Battery Voltage Warning
 - Alarms & warnings time and date stamped
 - Alarms & warnings for transient and steady state conditions
 - Snap shots of key operation parameters during alarms & warnings

SG250

Configurable Options

ENGINE SYSTEM

- General
- Engine Block Heater
- Oil Heater
- Air Filter Restriction Indicator
- Stone Guard (Open Set Only)

Engine Electrical System

- 10A UL battery charger
- 2.5A UL battery charger
- Battery Warmer

ALTERNATOR SYSTEM

- Alternator Upgrading
- Anti-Condensation Heater
- Topical coating

GENERATOR SET

- Gen-Link Communications Software (English Only)
- Extended Factory Testing (3 Phase Only)
- 8 Position Load Center
- 2 Year Extended Warranty
- 5 Year Warranty
- 5 Year Extended Warranty

CIRCUIT BREAKER OPTIONS

- Main Line Circuit Breaker
- 2nd Main Line Circuit Breaker
- Shunt Trip and Auxiliary Contact
- Electronic Trip Breakers

ENCLOSURE

- Standard Enclosure
- Level 1 Sound Attenuation
- Level 2 Sound Attenuation
- Steel Enclosure
- Aluminum Enclosure
- 150 MPH Wind Kit
- 12 VDC Enclosure Lighting Kit
- 120 VAC Enclosure Lighting Kit
- AC/DC Enclosure Lighting Kit
- Door Alarm Switch

CONTROL SYSTEM

- 21-Light Remote Annunciator
- Remote Relay Panel (8 or 16)
- Oil Temperature Sender with Indication Alarm

- Remote E-Stop (Break Glass-Type, Surface Mount)
- Remote E-Stop (Red Mushroom-Type, Surface Mount)
- Remote E-Stop (Red Mushroom-Type, Flush Mount)

- Remote Communication - Modem
- Remote Communication - Ethernet
- 10A Run Relay
- Ground fault indication and protection functions

Engineered Options

ENGINE SYSTEM

- Coolant heater ball valves
- Fluid containment pans

ALTERNATOR SYSTEM

- 3rd Breaker Systems

GENERATOR SET

- Special Testing
- Battery Box

ENCLOSURE

- Motorized Dampers
- Enclosure Ambient Heaters

CONTROL SYSTEM

- Spare inputs (x4) / outputs (x4) - H Panel Only
- Battery Disconnect Switch

Rating Definitions

Standby – Applicable for a varying emergency load for the duration of a utility power outage with no overload capability.

Prime – Applicable for supplying power to a varying load in lieu of utility for an unlimited amount of running time. A 10% overload capacity is available for 1 out of every 12 hours. The Prime Power option is only available on International applications.

Power ratings in accordance with ISO 8528-1, Second Edition dated 2005-06-01, definitions for Prime Power (PRP) and Emergency Standby Power (ESP).

SG250

Standard Features

ENGINE SYSTEM

General

- Oil Drain Extension
- Air Cleaner
- Fan Guard
- Stainless Steel flexible exhaust connection
- Critical Exhaust Silencer
- Factory Filled Oil
- Radiator duct adapter (open set only)

Fuel System

- Primary and Secondary Fuel Shutoff
- Flexible Fuel Line - NPT Connection

Cooling System

- Closed Coolant Recovery System
- UV/Ozone resistant hoses
- Factory-installed Radiator
- Radiator drain extension
- 50/50 Ethylene glycol antifreeze

Engine Electrical System

- Battery charging alternator
- Battery Cables
- Battery Tray
- Solenoid activated starter motor
- Rubber-booted engine electrical connections

ALTERNATOR SYSTEM

- UL2200 GENprotect™
- Class H insulation material
- 2/3 Pitch
- Skewed Stator
- Permanent Magnet Excitation
- Sealed Bearings
- Amortisseur winding
- Full load capacity alternator

GENERATOR SET

- Internal Genset Vibration Isolation
- Separation of circuits - high/low voltage
- Separation of circuits - multiple breakers
- Wrapped Exhaust Piping
- Standard Factory Testing
- 2 Year Limited Warranty (Standby rated Units)
- 1 Year Warranty (Prime rated units)
- Silencer mounted in the discharge hood (enclosed only)

ENCLOSURE (if selected)

- Rust-proof fasteners with nylon washers to protect finish
- High performance sound-absorbing material
- Gasketed doors
- Stamped air-intake louvers
- Air discharge hoods for radiator-upward pointing
- Stainless steel lift off door hinges
- Stainless steel lockable handles
- Rhino Coat™ - Textured polyester powder coat

CONTROL SYSTEM



Control Panel

- Digital H Control Panel - Dual 4x20 Display
- Programmable Crank Limiter
- 7-Day Programmable Exerciser
- Special Applications Programmable PLC
- RS-232/485
- All-Phase Sensing DVR
- Full System Status
- Utility Monitoring
- Low Fuel Pressure Indication
- 2-Wire Start Compatible
- Power Output (kW)
- Power Factor
- kW Hours, Total & Last Run

- Real/Reactive/Apparent Power
- All Phase AC Voltage
- All Phase Currents
- Oil Pressure
- Coolant Temperature
- Coolant Level
- Engine Speed
- Battery Voltage
- Frequency
- Date/Time Fault History (Event Log)
- Isynchronous Governor Control
- Waterproof/sealed Connectors
- Audible Alarms and Shutdowns
- Not in Auto (Flashing Light)
- Auto/Off/Manual Switch
- E-Stop (Red Mushroom-Type)
- NFPA110 Level I and II (Programmable)
- Customizable Alarms, Warnings, and Events
- Modbus protocol
- Predictive Maintenance algorithm
- Sealed Boards
- Password parameter adjustment protection

- Single point ground
- 15 channel data logging
- 0.2 msec high speed data logging
- Alarm information automatically comes up on the display

Alarms

- Oil Pressure (Pre-programmable Low Pressure Shutdown)
- Coolant Temperature (Pre-programmed High Temp Shutdown)
- Coolant Level (Pre-programmed Low Level Shutdown)
- Low Fuel Pressure Alarm
- Engine Speed (Pre-programmed Over speed Shutdown)
- Battery Voltage Warning
- Alarms & warnings time and date stamped
- Alarms & warnings for transient and steady state conditions
- Snap shots of key operation parameters during alarms & warnings
- Alarms and warnings spelled out (no alarm codes)

SG250

Configurable Options

ENGINE SYSTEM

- General**
- Engine Block Heater
 - Oil Heater
 - Air Filter Restriction Indicator
 - Stone Guard (Open Set Only)

- Engine Electrical System**
- 10A UL battery charger
 - 2.5A UL battery charger
 - Battery Warmer

ALTERNATOR SYSTEM

- Alternator Upsizing
- Anti-Condensation Heater
- Tropical coating

GENERATOR SET

- Gen-Link Communications Software (English Only)
- Extended Factory Testing (3 Phase Only)
- 8 Position Load Center
- 2 Year Extended Warranty
- 5 Year Warranty
- 5 Year Extended Warranty

CIRCUIT BREAKER OPTIONS

- Main Line Circuit Breaker
- 2nd Main Line Circuit Breaker
- Shunt Trip and Auxiliary Contact
- Electronic Trip Breakers

ENCLOSURE

- Standard Enclosure
- Level 1 Sound Attenuation
- Level 2 Sound Attenuation
- Steel Enclosure
- Aluminum Enclosure
- 150 MPH Wind Kit
- 12 VDC Enclosure Lighting Kit
- 120 VAC Enclosure Lighting Kit
- AC/DC Enclosure Lighting Kit
- Door Alarm Switch

CONTROL SYSTEM

- 21-Light Remote Annunciator
- Remote Relay Panel (8 or 16)
- Oil Temperature Sender with Indication Alarm

- Remote E-Stop (Break Glass-Type, Surface Mount)
- Remote E-Stop (Red Mushroom-Type, Surface Mount)
- Remote E-Stop (Red Mushroom-Type, Flush Mount)

- Remote Communication - Modem
- Remote Communication - Ethernet
- 10A Run Relay
- Ground fault indication and protection functions

Engineered Options

ENGINE SYSTEM

- Coolant heater ball valves
- Fluid containment pans

ALTERNATOR SYSTEM

- 3rd Breaker Systems

GENERATOR SET

- Special Testing
- Battery Box

ENCLOSURE

- Motorized Dampers
- Enclosure Ambient Heaters

CONTROL SYSTEM

- Spare inputs (x4) / outputs (x4) - H Panel Only
- Battery Disconnect Switch

Rating Definitions

Standby – Applicable for a varying emergency load for the duration of a utility power outage with no overload capability.

Prime – Applicable for supplying power to a varying load in lieu of utility for an unlimited amount of running time. A 10% overload capacity is available for 1 out of every 12 hours. The Prime Power option is only available on International applications.

Power ratings in accordance with ISO 8528-1, Second Edition dated 2005-05-01, definitions for Prime Power (PRP) and Emergency Standby Power (ESP).

