

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA EL MONTAJE DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL BIOGÁS PRODUCIDO EN EL RELLENO
SANITARIO DE LA CIUDAD DE POPAYÁN**

**ISABEL CRISTINA BECHARA RAMIREZ
LUIS FELIPE VALENZUELA USSA
CHARLIE ENRIQUE HURTADO MORENO**

**UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE CIENCIAS CONTABLES, ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS
INSTITUTO DE POSTGRADOS
POPAYÁN 2011**

**ESTUDIO DE VIABILIDAD PARA EL MONTAJE DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DEL BIOGÁS PRODUCIDO EN EL RELLENO
SANITARIO DE LA CIUDAD DE POPAYÁN**

**ISABEL CRISTINA BECHARA RAMIREZ
LUIS FELIPE VALENZUELA USSA
CHARLIE ENRIQUE HURTADO MORENO**

**Trabajo final para optar al título de
Especialista en Gerencia de Proyectos**

**GERMÁN ARBOLEDA VÉLEZ
Ingeniero Civil**

**UNIVERSIDAD DEL CAUCA
FACULTAD DE CIENCIAS CONTABLES, ECONÓMICAS Y ADMINISTRATIVAS
INSTITUTO DE POSTGRADOS
POPAYÁN 2011**

TABLA DE CONTENIDO

	PAG.
RESUMEN EJECUTIVO	10
INTRODUCCIÓN.....	255
1. ESTUDIO DEL MERCADO	27
1.1 PRODUCTO.....	29
1.2 DEMANDA.....	30
1.3 OFERTA	36
1.4 PRECIO	41
1.5 COMERCIALIZACIÓN	43
1.6 PUBLICIDAD O PROPAGANDA.....	43
2. TAMAÑO DEL PROYECTO.....	44
2.1 TAMAÑO DEL PROYECTO Y DIMENSIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO.....	44
2.2 TAMAÑO DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍA DEL PROCESO PRODUCTIVO.....	44
2.3 TAMAÑO DEL PROYECTO Y LA DISPONIBILIDAD DE INSUMOS Y MATERIA PRIMA.....	45
2.4 EL TAMAÑO DEL PROYECTO Y SU LOCALIZACIÓN	49
2.5 EL TAMAÑO DEL PROYECTO Y LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN	49
2.6 EL TAMAÑO DEL PROYECTO Y EL FINANCIAMIENTO.....	49
2.7 INGRESOS POR CONCEPTOS DE VENTAS	50
3. LOCALIZACIÓN	52
3.1 MACROLOCALIZACIÓN.....	52
3.2 MICROLOCALIZACIÓN.....	53
4. INGENIERÍA DEL PROYECTO.....	55

4.1	ÁMBITO Y TAMAÑO DEL PROYECTO	55
4.2	DIAGRAMAS Y PLANES FUNCIONALES.....	56
4.3	TECNOLOGÍA.....	57
4.4	MAQUINARIA Y EQUIPOS	58
4.5	MATERIA PRIMA E INSUMOS.....	61
4.6	PERSONAL TECNICO REQUERIDO	61
4.7	EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y OBRAS DE INGENIERÍA CIVIL (O INSTALACIONES REQUERIDAS)	61
5.	PROGRAMA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO.....	62
5.1	LISTA DE ACTIVIDADES.....	62
5.2	CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES O DIAGRAMA DE GANTT	62
6.	ORGANIZACIÓN	66
6.1	ORGANIZACIÓN ADMINISTRATIVA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	66
6.2	ORGANIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL PROYECTO	67
7.	INVERSIONES EN EL PROYECTO	70
7.1	INVERSIONES FIJAS	70
7.2	CAPITAL DE TRABAJO.....	71
7.3	GASTOS PRE OPERATIVOS	73
8.	COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN.....	75
8.1	COSTOS DE VENTAS	75
8.2	GASTOS OPERATIVOS	75
8.3	COSTOS DE FINANCIACIÓN.....	75
8.4	TABLA DE AMORTIZACIÓN.....	75
9.	FINANCIACIÓN DEL PROYECTO.....	78
9.1	ACTIVOS TOTALES.....	78

9.2	RECURSOS FINANCIEROS	79
10.	PROYECCIONES FINANCIERAS.....	80
10.1	ESTADO DE RESULTADOS O ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	80
10.2	FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO.....	82
10.3	BALANCE PROYECTADO	84
10.4	ANÁLISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO	86
10.5	INDICADORES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO	86
11.	EVALUACIÓN FINANCIERA	89
11.1	CUADRO DE FLUJO DE EFECTIVO NETO	89
11.2	DIAGRAMA DE FLUJO.....	90
11.3	TASA DE INTERÉS PARA LA EVALUACIÓN	91
11.4	VALOR PRESENTE NETO, VPN (I).....	91
11.5	TASA INTERNA DE RETORNO, TIR	91
11.6	TASA ÚNICA DE RETORNO, TUR (I)	91
11.7	RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C) (I)	91
11.8	ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD	92
12.	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL.....	94
13.	EVALUACIÓN AMBIENTAL.....	97
13.1	FACTORES BIOFÍSICOS Y SOCIOECONÓMICOS RELEVANTES PARA LA EVALUACIÓN	103
13.2	CRITERIOS DE EVALUACIÓN.....	105
13.3	ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS DEL PROYECTO:.....	107
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	110
	BIBLIOGRAFÍA.....	112

LISTA DE TABLAS

	PAG
Tabla 1. Escenarios de proyección de demanda total nacional de energía eléctrica en GWh-año	31
Tabla 2. Expansión de la Generación.....	40
Tabla 3. Capacidad Instalada de generación	40
Tabla 4 – Caracterización de residuos	46
Tabla 5. – Eficiencia del sistema de captura	47
Tabla 6 – Proyecciones y recuperación de biogás	48
Tabla 7 – Climatología de Popayán	53
Tabla 8. Componentes ambientales: factores relevantes.....	103
Tabla 9. Criterios de evaluación estándares.....	106
Tabla 10. Matriz de impacto para la recuperación del Biogas	107
Tabla 11. Matriz de calificación de impacto	109