SG250

application and engineering data

ENGINE SPECIFICATIONS

General

Make	Generac
Cylinder #	6
Type	In-line
Displacement - L (Cu In)	14.17 (864.71)
Bore - mm (in)	135 (5.31)
Stroke - mm (in)	165 (6.50)
Compression Ratio	9.5:1
Intake Air Method	Turbocharged/Aftercooled
Number of Main Bearings	7
Connecting Rods	Carbon Steel
Cylinder Head	Cast Iron GT250, OHV
Cylinder Liners	Ductile Iron
Ignition	Altronic CDI
Pistons	Aluminum
Crankshaft	Ductile Iron
Lifter Type	Solid
Intake Valve Material	Special Heat-Resistant Steel
Exhaust Valve Material	Alloy Steel, High Temp
Hardened Valve Seats	Alloy Steel, High Temp

Engine Governing

Governor	Electronic
Frequency Regulation (Steady State)	+/- 0.25%

Lubrication System

Oil Pump Type	Gear
Oil Filter Type	Full-flow Cartridge
Crankcase Capacity - L (qt)	34.3 (36.2)

Cooling System

Cooling System Type	Pressurized Closed Recovery
Water Pump Flow - gpm (lpm)	94 (356)
Fan Type	Pusher
Fan Speed (rpm)	1894
Fan Diameter mm (in)	762 (30)
Coolant Heater Wattage	2000
Coolant Heater Standard Voltage	240 V

Fuel System

Fuel Type	Natural Gas
Carburetor	Down Draft
Secondary Fuel Regulator	Standard
Fuel Shut Off Solenoid	Standard (Dual)
Operating Fuel Pressure (Standard)	7" - 11" H ₂ O

Engine Electrical System

System Voltage	24 VDC
Battery Charging Alternator	Standard
Battery Size	See Battery Index 01619700BY
Battery Voltage	(2) 12 VDC
Ground Polarity	Negative

ALTERNATOR SPECIFICATIONS

Standard Model	520
Poles	4
Field Type	Revolving
Insulation Class - Rotor	H
Insulation Class - Stator	H
Total Harmonic Distortion	<5%
Telephone Interference Factor (TIF)	< 50
Standard Excitation	Permanent Magnet
Bearings	Sealed Ball
Coupling	Direct, Flexible Disc
Prototype Short Circuit Test	Yes

Voltage Regulator Type	Full Digital
Number of Sensed Phases	3
Regulation Accuracy (Steady State)	+/- 0.25%

SG250
operating data
POWER RATINGS

	Natural Gas	
Three-Phase 120/208 VAC @0.8pf	250 kW	Amps: 867
Three-Phase 120/240 VAC @0.8pf	250 kW	Amps: 752
Three-Phase 277/480 VAC @0.8pf	250 kW	Amps: 376
Three-Phase 346/600 VAC @0.8pf	250 kW	Amps: 301

STARTING CAPABILITIES (kVA)

Alternator	kW	kVA vs. Voltage Dip											
		480 VAC						208/240 VAC					
		10%	15%	20%	25%	30%	35%	10%	15%	20%	25%	30%	35%
Standard	250	263	395	527	650	790	922	157	296	395	494	593	692
Upsize 1	300	303	454	605	757	900	1059	227	341	454	568	681	794

FUEL CONSUMPTION RATES*

Natural Gas – Btu/hr (m ³ /hr)	
Percent Load	Standby
25%	1044 (29.6)
50%	1790 (50.7)
75%	2417 (68.4)
100%	2903 (84.5)

*Fuel supply installation must accommodate fuel consumption rates at 100% load.

COOLING

		Standby
Air Flow (inlet air combustion and radiator)	ft ³ /min (m ³ /min)	10,079 (285.4)
Coolant System Capacity	gal (L)	19 (71.9)
Heat Rejection to Coolant	BTU/hr	700,204
Max. Operating Air Temp on Radiator	°F (°C)	122 (50)
Max. Operating Ambient Temperature (Below Derate)	°F (°C)	104 (40)
Maximum Radiator Backpressure	in H ₂ O	0.5

COMBUSTION AIR REQUIREMENTS

Flow at Rated Power	Standby
cfm (m ³ /min)	453 (12.8)

ENGINE

	Standby	
Rated Engine Speed	rpm	1800
Horsepower at Rated kW**	hp	374
Piston Speed	ft/min (m/min)	1949 (594)
BMEP*	psi	190

** refer to "emissions table" for maximum over- or under- loading permitting purposes.

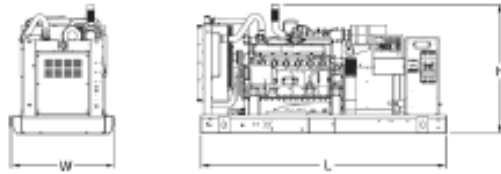
EXHAUST

	Standby	
Exhaust Flow (Rated Output)	cfm (m ³ /min)	1602 (45.4)
Max. Backpressure (Post Silencer)	inHg	0.75
Exhaust Temp (Rated Output)	°F (°C)	1260 (732)
Exhaust Outlet Size (Open Set)	in	3.5" I.D. Flex (No Muffler)

Derate – Operational characteristics consider maximum ambient conditions. Derate factors may apply under atypical site conditions. Please consult a Generac Power Systems Industrial Dealer for additional details. All performance ratings in accordance with ISO3046, ISO514, ISO579 and DIN5771 standards.

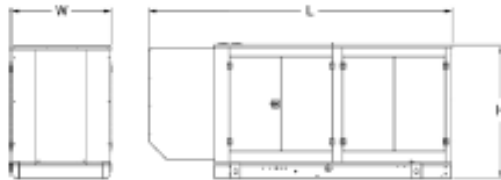
SG250

dimensions, weights, and sound levels



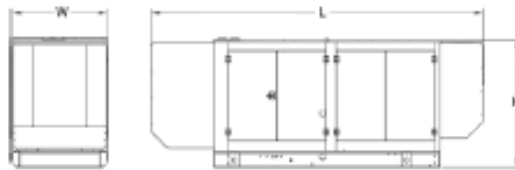
OPEN SET (Includes Exhaust Fan)

L x W x H in (mm)	130.74 (3324.1) x 57.6 (1463.1) x 69.04 (1753.3)
Weight lbs (kg)	6364 (2887)
Sound Level (dBA*)	85.6



STANDARD ENCLOSURE

L x W x H in (mm)	174.7 (4437.4) x 52.98 (1345.7) x 77.8 (1976.1)
Weight lbs (kg)	Steel: 7530 (3420) Aluminum: 6785 (3089)
Sound Level (dBA*)	82.9



LEVEL 1 ACOUSTIC ENCLOSURE

L x W x H in (mm)	200.19 (5094.7) x 57.49 (1460.4) x 77.8 (1976.1)
Weight lbs (kg)	Steel: 8094 (3672) Aluminum: 6995 (3155)
Sound Level (dBA*)	77.8



LEVEL 2 ACOUSTIC ENCLOSURE

L x W x H in (mm)	180.65 (4580.4) x 57.49 (1460.4) x 107.3 (2725.4)
Weight lbs (kg)	Steel: 8656 (3927) Aluminum: 7156 (3246)
Sound Level (dBA*)	72.3

*All measurements are approximate and for estimation purposes only. Sound levels measured at 23 ft (7 m) and does not account for ambient site conditions.

YOUR FACTORY RECOGNIZED GENERAC INDUSTRIAL DEALER

Specifications are approximate and for estimation purposes only. Sound levels measured at 23 ft (7 m) and does not account for ambient site conditions.

Generac Power Systems, Inc. • 545 W29290 HWY. 59, Waukesho, WI 53189 • generac.com
©2014 Generac Power Systems, Inc. All rights reserved. All specifications are subject to change without notice. Part no. 60020-4 / 1/16/14

ANEXO C. MATRIZ DE LEOPOLD

		A. Modificación del régimen										B. Transformación del terreno y construcción										C. Explotación de recursos			D. Procesamiento			E. Modificación del terreno																		
		a. Alteración de la cobertura	b. Alteración del flujo de agua	c. Alteración de patrones de drenaje	d. Ruido y vibraciones	e. Generación de polvo y ruido	f. Pavimentación	g. Urbanización u oficinas	h. Sitios y edificios industriales	i. Caminos y senderos	j. Líneas de transmisión gasoductos	k. Líneas de agua	l. Corte y relleno	m. Líneas eléctricas	n. Barreras, incluyendo cercas	o. Excavación de superficie	p. Excavación del subsuelo	q. Generación de energía	r. Productos químicos	s. Plantas de procesos de gas	t. Control de erosión	u. Paisaje																								
FACTO	A. Características físicas y químicas	1. Tierra	a. Materiales de construcción	-2	7	-3	7	-2	5	-2	5	-1	6	2	3	-1	6	1	4	-1	2	-1	2	-1	2	-1	4	-1	3	-1	2	-1	2	-1	7	-2	7	-2	7	-1	2	-1				
			b. Suelos	-3	8	-3	6	-2	5	-1	3	-1	6	-1	2	-1	3	1	2	1	2	-1	2	-1	3	-1	2	-1	4	-1	2	-1	3	-1	3	-1	3	-1	8	-3	8	-3	8	-1	3	-1
			c. Forma del terreno	-1	6	-2	6	-3	6	-1	2	-1	3	-1	2	-1	4	-1	1	-1	5	-1	3	-1	3	-1	2	-1	3	-1	3	-1	2	-1	6	-1	6	-1	6	-1	6	-1	2	-1		
			d. Condiciones físicas (viento)	-1	6	-1	1	-2	7	-1	4	-1	4	-1	1	-1	2	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	4	-1	1	-1	2	-1	2	-1	2	-1	6	-1	6	-1	6	-1	2	-1
		2. Agua	a. Superficial	-1	5	-3	5	-2	6	-1	3	-1	4	-1	2	-1	2	-1	2	-1	3	-1	2	-1	3	-1	2	-1	4	-1	1	-1	3	-1	2	-1	5	-1	5	-1	5	-1	2	-1		
			b. Calidad del agua	-1	6	-3	3	-1	2	-1	3	-1	5	-1	2	-1	3	-2	5	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	4	-1	1	-1	2	-1	3	-1	6	-1	6	-1	6	-1	6	-1	3	-1
			c. Temperatura	-1	6	-1	4	-1	2	-2	3	-1	3	-1	2	-1	4	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	1	-1	2	-1	2	-1	6	-1	6	-1	6	-1	2	-1		
		3. Atmósfera	a. Calor del aire (gases)	-3	7	-2	6	-1	4	-1	4	-1	7	-1	5	-1	3	-1	5	-1	3	-1	3	-1	2	-1	2	-1	3	-1	1	-1	2	-1	2	-1	2	-1	7	-3	7	-3	7	-1	2	-1
			b. Clima (micro, macro)	1	1	-1	4	-1	1	-1	3	-1	2	-1	1	-1	2	-1	4	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	4	-1	1	-1	2	-1	2	-1	1	1	1	1	1	1	-1	2	-1	
			c. Temperatura	-2	6	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	1	-1	2	-1	2	-1	1	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	1	-1	2	-1	3	-2	6	-2	6	-2	6	-1	3	-1		
		4. Procesos	a. Vías internas	2	6	1	3	1	1	1	3	1	1	1	-1	2	1	2	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	3	-1	1	-1	2	-1	2	-1	2	6	2	6	2	6	-1	2	-1		
			b. Erosión	-1	4	-2	2	-1	1	-1	2	-1	1	-1	1	-1	1	-1	2	-1	2	-1	1	-1	1	-1	2	-1	2	-1	1	-1	1	-1	2	-1	4	-1	4	-1	4	-1	2	-1		
	c. Deposición (sedimentación, precipitación)		-1	3	-1	2	-1	1	-1	2	-1	1	-1	2	-1	1	-1	3	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	3	-1	3	-1	3	-1	2	-1			
	d. Compactación y asentamiento		1	4	-1	1	-3	6	-1	3	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	1	-1	2	-1	3	1	4	1	4	1	4	-1	3	-1			
	5. Flora	e. Movimientos de masas de agua	-1	5	-1	3	-2	5	-1	4	-1	2	-1	1	-1	1	-1	3	-1	2	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	1	-1	5	-1	5	-1	5	-1	2	-1			
a. Árboles		-2	6	-1	4	-1	7	-1	3	-1	4	-1	2	-1	5	-1	4	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	6	-2	6	-2	6	-1	2	-1				
b. Arbustos		-2	5	-1	3	-3	5	-2	4	-1	3	-1	2	-1	6	-1	3	-1	2	-1	1	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	5	-2	5	-2	5	-1	2	-1		
B. Condiciones biológicas	c. Pastos	-1	3	-1	2	-3	6	-1	3	-1	2	-1	1	-1	2	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	3	-1	3	-1	3	-1	3	-1	3	-1				
	a. Pájaros	-1	4	-1	4	-2	5	-1	2	-1	3	-1	2	-1	3	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	2	-1	1	-1	3	-1	2	-1	4	-1	4	-1	4	-1	2	-1				

ANEXO D. MATRIZ DE CÁLCULO FINANCIERO

EVALUACIÓN FINANCIERA DEL PROYECTO DE APROVECHAMIENTO DE GAS NATURAL PARA LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A SER USADA EN EL CAMPO LA CIRA INFANTAS COMO REEMPLAZO PARCIAL DEL PROVEEDOR POR RED ISAGEN.

JOSÉ ANTONIO CÁRDENAS SILVA

INDICE DE HOJA DE CALCULO	
CALCULO INICIALES	Calculos iniciales!A1
ESCENARIOS PLANTEADOS	escenarios!A1
COSTOS DEL PROYECTO SEGUN ESCENARIOS	Egresos!A1
ALTERNATIVAS DE FINANCIACION DEL PROYECTO	Financiacion!A1
CALCULO DE CREDITO BANCARIO	cuota credito!A1
PROYECCIONES DEL PROYECTO A 50 AÑOS / POR ESCENARIO	proyecciones 20 años!A1
RESULTADOS GENERALES	resultados!A1
ANEXO 1 / TRM	trm!A1

ITEM	KW	precio isagen	total								
energia hora kw	10.000	\$ 200	\$ 2.000.000								
energia dia kw	240.000	\$ 200	\$ 48.000.000								
energia mes kw	7.200.000	\$ 200	\$ 1.440.000.000								
energia año kw	86.400.000	\$ 200	\$ 17.280.000.000								
pago energia electrica - anual	\$ 17.280.000.000										
pago energia electrica - mensual	\$ 1.440.000.000										
precio kilowat kw	\$ 200										
energia requerida - 10.000 kw hora	\$ 2.000.000										
energia mes - 720 horas	\$ 1.440.000.000										
precio de montaje de planta, llave en mano	\$ 6.800.000.000										
costos de mantenimiento anual 5%	\$ 340.000.000										
porcentaje de cogeneracion	10%										
		precio coogeneracion	total								
energia hora kw	1.000	\$ 103	\$ 103.000								
energia dia kw	24.000	\$ 103	\$ 2.472.000								
energia mes kw	720.000	\$ 103	\$ 74.160.000								
energia año kw	8.640.000	\$ 103	\$ 889.920.000								
	kw	porcentaje isagen	porcentaje cogeneracion	precio isagen	precio cogeneracion	valor año isagen	valor año cogeneracion	total año	ahorro año	gastos de mantenimiento	neto
energia año	86.400.000	100%	0%	200	103	\$ 17.280.000.000	\$ -	\$ 17.280.000.000	\$ -	0	\$ -
energia año	86.400.000	95%	5%	200	103	\$ 16.416.000.000	\$ 444.960.000	\$ 16.860.960.000	\$ 419.040.000	\$ 340.000.000	\$ 79.040.000
energia año	86.400.000	90%	10%	200	103	\$ 15.552.000.000	\$ 889.920.000	\$ 16.441.920.000	\$ 838.080.000	\$ 357.000.000	\$ 481.080.000
energia año	86.400.000	85%	15%	200	103	\$ 14.688.000.000	\$ 1.334.880.000	\$ 16.022.880.000	\$ 1.257.120.000	\$ 374.850.000	\$ 882.270.000
energia año	86.400.000	80%	20%	200	103	\$ 13.824.000.000	\$ 1.779.840.000	\$ 15.603.840.000	\$ 1.676.160.000	\$ 393.592.500	\$ 1.282.567.500

		ENERGIA REQUERIDA			
VARIABLES	VALOR	energia hora kw	10.000		
energia año KW	86.400.000	energia dia kw	240.000		
Precio KW ISAGEN	\$ 200	energia mes kw	7.200.000		
Precio KW Celda Gas	\$ 103	energia año kw	86.400.000		
ESCENARIOS DE COGENERACION	PORCENTAJE DE GENERACION ELECTRICA				
	ISAGEN	CELDA GAS NATURAL			
PRIMER ESCENARIO	100%	0%			
SEGUNDO ESCENARIO	95%	5%			
TERCER ESCENARIO	90%	10%			
CUARTO ESCENARIO	85%	15%			
QUINTO ESCENARIO	80%	20%			
ESCENARIOS DE COGENERACION	KW GENERACION ELECTRICA		ESCENARIOS DE COGENERACION	KW GENERADOS HORA CELDA GAS NATURAL	CANTIDAD DE CELDAS REQUERIDAS
	ISAGEN	CELDA GAS NATURAL			
PRIMER ESCENARIO	86.400.000	-	PRIMER ESCENARIO	-	0
SEGUNDO ESCENARIO	82.080.000	4.320.000	SEGUNDO ESCENARIO	500	2
TERCER ESCENARIO	77.760.000	8.640.000	TERCER ESCENARIO	1.000	4
CUARTO ESCENARIO	73.440.000	12.960.000	CUARTO ESCENARIO	1.500	6
QUINTO ESCENARIO	69.120.000	17.280.000	QUINTO ESCENARIO	2.000	8

ESCENARIOS DE COGENERACION	PRECIO GENERACION ELECTRICA		
	ISAGEN	CELDA GAS NATURAL	TOTAL AÑO
PRIMER ESCENARIO	\$ 17.280.000.000	\$ -	\$ 17.280.000.000
SEGUNDO ESCENARIO	\$ 16.416.000.000	\$ 444.960.000	\$ 16.860.960.000
TERCER ESCENARIO	\$ 15.552.000.000	\$ 889.920.000	\$ 16.441.920.000
CUARTO ESCENARIO	\$ 14.688.000.000	\$ 1.334.880.000	\$ 16.022.880.000
QUINTO ESCENARIO	\$ 13.824.000.000	\$ 1.779.840.000	\$ 15.603.840.000
ESCENARIOS DE COGENERACION	AHORRO POR AÑO SEGUN ESCENARIO		
PRIMER ESCENARIO	\$ -		
SEGUNDO ESCENARIO	\$ 419.040.000		
TERCER ESCENARIO	\$ 838.080.000		
CUARTO ESCENARIO	\$ 1.257.120.000		
QUINTO ESCENARIO	\$ 1.676.160.000		