LISTA DE CUADROS

	PAG
Cuadro 1. Ingresos por conceptos de ventas	51
Cuadro 2. Costo maquinaria y equipos	¡Error! Marcador no definido.
Cuadro 3. Costo de edicifios, estructuras y obras de ingeniería civil	¡Error! Marcador no definido.
Cuadro 4. Personal técnico requerido	¡Error! Marcador no definido.
Cuadro 5. Personal técnico requerido (Costos)	¡Error! Marcador no definido.
Cuadro 6. Costo de edificios, estructuras y obras de ingenieria civil	¡Error! Marcador no definido.
Cuadro 7. Organización para la operación del proyecto.....	68
Cuadro 8. Organización para la operación del proyecto.....	¡Error! Marcador no definido.
Cuadro 9. Inversiones fijas	70
Cuadro 10 . Capital de trabajo - saldo de efectivo requerido en caja	71
Cuadro 11. Calculo del capital de trabajo	72
Cuadro 12 Inversiones fijas	73
Cuadro 13. Inversiones en el proyecto	74
Cuadro 14. Amortización del prestamo (o crédito)	76
Cuadro 15. Costos de operación y financiación.....	77
Cuadro 16. Activos totales	78
Cuadro 17. Recursos financieros	79
Cuadro 18. Estado de ganancias y perdidas o estado de resultados	81
Cuadro 19. Cuadro de fuentes y usos de fondo de efectivos	83
Cuadro 20. Balance proyectado	85

Cuadro 21. Punto de equilibrio.....	86
Cuadro 22. Indicadores para los análisis financieros	87
Cuadro 23. Flujo de efectivo neto.....	90

LISTA DE FIGURAS

	PAG
Figura 1 Fases en la generación de energía a través de Biogás	55
Figura.2. Sistema de drenaje activo para el biogás.....	56
Figura 3. Personal técnico requerido	63
Figura 4. Listado de Actividades.....	63
Figura 5. Diagrama de Gantt.....	64
Figura 6. Diagrama de Gantt detallado.....	65
Figura 7. Organización para el montaje de la empresa	66
Figura 8. Organización para la Operación del Proyecto	67

LISTA DE GRAFICAS

	PAG
Gráfica 1. Evolución de la demanda	30
Grafico 2 Crecimiento del número de usuarios por año.....	32
Gráfico 3. Demandas de energía por año	32
Grafico 4. Demanda mensual de energía	33
Gráfica 5 Demanda de diaria de energía	33
Grafico 6 Proyecciones de demanda de energía.....	34
Gráfica 7 Cubrimiento 2012.....	35
Gráfica 8 Cubrimiento 2013.....	36
Gráfica 9 Capacidad efectiva de generación por tipo de combustible 2002 – 2010	37
Grafico 10 Generación por tipo de combustible	37
Grafico 11 Generación por empresa.....	38
Grafico 12 Generación por empresa.....	38
Grafico 13 Generación por empresa.....	38
Gráfica 14 Generación Real 2002 – 2010.....	39
Gráfica 15 Proyecciones de generación de energía eléctrica 2010 – 2020	39
Gráfica 16 Precios de energía 2009	42
Gráfica 17 Precios de energía 2010 – 2011	42
Gráfica 18 Proyecciones de generación y recuperación de biogás 2012 - 2030.....	49
Gráfica 19. Ubicación relleno sanitario “El Ojito” Popayán.....	54

RESUMEN EJECUTIVO

1. Estudio de mercado

1.1. Producto

El producto es energía eléctrica generada mediante biogás extraído del relleno sanitario de la ciudad de Popayán. El biogás es la mezcla de gases resultantes de la descomposición de la materia orgánica y es una fuente de energía renovable, cuyo fundamento es el gas producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica.

Este gas puede usarse como combustible sólo cuando el metano se encuentra en concentraciones mayores o iguales a 50% por lo cual, de existir biogás suficiente este será el combustible para la combustión de motores de generación de energía eléctrica estimados para el proceso de generación.

1.2. Demanda

Con el estudio de la demanda se identificó que la electrificadora del departamento del Cauca, en adelante Electrificadora, cuenta con 480 y 440 GWh-año contratados y tiene por adquirir para los años 2012 y 2013, 124 y 173 GWh-año respectivamente.

La caracterización de la demanda de energía de acuerdo con su probabilidad se clasifica como *demanda real*, toda vez que es una demanda totalmente cierta y que está ligada a factores como son el crecimiento demográfico y el desarrollo económico que se busca en todas las regiones del país, sin embargo, puede decirse que para efectos del presente estudio de viabilidad también presenta características de *demanda potencial*, puesto que al enfocar inicialmente la oferta del proyecto a un solo consumidor como es el comercializador que atiende los usuarios, para que la demanda se vuelva efectivamente real se deben satisfacer condiciones como lo son el precio y los periodos del día en los cuales pueda ser entregada la energía para desplazar a otros posibles proveedores.

1.3. Oferta

La tecnología hidráulica provee la mayor parte de energía para cubrir la demanda eléctrica en Colombia, sin embargo, en los últimos años buscando contrarrestar los efectos que produce el fenómeno climatológico de “El Niño” caracterizado por sequías en largos periodos del año, se han fomentado el desarrollo de proyectos térmicos principalmente con tecnologías a gas.

En la actualidad existen 48 agentes generadores inscritos en el mercado eléctrico Colombiano y para el año 2008 el 82,39% de la capacidad efectiva hidráulica incluyendo

las plantas menores se encontraba concentrada en cuatro empresas generadoras, para la tecnología térmica a gas el 57,48% se concentraba en tres empresas y finalmente para el carbón también se concentraba en tres empresas.

La generación de energía en el departamento del Cauca se da predominantemente mediante Pequeñas Centrales Hidroeléctricas o PCH's, las cuales son de igual forma comercializadoras de energía, y se conectan directamente al sistema eléctrico administrado por el distribuidor encargado. En cuanto a los proyectos de expansión en generación en el Cauca se encuentra un proyecto de PCH de 13 MW de capacidad instalada por parte de GELEC, el cual se espera entre en operación para el año 2014.

En un principio puede verse que este proyecto tiene una fuerte competencia, sin embargo, el origen de la materia prima del proyecto y su probable disponibilidad pueden marcar la diferencia con los demás oferentes, al tratarse de una intensión de aprovechamiento de recursos de desecho que de no ser tratados serán contaminantes y aportaran al calentamiento global.