EGRESOS				
INVERSION EN OBRAS DE INFRAESTRUCTURA POR CADA 10%	\$ 6.800.000.000	ESCENARIO BASE (TRES)		
DETALLE DE LOS COSTOS DE PUESTA EN MARCHA				
	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
TERRENO	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000	\$ 600.000.000
OBRAS CIVILES	\$ 2.400.000.000	\$ 2.400.000.000	\$ 2.400.000.000	\$ 2.400.000.000
MAQUINARIA Y EQUIPO	\$ 1.377.588.000	\$ 2.750.000.679	\$ 4.122.904.479	\$ 5.495.808.279
OBRAS ELECTRICAS	\$ 800.000.000	\$ 800.000.000	\$ 800.000.000	\$ 800.000.000
OBRAS MECANICAS	\$ 250.000.000	\$ 250.000.000	\$ 250.000.000	\$ 250.000.000
TOTAL	\$ 5.427.588.000	\$ 6.800.000.679	\$ 8.172.904.479	\$ 9.545.808.279
ITEM	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
MAQUINARIA Y EQUIPO	\$ 1.377.588.000	\$ 2.750.000.679	\$ 4.122.904.479	\$ 5.495.808.279
<p>NOTA. El presupuesto de la puesta en marcha es para un equipo de generacion electrica con capcidad de hasta 2 mw hora es decir, hasta el 20% del consumo hora del campo la cira infantas (cada celda de coogeneracion son 250 kw)</p>				
GASTOS ASOCIADOS				
ITEM	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
MANTENIMIENTO ANNUAL	\$ 54.275.880	\$ 68.000.007	\$ 81.729.045	\$ 95.458.083
DEPRECIACION	\$ 271.379.400	\$ 340.000.034	\$ 408.645.224	\$ 477.290.414
DETALLE DE LOS COSTOS DE MANTENIEMINETO Y REPARACIONES				
ITEM	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
PERSONAL	\$ 27.137.940	\$ 34.000.003	\$ 40.864.522	\$ 47.729.041
SUMINISTROS	\$ 10.855.176	\$ 13.600.001	\$ 16.345.809	\$ 19.091.617
MATERIALES Y REPUESTOS	\$ 16.282.764	\$ 20.400.002	\$ 24.518.713	\$ 28.637.425
TOTAL	\$ 54.275.880	\$ 68.000.007	\$ 81.729.045	\$ 95.458.083

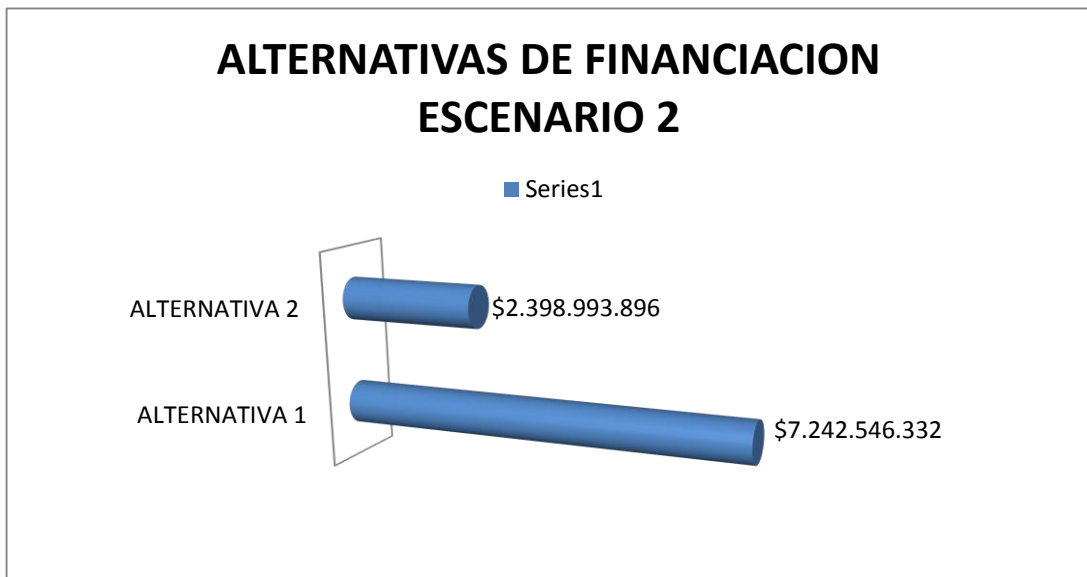
ITEM	VALOR (PESOS)
= PRECIO POR KW GENERADO	103
+ COSTO GAS	90,64
+ COSTO TRANSPORTE	7,21
+ COSTOS DE OPERACION	5,15
precio metro 3 de gas	1186,25
precio gas por kw	90,94
un mt3 produce 13 kws de energia	13,044
para producir los kw año requeridos	17.280.000
se requieren metros 3 de gas	1.324.715
valor del cada generador en dolares 16/03/2015	USD 257.238,52
trm a 16 de marzo de 2015	2661,52
valor de generado en pesos	\$ 684.645.476

ESCENARIO DOS						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	10	Tubería	\$ 74.128	\$ 741.280
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	15	Tubería	\$ 118.305	\$ 1.774.575
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	35	Tubería	\$ 163.707	\$ 5.729.745
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	2	Global	\$ 684.671.200	\$ 1.369.342.400
TOTAL						\$ 1.377.588.000
ESCENARIO TRES						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	20	Tubería	\$ 74.128	\$ 1.482.560
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	25	Tubería	\$ 118.305	\$ 2.957.625
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	42	Tubería	\$ 163.707	\$ 6.875.694
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	4	Global	\$ 684.671.200	\$ 2.738.684.800
TOTAL						\$ 2.750.000.679

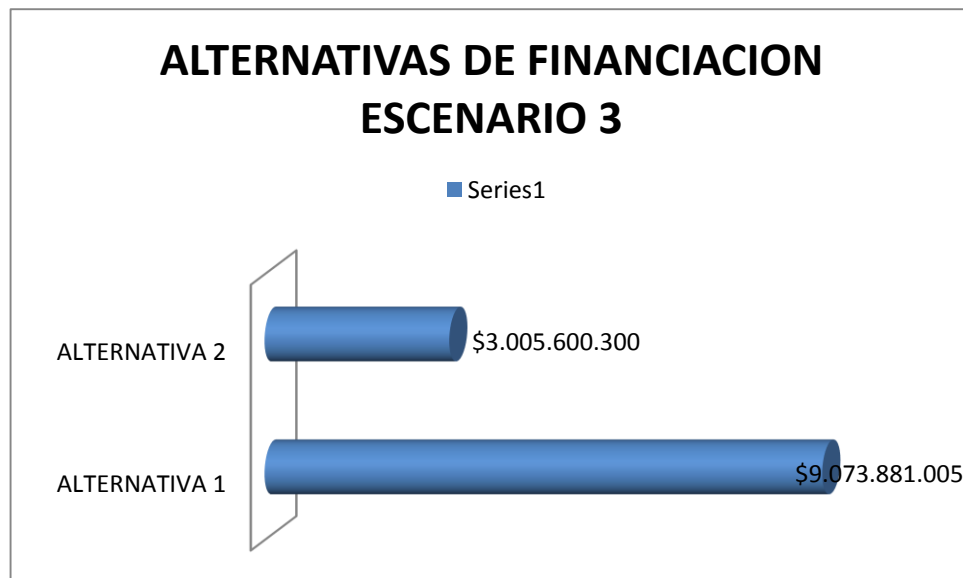
ESCENARIO CUATRO						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	30	Tubería	\$ 74.128	\$ 2.223.840
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	35	Tubería	\$ 118.305	\$ 4.140.675
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	52	Tubería	\$ 163.707	\$ 8.512.764
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	6	Global	\$ 684.671.200	\$ 4.108.027.200
TOTAL						\$ 4.122.904.479
ESCENARIO CINCO						
ITEM	CONCEPTO	DETALLE	CANTIDAD	UNIDAD	VLR UNITARIO (PESOS)	VLR TOTAL (PESOS)
1	Sistema de Conducción	Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 4" X 6 MTS. (110MM) REF: 2900090	40	Tubería	\$ 74.128	\$ 2.965.120
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 6" X 6 MTS (160MM) REF: 2900092	45	Tubería	\$ 118.305	\$ 5.323.725
		Suministro e Instalación de tubería PVC NOVAFORT S-8 DE 8" X 6 MTS (200MM) REF: 2900094	62	Tubería	\$ 163.707	\$ 10.149.834
2	Generador de energía a Gas Natural	Compra e instalación de generador Marca: Generac Referencia. Generador 250 KVA GAS. Trifásico modelo SG200 Potencia: 250kw	8	Global	\$ 684.671.200	\$ 5.477.369.600

ALTERNATIVAS DE FINANCIACION		
1	Credito bancario	bancolombia
2	Recursos Propios	ecopetrol

ESCENARIO 2 - 5%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 5.427.588.000
VALOR CUOTA	\$ 1.267.013.433
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 7.242.546.332
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 12.670.134.332,00
ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 5.427.588.000
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 2.398.993.896
ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	COSTO
ALTERNATIVA 1	\$ 7.242.546.332
ALTERNATIVA 2	\$ 2.398.993.896

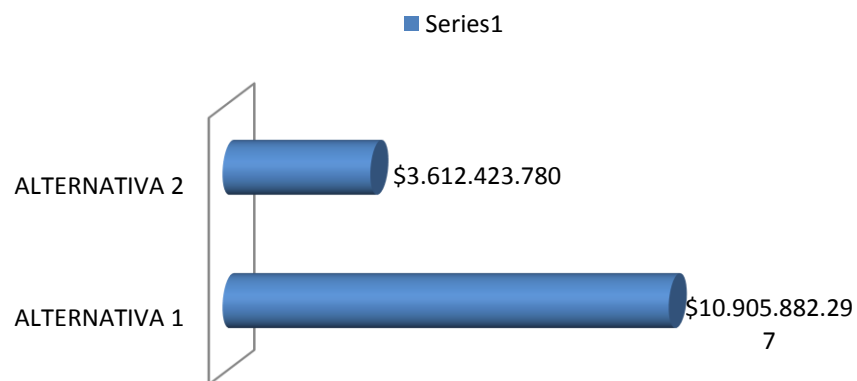


ESCENARIO 3 - 10%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 6.800.000.679
VALOR CUOTA	\$ 1.587.388.001
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 9.073.881.005
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 15.873.880.006
ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 6.800.000.679
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 3.005.600.300
ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	
	COSTO
ALTERNATIVA 1	\$ 9.073.881.005
ALTERNATIVA 2	\$ 3.005.600.300

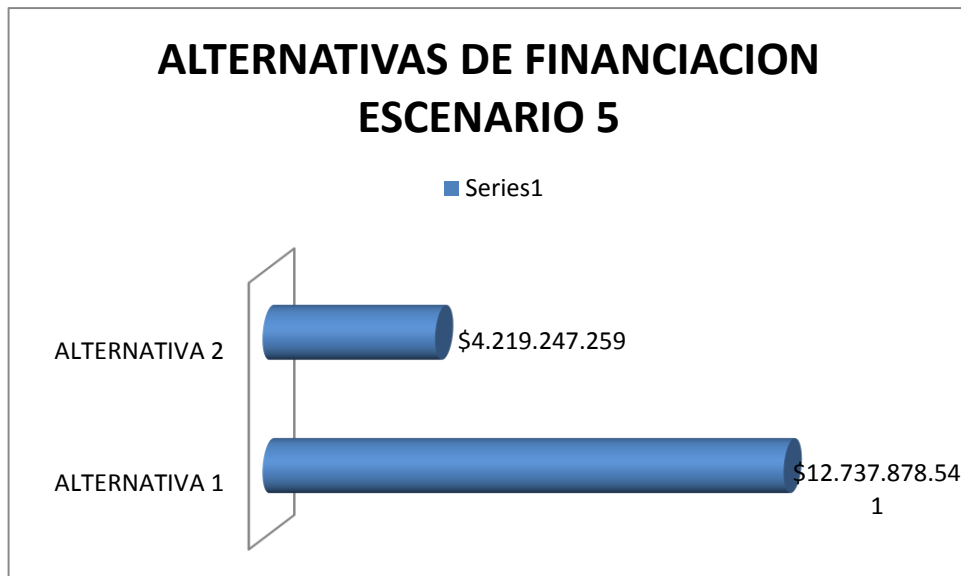


ESCENARIO 4 - 15%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 8.172.904.479
VALOR CUOTA	\$ 1.907.878.630
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 10.905.882.297
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 19.078.786.297,44
ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 8.172.904.479
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 3.612.423.780
ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	COSTO
ALTERNATIVA 1	\$ 10.905.882.297
ALTERNATIVA 2	\$ 3.612.423.780

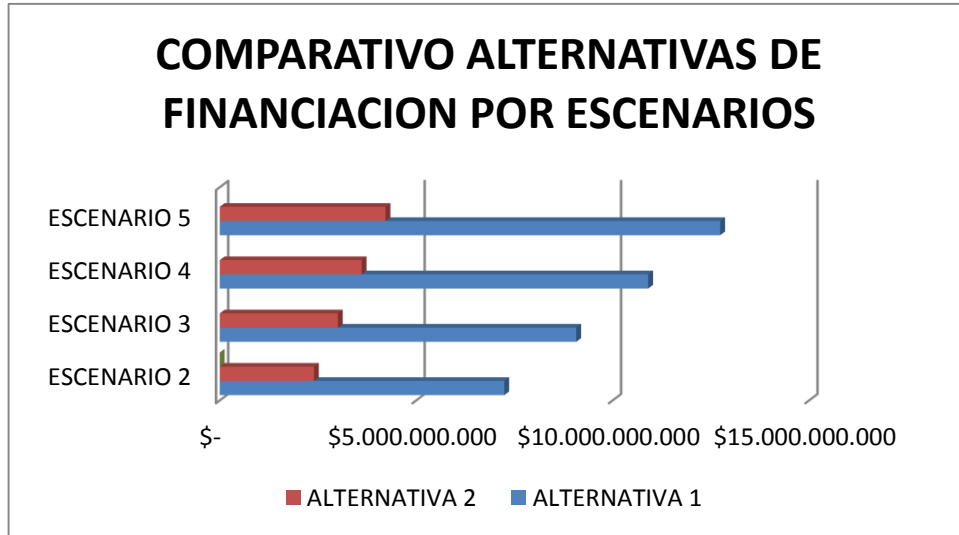
ALTERNATIVAS DE FINANCIACION ESCENARIO 4



ESCENARIO 5 - 20%	
ALTERNATIVA 1	
CREDITO BANCARIO	
TASA DE INTERES ANNUAL	19,37%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 9.545.808.279
VALOR CUOTA	\$ 2.228.368.654
TOTAL A PAGAR INTERESES	\$ 12.737.878.541
VALOR TOTAL CREDITO	\$ 22.283.686.541,33
ALTERNATIVA 2	
RECURSOS PROPIOS	
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%
PLAZO (AÑOS)	10
CAPITAL	\$ 9.545.808.279
UTILIDAD ESPERADA DEL PROYECTO	\$ 4.219.247.259
ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	
ALTERNATIVA 1	COSTO
ALTERNATIVA 1	\$ 12.737.878.541
ALTERNATIVA 2	\$ 4.219.247.259



ALTERNATIVAS DE FINANCIACION	ESCENARIO 2	ESCENARIO 3	ESCENARIO 4	ESCENARIO 5
ALTERNATIVA 1	\$ 7.242.546.332	\$ 9.073.881.005	\$ 10.905.882.297	\$ 12.737.878.541
ALTERNATIVA 2	\$ 2.398.993.896	\$ 3.005.600.300	\$ 3.612.423.780	\$ 4.219.247.259



ESCENARIO 2 - 5%					
DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO	Años		PERIODOS AL AÑO	1	
TASA BASE DE INFORMACIÓN	Periódica		Tasa anual	19,37%	
TASA DE INTERES ANUAL	19,37%		Tasa efectiva anual	19,37%	
CAPITAL	5.427.588		CUOTA FIJA	\$0,00	
NUMERO DE PERIODOS	10		FACTOR	\$ (0,23343950)	
TABLA DE AMORTIZACION					
AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	5.427.588	1.267.013	1.051.324	215.690	5.211.898
2	5.211.898	1.267.013	1.009.545	257.469	4.954.430
3	4.954.430	1.267.013	959.673	307.340	4.647.089
4	4.647.089	1.267.013	900.141	366.872	4.280.217
5	4.280.217	1.267.013	829.078	437.935	3.842.282
6	3.842.282	1.267.013	744.250	522.763	3.319.518
7	3.319.518	1.267.013	642.991	624.023	2.695.495
8	2.695.495	1.267.013	522.117	744.896	1.950.599
9	1.950.599	1.267.013	377.831	889.182	1.061.417
10	1.061.417	1.267.013	205.596	1.061.417	(0)
TOTALES		12.670.134	7.242.546	5.427.588	

ESCENARIO 3 - 10%

DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO	Años		PERIODOS AL AÑO	1	
TASA BASE DE INFORMACIÓN	Periódica		Tasa anual	19,37%	
TASA DE INTERES ANUAL	19,37%		Tasa efectiva anual	19,37%	
CAPITAL	6.800.000.000		CUOTA FIJA	\$295.258.015,80	
NUMERO DE PERIODOS	10		FACTOR	\$ (0,23343950)	

TABLA DE AMORTIZACION

AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	6.800.000.000	1.587.388.001	1.317.160.000	270.228.001	6.529.771.000
2	6.529.771.000	1.587.388.001	1.264.816.001	322.571.001	6.207.199.001
3	6.207.199.001	1.587.388.001	1.202.334.001	385.054.000	5.822.145.000
4	5.822.145.000	1.587.388.001	1.127.749.001	459.639.000	5.362.506.000
5	5.362.506.000	1.587.388.001	1.038.717.000	548.671.000	4.813.835.000
6	4.813.835.000	1.587.388.001	932.439.001	654.948.001	4.158.886.001
7	4.158.886.001	1.587.388.001	805.576.000	781.812.000	3.377.074.000
8	3.377.074.000	1.587.388.001	654.139.000	933.249.000	2.443.825.000
9	2.443.825.000	1.587.388.001	473.368.001	1.114.019.001	1.329.805.000
10	1.329.805.000	1.587.388.001	257.583.000	1.329.805.000	0
TOTALES	15.873.880.006	9.073.881.005	6.799.996.004		

ESCENARIO 4 - 15%

DATOS CREDITO			Información adicional		
TIPO DE PERIODO	Años		PERIODOS AL AÑO	1	
TASA BASE DE INFORMACIÓN	Periódica		Tasa anual	19,37%	
TASA DE INTERES ANUAL	19,37%		Tasa efectiva anual	19,37%	
CAPITAL	8.172.904		CUOTA FIJA	\$0,00	
NUMERO DE PERIODOS	10		FACTOR	\$ (0,23343950)	

TABLA DE AMORTIZACION

AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	8.172.904	1.907.879	1.583.092	324.787	7.848.117
2	7.848.117	1.907.879	1.520.180	387.698	7.460.418
3	7.460.418	1.907.879	1.445.083	462.796	6.997.623
4	6.997.623	1.907.879	1.355.440	552.439	6.445.184
5	6.445.184	1.907.879	1.248.432	659.447	5.785.737
6	5.785.737	1.907.879	1.120.697	787.181	4.998.556
7	4.998.556	1.907.879	968.220	939.658	4.058.898
8	4.058.898	1.907.879	786.208	1.121.670	2.937.228
9	2.937.228	1.907.879	568.941	1.338.938	1.598.290
10	1.598.290	1.907.879	309.589	1.598.290	(0)
TOTALES	19.078.786	10.905.882	8.172.904		

ESCENARIO 5 - 20%

DATOS CREDITO		Información adicional	
TIPO DE PERIODO	Años	PERIODOS AL AÑO	1
TASA BASE DE INFORMACIÓN	Periódica	Tasa anual	19,37%
TASA DE INTERES ANUAL	19,37%	Tasa efectiva anual	19,37%
CAPITAL	9.545.808	CUOTA FIJA	\$0,00
NUMERO DE PERIODOS	10	FACTOR	\$ (0,23343950)