1.4. Precio o tarifa

El precio del kWh se fija en \$117 pesos y los bonos del carbón son valorados en 7 dólares por tonelada de CO2 equivalente y a una TRM de 1800 pesos. Con estos precios se obtiene un valor combinado de \$175,77 pesos por unidad producida para el proyecto. El precio deberá moverse en la banda de los demás precios del mercado, principalmente en el promedio de los precios de los contratos bilaterales, los cuales constituyen la referencia para el proyecto.

1.5. Comercialización o canales de distribución

El proyecto debe dar a conocer el producto directamente al departamento de compras de energía de la Electrificadora, informando detalladamente las características del producto, como son precio, cantidades, periodos de entrega, punto de entrega en la red eléctrica.

1.6. Publicidad o propaganda

El proyecto no utilizará medios publicitarios puesto que la energía eléctrica como producto especializado tiene clientes específicos conocedores de este tipo de productos. Para el alcance del proyecto el cliente es amplio conocedor del tema, y las características propias del producto deben darse a conocer de forma personal.

2. Tamaño del proyecto

El tamaño óptimo del proyecto es de 800 kW de capacidad instalada de generación. Al tratarse de un recurso finito, la cantidad con la que se pueda contar y el costo de extracción y procesamiento definirán la viabilidad del proyecto.

El proceso productivo consiste en la generación de energía utilizando como materia prima el biogás producido en un relleno sanitario. Específicamente tiene las siguientes etapas:

- Extracción del biogás
- Captación del biogás
- Conducción del biogás
- Quema del biogás en el moto-generador para generación de electricidad
- Transformación de la electricidad al nivel de tensión de la red eléctrica
- Inyección del fluido eléctrico a la red eléctrica.

El precio de venta refleja los ingresos esperados por la venta de energía al comercializador y los ingresos esperados por bonos de carbono. En el siguiente cuadro muestra los ingresos esperados por concepto de ventas.

**CUADRO 1. INGRESOS POR CONCEPTOS DE VENTAS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión					Operacional						
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Unidades Vendidas (Miles)			5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	4.368	3.570	2.957	2.482	2.112
Precio de Venta (Unidades Monetarias)		0	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
Ingresos por Ventas (Millones)		0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

3. Localización

3.1. Macrolocalización

La planta de generación de energía, se ubicará en Popayán capital el departamento del Cauca, al suroccidente colombiano. Popayán se encuentra localizada entre la cordillera Occidental y Central al suroccidente del país y su economía está basada principalmente en la producción agrícola, especialmente de fique, caña de azúcar, caña panelera, café, papa, maíz, yuca, frijol, tomate, mora y espárragos. Es también muy importante la ganadería, y sus derivaciones de productos cárnicos y lácteos. En la región del litoral pacífico se encuentra una de las más grandes reservas forestales del país. En la región del río Naya hay grandes reservas de oro y en la bota caucana yacimientos petrolíferos.

El departamento del Cauca se caracteriza por su diversidad física, cultural, social, geográfica y económica. Es habitado por gran variedad de etnias, tales como indígenas, campesinos, negritudes.

3.2. Microlocalización

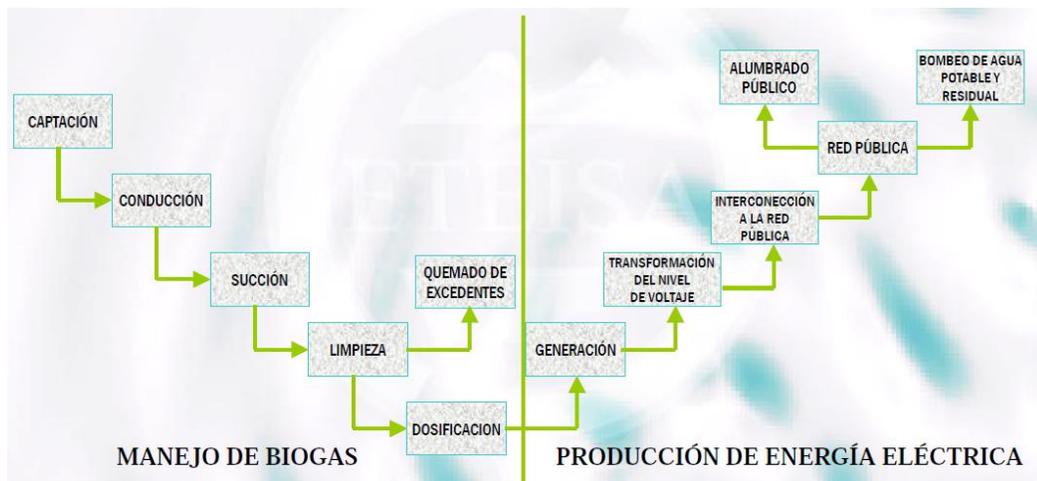
La planta de generación se ubicará dentro del relleno Sanitario "El ojito" el cual se encuentra al occidente de la ciudad de Popayán, vía al Tambo a 3 Km del límite urbano y posee un área total de 13.1 hectáreas. La vía de acceso es pavimentada, con acceso a transporte público y disponibilidad de servicios públicos energía, acueducto, alcantarillado. El barrio más cercano al relleno sanitario es Lomas de Granada, el cual es un barrio estrato 3 con aproximadamente 2000 habitantes, vías pavimentadas y construcciones en uno y dos pisos.