TABLA DE AMORTIZACION

AÑO	SALDO INICIAL	CUOTA	INTERES	ABONO A CAPITAL	SALDO FINAL
1	9.545.808	2.228.369	1.849.023	379.346	9.166.462
2	9.166.462	2.228.369	1.775.544	452.825	8.713.637
3	8.713.637	2.228.369	1.687.832	540.537	8.173.100
4	8.173.100	2.228.369	1.583.130	645.239	7.527.861
5	7.527.861	2.228.369	1.458.147	770.222	6.757.639
6	6.757.639	2.228.369	1.308.955	919.414	5.838.225
7	5.838.225	2.228.369	1.130.864	1.097.504	4.740.721
8	4.740.721	2.228.369	918.278	1.310.091	3.430.630
9	3.430.630	2.228.369	664.513	1.563.856	1.866.774
10	1.866.774	2.228.369	361.594	1.866.774	(0)
TOTALES		22.283.687	12.737.879	9.545.808	

ESCENARIO 1 - 0%

ESCENARIO 2 - 5%

INVERSION	\$ 5.427.588.000				
MANTENIMIENTO ANUAL	\$ 54.275.880	\$ 64.527.023	\$ 80.105.083	\$ 92.548.618	\$ 106.925.134
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400	\$ 271.379.400
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 271.379.400	\$ 1.356.897.000	\$ 2.713.794.000	\$ 4.070.691.000	\$ 5.427.588.000
INFLACION PROYECTADA 10 AÑOS	4,42%				
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS	2,93%				
KW GENERADOS AÑO	4.320.000				

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 444.960.000	\$ 529.000.067	\$ 656.710.819	\$ 758.724.373	\$ 876.584.726
VALOR DE ISAGEN	\$ 864.000.000	\$ 1.027.184.596	\$ 1.275.166.640	\$ 1.473.251.209	\$ 1.702.106.264
DIFERENCIA	\$ 419.040.000	\$ 498.184.529	\$ 618.455.820	\$ 714.526.836	\$ 825.521.538

INVERSION	\$ 5.427.588.000	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 54.275.880	\$ 64.527.023	\$ 80.105.083	\$ 92.548.618	\$ 106.925.134
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 419.040.000	\$ 498.184.529	\$ 618.455.820	\$ 714.526.836	\$ 825.521.538
FLUJO DE CAJA	\$ (5.062.823.880)	\$ 433.657.506	\$ 538.350.737	\$ 621.978.219	\$ 718.596.405
RESULTADO NETO	\$ 364.764.120	\$ 433.657.506	\$ 538.350.737	\$ 621.978.219	\$ 718.596.405

COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 239.899.390	\$ 269.275.620	\$ 311.104.933	\$ 359.432.019	\$ 415.266.240
EVA	\$ 124.864.730	\$ 164.381.886	\$ 227.245.804	\$ 262.546.200	\$ 303.330.165

	VNA
AÑO 10	(\$1.704.603.332,69)
AÑO 20	\$2.543.871.746,41

ESCENARIO 3 - 10%

INVERSION	\$ 6.800.000.679				
MANTENIMIENTO ANUAL	\$ 68.000.007	\$ 80.843.240	\$ 100.360.347	\$ 115.950.338	\$ 133.962.080
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034	\$ 340.000.034
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 340.000.034	\$ 1.700.000.170	\$ 3.400.000.340	\$ 5.100.000.509	\$ 6.800.000.679
INFLACION PROYECTADA 10 AÑOS		4,42%			
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS		2,93%			
KW GENERADOS AÑO		8.640.000			

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 889.920.000	\$ 1.058.000.134	\$ 1.313.421.639	\$ 1.517.448.746	\$ 1.753.169.452
VALOR DE ISAGEN	\$ 1.728.000.000	\$ 2.054.369.192	\$ 2.550.333.279	\$ 2.946.502.418	\$ 3.404.212.529
DIFERENCIA	\$ 838.080.000	\$ 996.369.058	\$ 1.236.911.640	\$ 1.429.053.673	\$ 1.651.043.077

INVERSION	\$ 6.800.000.679	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 68.000.007	\$ 80.843.240	\$ 100.360.347	\$ 115.950.338	\$ 133.962.080
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 838.080.000	\$ 996.369.058	\$ 1.236.911.640	\$ 1.429.053.673	\$ 1.651.043.077
FLUJO DE CAJA	\$ (6.029.920.686)	\$ 915.525.818	\$ 1.136.551.293	\$ 1.313.103.335	\$ 1.517.080.996
RESULTADO NETO	\$ 770.079.993	\$ 915.525.818	\$ 1.136.551.293	\$ 1.313.103.335	\$ 1.517.080.996

COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 300.560.030	\$ 337.364.295	\$ 389.770.513	\$ 450.317.520	\$ 520.269.909
EVA	\$ 469.519.963	\$ 578.161.523	\$ 746.780.780	\$ 862.785.814	\$ 996.811.087

	VNA
AÑO 10	\$862.669.271,31
AÑO 20	\$9.896.515.504,55

ESCENARIO 4 - 15%

INVERSION	\$ 8.172.904.479				
MANTENIMIENTO ANUAL	\$ 81.729.045	\$ 97.165.296	\$ 120.622.860	\$ 139.360.433	\$ 161.008.703
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224	\$ 408.645.224
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 408.645.224	\$ 2.043.226.120	\$ 4.086.452.240	\$ 6.129.678.359	\$ 8.172.904.479
INFLACION PROYECTADA 10 AÑOS		4,42%			
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS		2,93%			
KW GENERADOS AÑO		12.960.000			

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 1.334.880.000	\$ 1.587.000.201	\$ 1.970.132.458	\$ 2.276.173.118	\$ 2.629.754.179
VALOR DE ISAGEN	\$ 2.592.000.000	\$ 3.081.553.788	\$ 3.825.499.919	\$ 4.419.753.628	\$ 5.106.318.793
DIFERENCIA	\$ 1.257.120.000	\$ 1.494.553.587	\$ 1.855.367.461	\$ 2.143.580.509	\$ 2.476.564.615

INVERSION	\$ 8.172.904.479	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 81.729.045	\$ 97.165.296	\$ 120.622.860	\$ 139.360.433	\$ 161.008.703
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 1.257.120.000	\$ 1.494.553.587	\$ 1.855.367.461	\$ 2.143.580.509	\$ 2.476.564.615
FLUJO DE CAJA	\$ (6.997.513.524)	\$ 1.397.388.291	\$ 1.734.744.600	\$ 2.004.220.076	\$ 2.315.555.912
RESULTADO NETO	\$ 1.175.390.955	\$ 1.397.388.291	\$ 1.734.744.600	\$ 2.004.220.076	\$ 2.315.555.912

COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 361.242.378	\$ 405.477.335	\$ 468.464.243	\$ 541.235.546	\$ 625.311.154
EVA	\$ 814.148.577	\$ 991.910.956	\$ 1.266.280.357	\$ 1.462.984.531	\$ 1.690.244.759

	VNA
AÑO 10	\$3.429.424.509,77
AÑO 20	\$17.248.576.873,83

ESCENARIO 5 - 20%

INVERSION	\$ 9.545.808.279				
MANTENIMIENTO ANUAL	\$ 95.458.083	\$ 113.487.352	\$ 140.885.373	\$ 162.770.528	\$ 188.055.325
DEPRECIACION MAQUINARIA 20 AÑOS	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414	\$ 477.290.414
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 477.290.414	\$ 2.386.452.070	\$ 4.772.904.140	\$ 7.159.356.209	\$ 9.545.808.279
COSTO DE OPORTUNIDAD	4,42%				
INFLACION PROYECTADA 50 AÑOS	2,93%				
KW GENERADOS AÑO	17.280.000				

	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
PRECIO GENERACION GAS	\$ 103	\$ 122	\$ 152	\$ 176	\$ 203
PRECIO ISAGEN	\$ 200	\$ 238	\$ 295	\$ 341	\$ 394
VALOR DE GENERACION GAS	\$ 1.779.840.000	\$ 2.116.000.268	\$ 2.626.843.278	\$ 3.034.897.491	\$ 3.506.338.905
VALOR DE ISAGEN	\$ 3.456.000.000	\$ 4.108.738.384	\$ 5.100.666.558	\$ 5.893.004.837	\$ 6.808.425.058
DIFERENCIA	\$ 1.676.160.000	\$ 1.992.738.116	\$ 2.473.823.281	\$ 2.858.107.346	\$ 3.302.086.153

INVERSION	\$ 9.545.808.279	0	0	0	0
EGRESOS (MANTENIMIENTO)	\$ 95.458.083	\$ 113.487.352	\$ 140.885.373	\$ 162.770.528	\$ 188.055.325
INGRESOS (POR DIFERENCIA)	\$ 1.676.160.000	\$ 1.992.738.116	\$ 2.473.823.281	\$ 2.858.107.346	\$ 3.302.086.153
FLUJO DE CAJA	\$ (7.965.106.362)	\$ 1.879.250.764	\$ 2.332.937.907	\$ 2.695.336.818	\$ 3.114.030.828
RESULTADO NETO	\$ 1.580.701.917	\$ 1.879.250.764	\$ 2.332.937.907	\$ 2.695.336.818	\$ 3.114.030.828

COSTO DE OPORTUNIDAD	\$ 421.924.726	\$ 473.590.376	\$ 547.157.973	\$ 632.153.571	\$ 730.352.398
EVA	\$ 1.158.777.191	\$ 1.405.660.389	\$ 1.785.779.934	\$ 2.063.183.247	\$ 2.383.678.430

	VNA
AÑO 10	\$5.996.179.748,23
AÑO 20	\$24.600.638.243,11

EVA = RN - (CPPC * Cap.)

Donde:

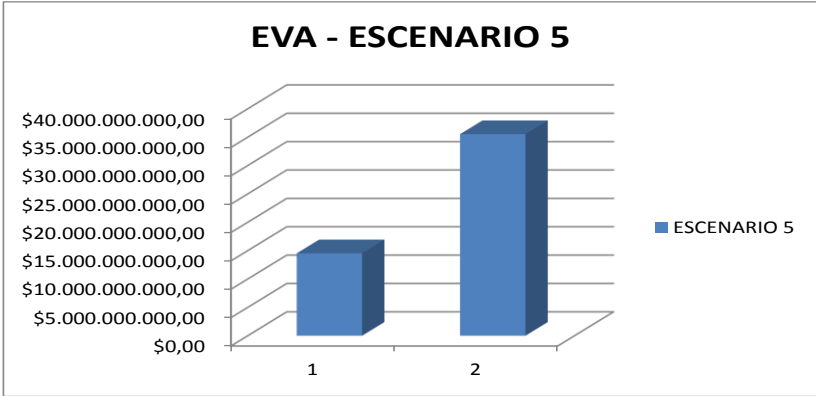
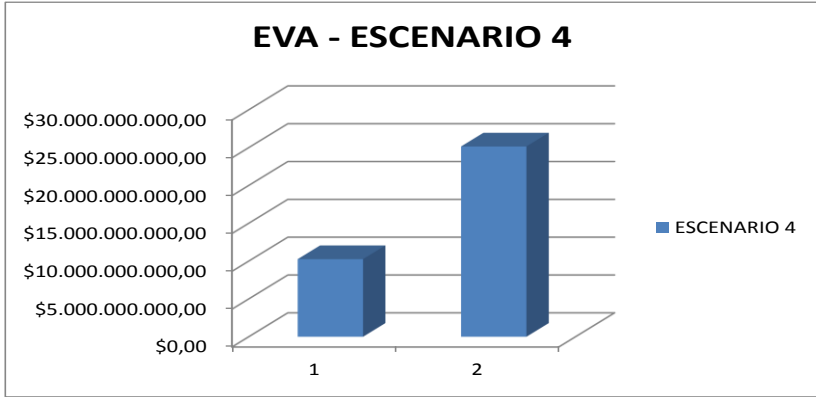
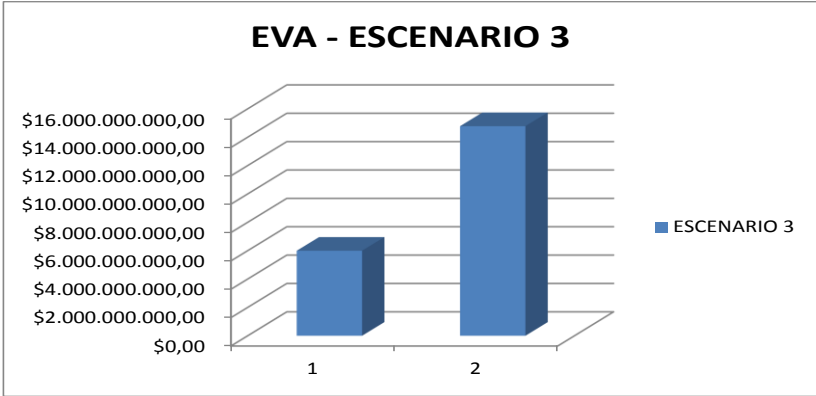
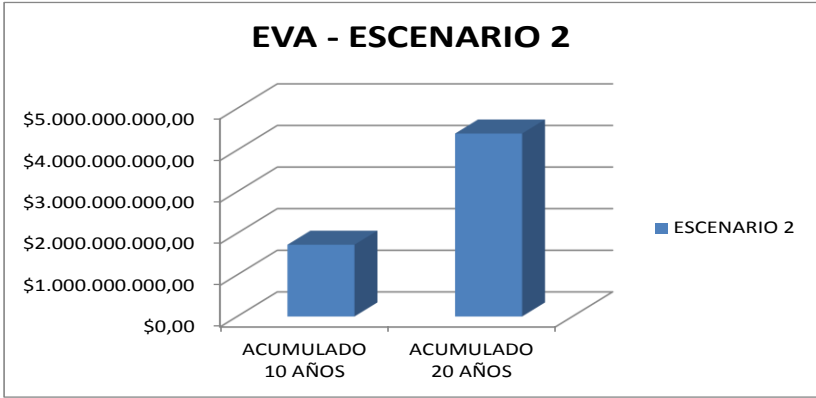
RN: Representa el resultado neto después del impuesto a las utilidades.

CPPC: Tasa de costo promedio ponderado de capital de la empresa.

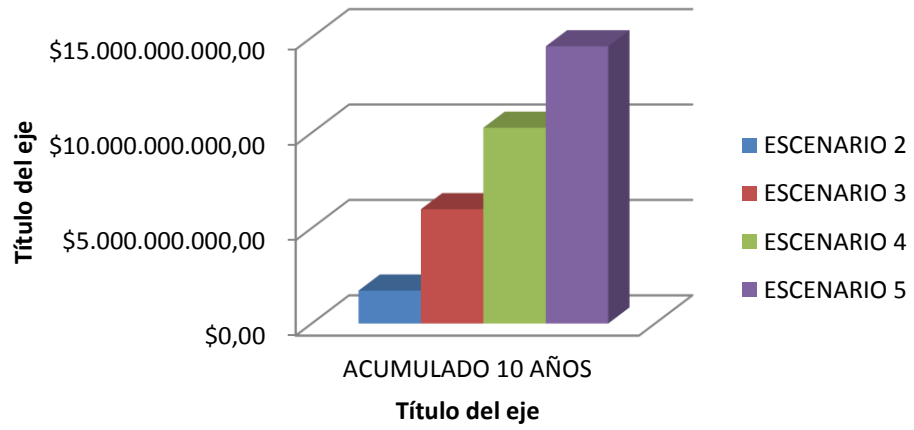
Cap.: Capital invertido por la empresa.

CONSOLIDADO EVA	AÑO 1	AÑO 5	AÑO 10	AÑO 15	AÑO 20
escenario 2 -5%	\$ 124.864.730	\$ 164.381.886	\$ 227.245.804	\$ 262.546.200	\$ 303.330.165
escenario 3 -10%	\$ 469.519.963	\$ 578.161.523	\$ 746.780.780	\$ 862.785.814	\$ 996.811.087
escenario 4 -15%	\$ 814.148.577	\$ 991.910.956	\$ 1.266.280.357	\$ 1.462.984.531	\$ 1.690.244.759
escenario 5 -20%	\$ 1.158.777.191	\$ 1.405.660.389	\$ 1.785.779.934	\$ 2.063.183.247	\$ 2.383.678.430

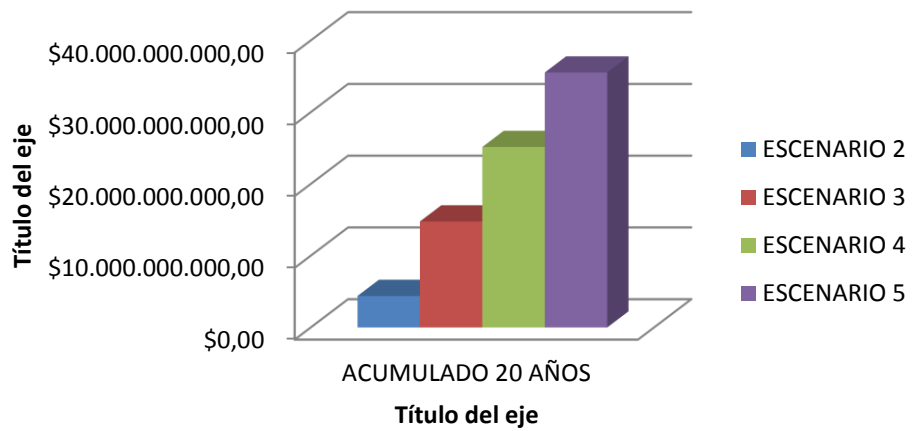
VNA				
DECENIOS	ESCENARIO DOS	ESCENARIO TRES	ESCENARIO CUATRO	ESCENARIO CINCO
AÑO 10	(\$1.704.603.332,69)	\$862.669.271,31	\$3.429.424.509,77	\$5.996.179.748,23
AÑO 20	\$2.543.871.746,41	\$9.896.515.504,55	\$17.248.576.873,83	\$24.600.638.243,11
EVA				
ESCENARIOS	ACUMULADO 10 AÑOS	ACUMULADO 20 AÑOS		
ESCENARIO 2	\$1.724.321.506,18	\$4.397.141.721,95		
ESCENARIO 3	\$5.993.260.284,40	\$14.776.748.164,06		
ESCENARIO 4	\$10.261.890.884,82	\$25.155.630.071,76		
ESCENARIO 5	\$14.530.521.485,24	\$35.534.511.979,46		