4. Ingeniería del proyecto

4.1. Ámbito y tamaño del proyecto

Las etapas que inician con la extracción y finalizan con la distribución de la energía generada se clasifican en dos grandes procesos como son el manejo del biogás y la producción de energía eléctrica. Sus etapas se presentan en la figura siguiente:

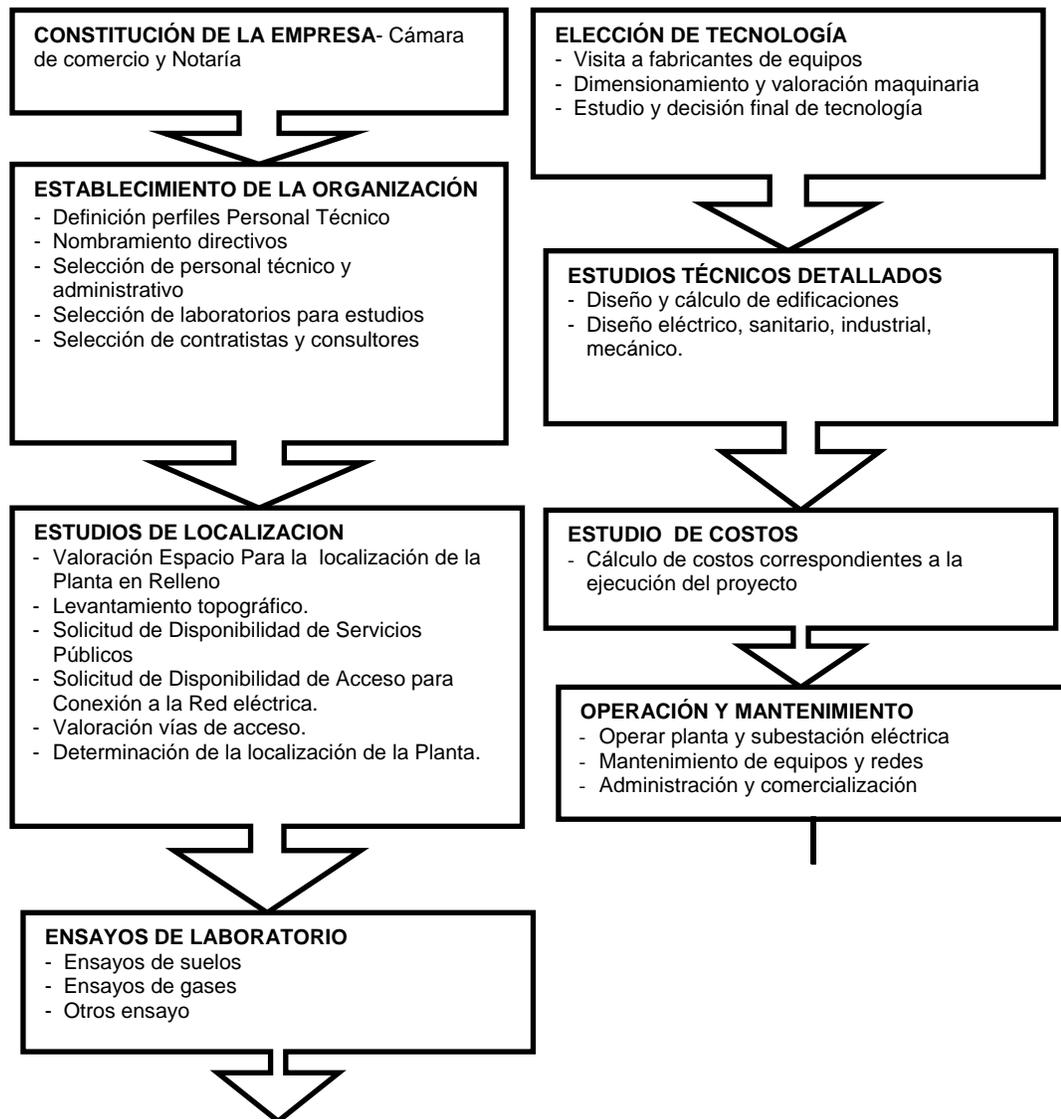
Figura 1. Fases en la generación de energía a través de biogás



Fuente: TCHOBANOGLIOUS 1994

4.2. Diagramas y planes funcionales

Las fases administrativa y operativa llevan asociadas las actividades resumidas en el siguiente diagrama:



Fuente: elaboración propia 2011

4.3. Tecnología

Dentro de las tecnologías disponibles en el mercado mundial, destaca el uso de motores de combustión interna. El sistema consiste básicamente en la extracción del biogás y el acople a generadores para transformar en electricidad la energía mecánica de los motores. Si bien los insumos necesarios de maquinaria y equipos, no se encuentran disponibles de forma permanente en Colombia, sus fabricantes si lo están, al ser este un país con un desarrollo de proyectos eléctricos en expansión.

Con relación a la mano de obra, existen en el municipio de Popayán profesionales y Tecnólogos con las capacidades suficientes para la etapa de desarrollo y operación del proyecto.

4.4. Maquinaria y equipos

Los equipos que se requieren instalar para iniciar la etapa operativa se toman de la desagregación de las fases manejo de biogás y generación de energía eléctrica, en las que se encuentran los siguientes equipos:

**CUADRO 2. COSTO MAQUINARIA Y EQUIPOS
(Pesos año 1)**

Descripción	Cantidad	Valor	
		Unitario	Total
Transformador + instalación	1	150.088.000	150.088.000
Bahía de línea N3 + instalación	2	84.812.000	169.624.000
Modulo común	1	71.636.250	71.636.250
Módulo de barraje	1	14.388.000	14.388.000
Motogenerador a gas (2 x 0,5 MVA)	2	250.000.000	500.000.000
Sistema de captación	1	120.534.136	120.534.136
Sistema de conducción	1	64.597.687	64.597.687
Extracción	1	41.037.568	41.037.568
Bombas para lixiviados	1	53.809.882	53.809.882
Quemador	1	107.619.764	107.619.764
Equipos de monitoreo y verificación	1	53.809.882	53.809.882
Costo total maquinaria y equipos			1.347.145.170

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

4.5. Materia prima e insumos

El proceso de transformación y aprovechamiento del gas metano existente en el relleno sanitario, tiene muy bajos costos en materia prima e insumos:

**CUADRO 3. COSTO MATERIA PRIMA E INSUMOS
(Pesos año 1)**

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor	
			Unitario	Total
Energía y alumbrado	Kw-hora	3.000	-	-
Servicio acueducto y alcantarillado	m3	60	3.000	180.000
Costo total maquinaria y equipos				180.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

La energía eléctrica necesaria para el alumbrado y demás equipos es autogenerada por lo que no tiene una tarifa o pago a terceros.

No se consideran combustibles por contar con equipos de excitatriz y arranque mecánico automático de los sistemas de conducción y generación.

4.6. Personal técnico requerido

El personal técnico a utilizar se conformara por tres (3) operadores que harán turnos de 8 horas con el fin de garantizar la generación permanente de energía. Los operadores dependerán de la gerencia, que se considera en el capítulo 6 dentro del personal administrativo:

**CUADRO 5. PERSONAL TÉCNICO REQUERIDO
COSTOS**

Cargo	Nº de Personas	Costo mensual	Costo anual
Operadores	3	2.250.000	81.000.000
Costo total organización para la operación del proyecto			81.000.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

4.7. Edificios, estructuras y obras de ingeniería civil (o instalaciones requeridas)

**CUADRO 6. COSTO DE EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y OBRAS DE INGENIERÍA CIVIL
(Pesos año 1)**

ÍTEM	Unidad	Cantidad	Costo	
			Unitario	Total
Edificio 1 - Estación de Generación	GLOB.	1	100.000.000	100.000.000
Total edificio 1				100.000.000
Costo total edificios, estructuras y obras de ingeniería civil				100.000.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

5. Programa para la ejecución del proyecto

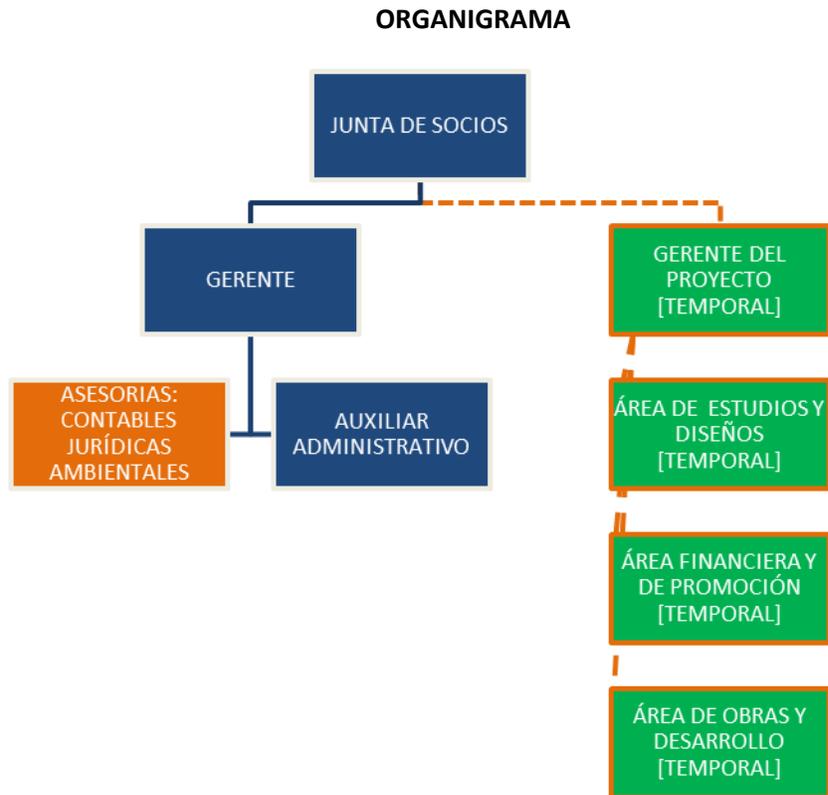
La duración del proyecto es de 8 meses contando con que los tramites, permisos, estudios y demás actividades se realicen en los tiempos previstos, entre las actividades se encuentran estudio y ensayos para determinar la viabilidad del proyecto. La ejecución de la obra y la fase operativa inicia una vez finaliza la fase de pre-inversión, y después de contar con los recursos provenientes de fondos de apoyo financiero y socios del proyecto.

6. Organización

6.1. Organización para la ejecución del proyecto

En el organigrama siguiente la estructura administrativa para esta fase se encuentra identificada por el recuadro y las líneas punteadas que los relaciona. Esta estructura es paralela a la futura organización para la operación.

Figura 7. Organización para la ejecución del proyecto



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

6.2. Organización para la operación del proyecto

Por el reducido tamaño en recurso humano, el sistema de organización para esta fase será lineal.

Figura 8. Organización para la operación del proyecto



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

7. Inversiones en el proyecto

**CUADRO 13. INVERSIONES EN EL PROYECTO
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión	Operacional										
		Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
1. Inversiones Fijas (Iniciales y Reposiciones)												
Terrenos	0,00											
Edificios	100,00											
Maquinaria y Equipos	1347,15											
Vehículos	0,00											
Muebles y Enseres	10,10											
Herramientas	5,00											
Total Inversiones	1462,25											
2. Gastos Preoperativos	217,12											
3. Incremento del Capital de Trabajo		74,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL INVERSIONES	1679,37	74,42	0,00									

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

8. Costos de operación y de financiación

**CUADRO 15. COSTOS DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión					Operacional						
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nivel de Producción		100%	100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Materiales e Insumos		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mano de Obra Directa		81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Gastos Generales de Fabricación		20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78
Depreciación		51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41

Continua..

Continuación CUADRO 15. COSTOS DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN

1. COSTOS DE VENTAS	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2
Gastos Generales de Administración	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84
Gastos Generales de Ventas	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20
Gastos Generales de Distribución	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización de Diferidos	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71
2. GASTOS OPERATIVOS	160,8									
COSTOS DE OPERACIÓN (1+2)	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9	313,9
COSTOS DE FINANCIACIÓN (Intereses)	86,94	78,24	69,55	60,86	52,16	43,47	34,78	26,08	17,39	8,69
TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN	400,89	392,19	383,50	374,80	366,11	357,42	348,72	340,03	331,33	322,64

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

9. Financiación del proyecto

Se requiere el compromiso de importantes recursos económicos debido a los altos costos de los equipos eléctricos necesarios para la generación y transformación de energía, por lo cual, desde la fase pre operativa requiere de la participación de inversionistas con recursos suficientes para iniciar los estudios y adquisición de los equipos. De igual forma debe incurrirse por parte de la organización en un crédito bancario para complementar las inversiones necesarias.

Del total de los \$1679 millones de pesos requeridos para el año de inversión, el 87% (\$1.437 millones) debe ser asumido por los inversionistas que se integren en su fase pre operativa. El 13% restante se financiará mediante un crédito bancario.