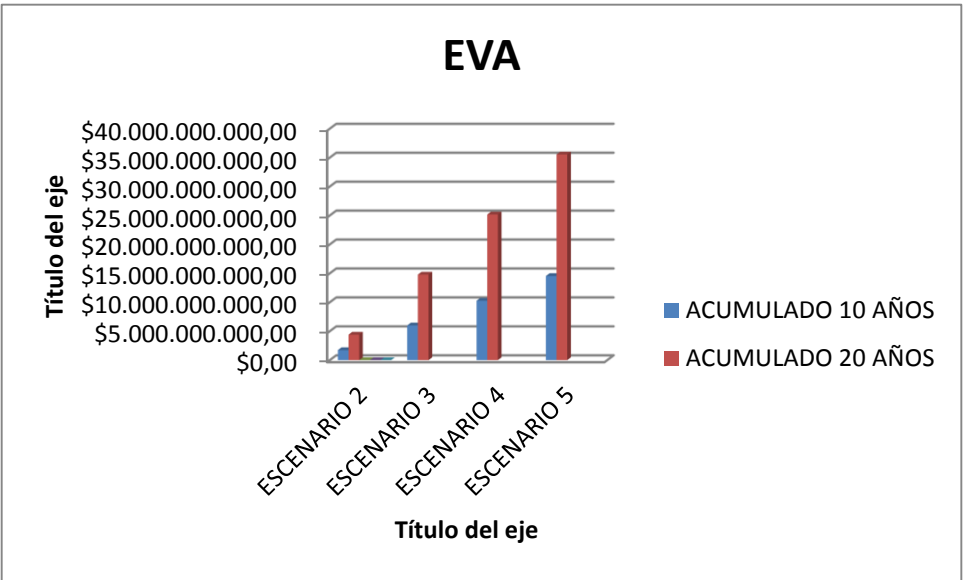
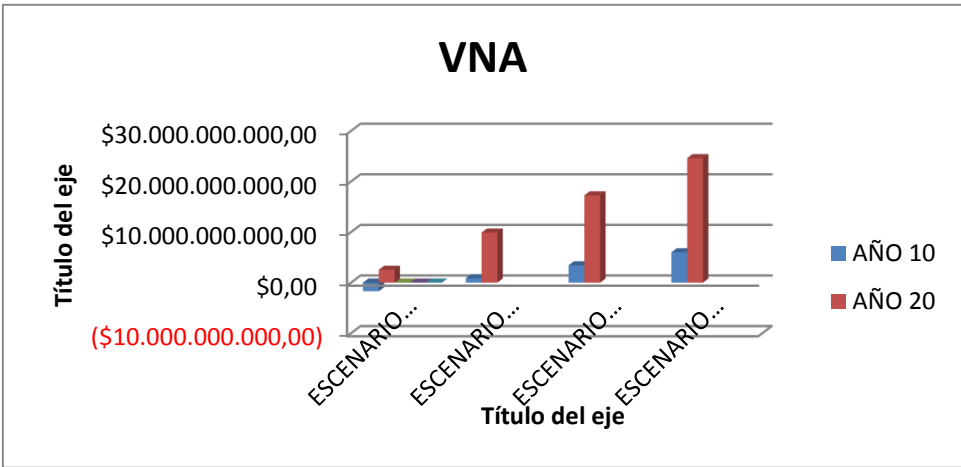


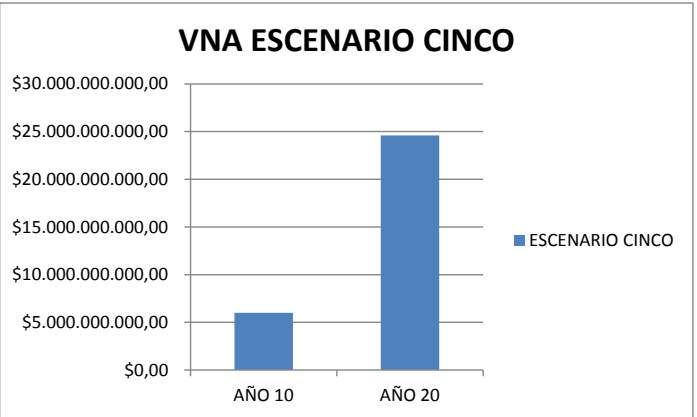
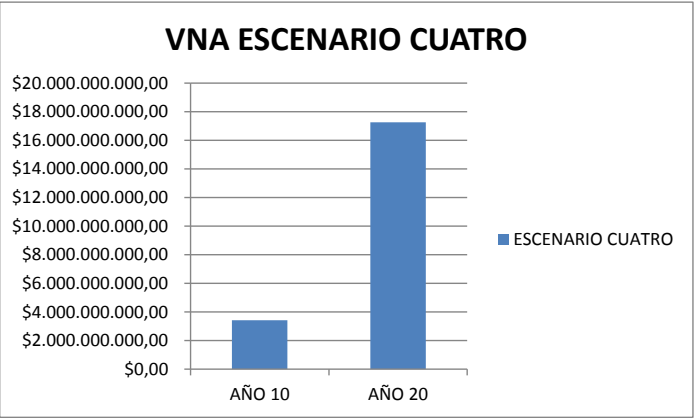
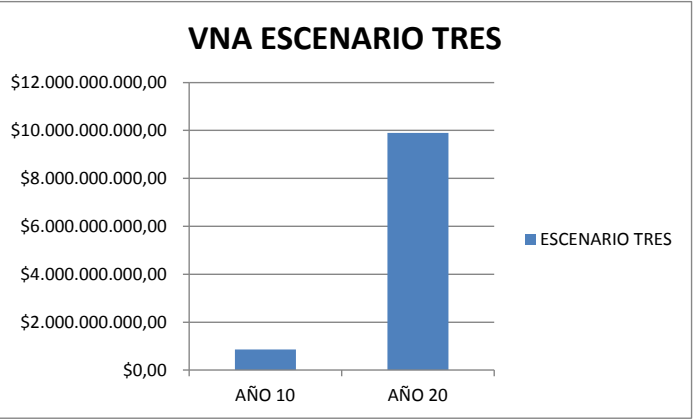
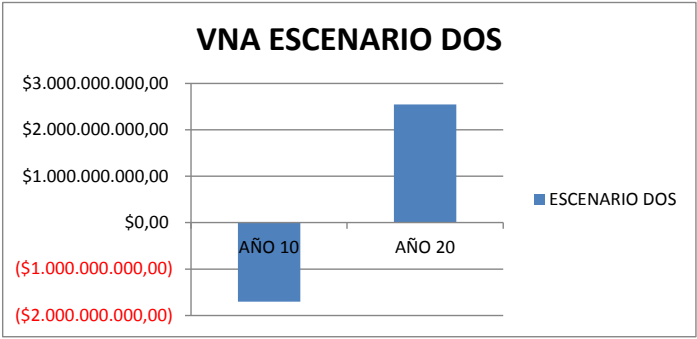
EVA COMPARATIVO A 10 AÑOS



EVA COMPARATIVO A 20 AÑOS







Tasa de cambio representativa del mercado (TRM)



1.1.1 Serie histórica

Información disponible desde el 27 de noviembre de 1991

Seleccione una vista: **Tabla: Tasa de cambio representativa del mercado (TRM)**

Seleccione un año: **2015**

Fecha (dd/mm/aaaa)	Tasa de cambio representativa del mercado (TRM)
01/01/2015	\$2.392,46
02/01/2015	\$2.392,46
03/01/2015	\$2.383,37
04/01/2015	\$2.383,37
05/01/2015	\$2.383,37
06/01/2015	\$2.412,82
07/01/2015	\$2.452,11
08/01/2015	\$2.434,31
09/01/2015	\$2.405,03
10/01/2015	\$2.406,71
11/01/2015	\$2.406,71
12/01/2015	\$2.406,71
13/01/2015	\$2.406,71
14/01/2015	\$2.442,03
15/01/2015	\$2.438,79
16/01/2015	\$2.398,91
17/01/2015	\$2.383,91
18/01/2015	\$2.383,91
19/01/2015	\$2.383,91
20/01/2015	\$2.383,91
21/01/2015	\$2.373,44
22/01/2015	\$2.361,54
23/01/2015	\$2.370,75
24/01/2015	\$2.386,50
25/01/2015	\$2.386,50
26/01/2015	\$2.386,50
27/01/2015	\$2.386,28
28/01/2015	\$2.381,11
29/01/2015	\$2.362,42
30/01/2015	\$2.397,35
31/01/2015	\$2.441,10
01/02/2015	\$2.441,10
02/02/2015	\$2.441,10
03/02/2015	\$2.407,29
04/02/2015	\$2.374,72
05/02/2015	\$2.381,91
06/02/2015	\$2.384,53
07/02/2015	\$2.384,76
08/02/2015	\$2.384,76
09/02/2015	\$2.384,76
10/02/2015	\$2.371,31
11/02/2015	\$2.380,79
12/02/2015	\$2.416,61
13/02/2015	\$2.401,03
14/02/2015	\$2.376,23
15/02/2015	\$2.376,23
16/02/2015	\$2.376,23
17/02/2015	\$2.376,23
18/02/2015	\$2.416,37
19/02/2015	\$2.429,71
20/02/2015	\$2.445,16
21/02/2015	\$2.455,54
22/02/2015	\$2.455,54
23/02/2015	\$2.455,54
24/02/2015	\$2.489,81
25/02/2015	\$2.500,59
26/02/2015	\$2.489,41
27/02/2015	\$2.484,58
28/02/2015	\$2.496,99
01/03/2015	\$2.496,99
02/03/2015	\$2.496,99
03/03/2015	\$2.522,03
04/03/2015	\$2.555,08
05/03/2015	\$2.565,90
06/03/2015	\$2.543,47
07/03/2015	\$2.565,61
08/03/2015	\$2.565,61
09/03/2015	\$2.565,61
10/03/2015	\$2.592,86
11/03/2015	\$2.618,79
12/03/2015	\$2.633,65
13/03/2015	\$2.610,08
14/03/2015	\$2.661,52
15/03/2015	\$2.661,52
16/03/2015	\$2.661,52

Fuente: Superintendencia Financiera de Colombia (www.superfinanciera.gov.co)