10. Proyecciones financieras

10.1. Estado de resultados o estado de pérdidas y ganancias

Para los primeros cinco años de la fase operacional se esperan pagar impuestos promedio año de \$15,69 millones de pesos correspondientes al 3% de las utilidades antes de impuestos, con lo cual las utilidades netas en promedio para este mismo periodo serán de \$524 millones de pesos y al no haberse definido distribución de utilidades estas serán equivalentes a las reservas esperadas. El aspecto tributario es importante para el proyecto ya que al contribuir con el medio ambiente mediante generación limpia, el proyecto está excluido del impuesto de renta y el 3% corresponde principalmente al impuesto de industria y comercio de carácter municipal, cámara y comercio, y pagos a los entes de control y vigilancia del sector eléctrico colombiano, haciéndolo por lo tanto atractivo para los inversionistas. Al final de la vida del proyecto se espera obtener unas reservas acumuladas de \$3.105 millones de pesos.

10.2. Flujo de caja del proyecto

**CUADRO 19. CUADRO DE FUENTES Y USOS DE FONDO DE EFECTIVOS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión						Operacional					Remanente	
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%	Año
ENTRADAS DE EFECTIVO													
1. Recursos Financieros	1679,37	81,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2. Ingresos por Concepto de Ventas	0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16		
3. Valor Remanente en el Ultimo Año													1.022,51
TOTAL ENTRADAS EFECTIVO	1679,37	1005,01	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16	1022,51	
SALIDAS DE EFECTIVO													
1. Incremento de Activos Totales	1679,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2. Costos de Operación, Netos de Depreciación y de Amortización de Diferidos	0,00	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82		
3. Costos de Financiación (Intereses)	0,00	86,94	78,24	69,55	60,86	52,16	43,47	34,78	26,08	17,39	8,69		
4. Pago de Prestamos	0,00	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15		
5. Impuestos	0,00	15,69	15,95	16,21	16,47	16,73	12,31	8,36	5,39	3,15	1,46		
6. Dividendos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
TOTAL SALIDAS EFECTIVO	1679,37	367,60	359,16	350,73	342,30	333,86	320,75	308,11	296,44	285,51	275,12	0,00	
ENTRADAS MENOS SALIDAS	0,00	637,42	564,68	573,12	581,55	589,98	447,08	319,44	223,28	150,76	96,04	1022,51	
SALDO ACUMULADO DE EFECTIVO	0,00	637,42	1202,10	1775,22	2356,77	2946,75	3393,83	3713,27	3936,56	4087,32	4183,35	5205,87	

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

10.3. Balance proyectado

Las proyecciones muestran un crecimiento importante en los bienes y derechos para el año final de operaciones y corresponden principalmente al efectivo producto de la venta de energía y bonos de carbón. Tras los años de operación de la maquinaria y equipos estos bienes tienen un alto valor en libros debido principalmente a que su vida útil está por encima de la vida del proyecto, la cual es corta comparada con proyectos de generación de energía mediante métodos convencionales (50 años). Estos activos generarán una utilidad extraordinaria una vez finalice el proyecto, no obstante, este aspecto no se tuvo en cuenta para la evaluación económica del proyecto. La rentabilidad del proyecto se refleja en el valor acumulado del patrimonio que se presenta en el último año proyecto, con un crecimiento del 251% respecto del año 1, debido principalmente a las reservas generadas.

10.4. Análisis del punto de equilibrio

El punto de equilibrio en los dos últimos años si bien es cercano al promedio de los diez años de vida del proyecto, es muy alto para los ingresos esperados por ventas, debido al decrecimiento en los niveles de producción. Con respecto a la capacidad instalada del proyecto el punto de equilibrio promedio se ubica en los 36% de esta correspondientes a 2.550.408,44 kWh-año de 5.256.000,00 kWh-año que pueden producirse a plena capacidad.

10.5. Indicadores para el análisis financiero

Los indicadores dan como resultado una alta liquidez, sin embargo, estos se encuentran afectados por las reservas no distribuidas que se acumulan año a año y que incrementan notablemente los indicadores. Los activos fijos por su parte muestran que son un gran respaldo para cubrir los compromisos en todos los años del proyecto. Los indicadores de aprovechamiento de los recursos presentan constancia durante los cinco primeros años del proyecto y posteriormente decrecen, relacionado esto al descenso en los niveles de producción.

11. Evaluación financiera

La ganancia adicional que genera el proyecto representada en el Valor Presente Neto, es de \$1.006 millones de pesos calculados a partir del flujo neto de efectivo para un período de evaluación de diez años. Con relación a la rentabilidad propia del proyecto o TIR, esta llega a 28,08%, superior a la tasa de evaluación del 15,6% propia de este sector de la economía, con lo cual las inversiones que se mantienen en el proyecto están por encima de la tasa de descuento escogida y justifican la decisión de invertir. De igual forma la relación beneficio/costo presenta un rendimiento de la inversión valorado en 1,67.

12. Evaluación económica y social

En un mundo ávido de energía donde se trata de justificar un desarrollo económico ligado al bienestar, se comienza a cuestionar la sostenibilidad en la producción para el corto plazo a través de los medios tradicionales y aparece un tema que sin ser desconocido se ha tratado de minimizar, es el impacto causado al medio ambiente y que en la actualidad es imposible ocultar. Los medios tradicionales de generación de energía utilizan combustibles fósiles, los cuales son altamente contaminantes y son responsables en parte del deterioro del medio ambiente, el cual es en la práctica un proceso irreversible. Es así como el tema de consumo de energía deja de ser un tema particular de los individuos o países y pasa a ser un tema global, en el cual el problema de abastecimiento se pretende solucionar convirtiendo a los recursos naturales que eran individuales en recursos naturales del mundo y que por lo tanto pertenecen a toda la humanidad.

En un proyecto de estas características se convierte en una ventaja el hecho de ser sociedades productoras mayoritariamente de desechos orgánicos, a diferencia de sociedades consideradas desarrolladas en las cuales los contenidos no orgánicos son mayores, dados sus comportamientos consumistas. En nuestro entorno más próximo, es una ventaja adicional que la población concentrada en los estratos 1, 2 y 3, son un foco adecuado para la generación de residuos orgánicos en la concentración y el volumen requeridos para la producción del combustible necesario para el proyecto. La región se beneficiará de los recursos, generando oportunidades para las firmas de ingeniería de la zona y la comunidad en particular con los trabajos que se generen en la etapa constructiva del proyecto.

13. Evaluación ambiental

- La utilización de biogás como fuente de energía local se presenta como una oportunidad de contribución adicional al desarrollo sustentable y como una fuente de generación de empleo, inversión extranjera y desarrollo local. La venta de energía puede generar ingresos adicionales para rentabilizar la operación de un relleno sanitario y la recolección de biogás más allá del mínimo que se colecta actualmente.
- Adicionalmente, esto podría traer consigo bajas en los costos de la disposición final para los municipios y usuarios, lo que podría des-incentivar la utilización de vertederos y/o basurales de características sub-estándar y la disposición en vertederos ilegales, reduciendo impactos ambientales y económicos para las localidades afectadas. La instalación de sistemas de recolección y plantas de energía generaría empleo adicional a la operación del relleno.
- La utilización de biogás como fuente de energía se presenta como una fuente adicional de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en adelante GEI. En la medida que el metano capturado en un relleno sanitario es utilizado para generar energía que se incorpora a la matriz energética, esta podría reemplazar fuentes más contaminantes que emiten GEI, lo que produciría reducciones adicionales por la captura del biogás. Los ingresos provenientes de la venta de reducciones de emisiones servirían para financiar las inversiones necesarias y/o rentabilizar los rellenos.

- La utilización de biogás como fuente de energía puede servir para compensar algunos de los costos externos de la construcción y operación de rellenos sanitarios. La energía generada en base a biogás puede ser distribuida a localidades aledañas a precios subsidiados para compensarlas por los efectos ambientales que la localización de rellenos sanitarios les puede generar. La generación de energía en base a biogás es ventajosa debido a los potenciales beneficios enumerados arriba, y produce un producto final valioso – energía eléctrica de la basura.

CONCLUSIONES

Los rellenos sanitarios, como técnica de disposición final de residuos sólidos generan costos económicos y ambientales para la sociedad, ya que estos deben ser asumidos por los usuarios vía tarifa; sin embargo, si se hace un manejo integral que implique la captura de gas de relleno sanitario y la generación de energía a partir de él crea varios beneficios ambientales, y las utilidades que provienen de la comercialización de la energía y/o créditos de carbono pueden ayudar a catalizar la construcción y operación adecuadas de instalaciones de disposición definitiva.

Los indicadores financieros son positivos y de acuerdo al resultado de estos es viable la ejecución del proyecto, sin embargo, el éxito del proyecto se compromete con la cantidad que realmente se puedan recuperar de gas en el relleno sanitario. Adicional a esta situación se requiere de una fuerte inversión de dinero en el primer año de más de \$1.500 millones de pesos, que no es una cifra despreciable y que muy probablemente los posibles inversionistas privados puedan comprometer en negocios con menos riesgo.

RECOMENDACIONES

Ya que el proyecto presenta indicadores positivos y que generaran rendimientos que las inversiones en negocios convencionales no producen, el proyecto debe llevarse a cabo. Ahora bien, al ser un proyecto que tiene un gran impacto en el bienestar de la sociedad al reducir las emisiones de gases contaminantes, el municipio de Popayán ser el propietario de los residuos depositados en el relleno, los cuales son responsables de la generación del biogás, es indicado que las organizaciones municipales y departamentales se involucren en la financiación de un proyecto que cumple con indicadores financieros, económicos, sociales y ambientales.

INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene el estudio de viabilidad para el proyecto de generación de energía eléctrica utilizando como materia prima el biogás contenido en el relleno sanitario de la ciudad de Popayán. La importancia del estudio se enfoca en la utilización de un recurso que actualmente es considerado un gas de efecto invernadero el cual aporta al calentamiento global, por lo cual su aprovechamiento logra explotar nuevas fuentes energéticas no convencionales y al mismo tiempo reducir las emisiones contaminantes de este gas a la atmosfera. El estudio parte de las condiciones y características del relleno sanitario “El Ojito” de la ciudad de Popayán, y se obtiene como resultado la capacidad esperada para la generación de energía. El objetivo primordial del informe es presentar los aspectos relevantes para orientar la decisión de los posibles inversionistas en el proyecto de generación de energía eléctrica y mostrar bajo qué condiciones es viable el proyecto, donde se encuentran las oportunidades y posibles riesgos en la ejecución del mismo. La realización del estudio parte de una recopilación de información, con un posterior procesamiento y análisis de la misma que permite llegar a la producción del documento final el cual contiene la totalidad del estudio.

El primer capítulo contiene el estudio de mercado en el cual se hace breve descripción del funcionamiento del sector eléctrico colombiano, quienes participan en él, como se comporta la oferta y la demanda de energía en Colombia y finalmente cual es la demanda esperada de energía y su precio.

En el segundo capítulo denominado tamaño del proyecto se determina la capacidad de generación que tendrá la planta de acuerdo a las características del relleno sanitario, así como los ingresos esperados por las ventas del producto.

En el tercer capítulo se describe la macro y microlocalización del proyecto. Brevemente se hace un acercamiento a las principales características climatológicas del entorno del proyecto como son el clima, temperatura, precipitaciones, etc. De igual forma las condiciones geográficas del departamento del Cauca y el Municipio de Popayán.

En la ingeniería del proyecto incluida en el capítulo 4 se presentan las etapas del proceso de generación de energía a partir de biogás; y seguidamente se presenta el diagrama funcional del proyecto para sus fases administrativas y operativas. Adicional a lo anterior se describe la tecnología a ser utilizada y las maquinarias y equipos que lo componen, con su respectiva valoración.

En el capítulo 5 denominado programa para la ejecución del proyecto, se presenta el cronograma de actividades de la fase de inversión, el cual incluye la totalidad de actividades que se deben desarrollar en esta etapa.

En el capítulo 6 se define la estructura organizacional que tendrá el proyecto en las fases de inversión y operacional. De igual forma se describen cada uno de los cargos de la fase operacional y los sueldos y salarios correspondientes.

En el capítulo 7 se presentan las inversiones fijas necesarias en el proyecto. Dentro de estas inversiones se determina la necesidad de efectivo para el funcionamiento normal del proyecto, así como los gastos previos a la etapa de inversión.

Los costos de operación como es la mano de obra y los gastos en que se incurre en la fase operativa que están asociados a los procesos administrativos y comerciales se encuentran descritos en el capítulo 8. También se describe en este capítulo el comportamiento que tendrán las obligaciones bancarias a lo largo del periodo de amortización.

En el capítulo 9 se encuentra la descripción de la forma que será financiado el proyecto. Al ser un proyecto que requiere recursos económicos importantes se deben definir claramente cuáles serán las fuentes de estos.

Dentro de las proyecciones financieras incluidas en el capítulo 10 se encuentra el estado de resultados, el flujo de caja, el balance proyectado, el análisis del punto de equilibrio y los indicadores para el análisis financiero. En cada uno de ellos se presenta un análisis del comportamiento en el tiempo de las principales partidas que los componen y cambios que se dan con la evolución del proyecto.

El capítulo 11 contiene los resultados obtenidos de evaluación financiera del proyecto los cuales orientarán a los interesados en la realización o no de la inversión en el proyecto. De la evaluación financiera hacen parte: el cuadro de flujo de defectivo neto, el diagrama de flujo, la tasa interna para la evaluación – TIO, el valor presente neto – VPN, la tasa interna de retorno – TIR, la tasa única de retorno – TUR, la relación beneficio costo, y análisis de sensibilidad de la VPN, TUR y de la relación beneficio costo.

El capítulo 11 contiene la evaluación económica y social. En esta se describen los impactos que el proyecto traerá a dichos entornos y resalta la importancia de las nuevas fuentes energéticas de acuerdo a los comportamientos de la sociedad contemporánea.

El capítulo 12 describe la evaluación ambiental. En esta se mide el impacto que el proyecto traerá al entorno el cual sin duda corresponde a un tema prioritario en el ámbito global, toda vez que los esfuerzos de muchos interesados están en la dirección de lograr frenar la contaminación de los gases de efecto invernadero y el máximo aprovechamiento de los recursos disponibles.

En la última parte del documento se encuentran una serie de conclusiones y recomendaciones que son el resultado de los diversos análisis realizados a lo largo del estudio de viabilidad y que presentan las condiciones bajo las cuales puede realizarse la inversión de ser tomada tal decisión, así como también los posibles inversionistas.

1. ESTUDIO DEL MERCADO

El sector eléctrico colombiano está organizado para funcionar como un mercado donde el producto a transar es la energía eléctrica, estandarizada como cualquier producto de un mercado tradicional como por ejemplo el café y el petróleo transado en la bolsa de valores. Similarmente a estos productos, la electricidad cuenta con una unidad específica que es la cantidad de energía que se consume en una hora definida y es el kWh, (para el caso del café la libra y para el petróleo el barril) y se transa con dos condiciones básicas, el precio y la cantidad para una hora determinada.

El sector eléctrico está constituido por tres actividades básicas que permiten realizar los intercambios del producto eléctrico, y son reguladas y vigiladas por entidades que viabilizan las relaciones entre los participantes. Las actividades básicas son la generación de energía y en un mercado tradicional corresponderían a la oferta, el transporte (transmisión y distribución), que correspondería al mecanismo de entrega de los productos, y la comercialización que representa a los usuarios.

Dentro del denominado Mercado Eléctrico Colombiano (MEM), el cual es administrado por la Compañía XM Expertos en Mercado, son reconocidos como agentes los generadores de energía con requerimientos especiales de capacidad instalada de potencia, los transportadores y los comercializadores. Las siguientes son las características de cada uno de estos participantes [HURTADO 2006].

PARTICIPANTES DEL MERCADO

Generadores

Generadores: son aquellos que efectúan sus transacciones de energía en el MEM. Normalmente tienen capacidades instaladas de potencia de 20 MW.

Plantas menores: plantas o unidades con capacidad instalada de potencia inferior a 20 MW.

Autogeneradores: aquella persona natural o jurídica que produce energía para atender exclusivamente sus propias necesidades. Por lo cual usa la red eléctrica únicamente para obtener respaldo del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Cogeneradores: aquella persona natural o jurídica que produce energía utilizando un proceso de cogeneración, el cual es entendido como un proceso de producción combinado de energía eléctrica y térmica, que hacen parte integral de una actividad productiva. Esta producción puede ser destinada para el consumo propio o de terceros.

Generadores con capacidad instalada superior o igual a 20 MW deben participar obligatoriamente en el MEM, los que estén entre 20 MW y 10 MW su participación es

opcional y los que estén por debajo de 10 MW están por fuera del MEM y pueden transar libremente su producción por fuera de él.

Transportadores

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) corresponde al sistema de transporte de energía en extra alta tensión igual o superior a 220 kV, administrado por la empresa ISA S.A. E.S.P. y tiene como objetivo interconectar los Sistemas de Distribución Regional (STR) y Distribución Local (SDL), los generadores, y los grandes consumidores, con lo cual se conforma el Sistema Interconectado Nacional (SIN). El SIN interconecta a las grandes plantas de generación con los centros regionales de consumo del país (centros de carga) como son la región andina, los litorales atlántico y pacífico y parte de los llanos orientales y cubre cerca del 99% de la demanda de todo el país, el 1% restante es cubierto por generación local.

Distribuidores

Son los encargados de realizar la distribución de energía directamente en las regiones y ciudades para el consumo de los usuarios conectados en niveles de tensión inferiores al del STN. El STR esta compuesto por redes regionales o interregionales de transmisión, que operan a tensiones menores de 220 kV y que no pertenecen a un sistema de distribución local. EL SDL está compuesto por redes de distribución municipales o distritales, que operan a tensiones menores de 220 kV que no pertenecen a un sistema de transmisión regional por estar dedicadas al servicio de un sistema de distribución municipal, distrital o local [CREG 070 1998].

En la actualidad las Empresas distribuidoras realizan la actividad de comercialización de energía, no obstante, no todas las empresas comercializadoras son distribuidoras. En el departamento del Cauca el encargado de la distribución la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P. y de igual forma realiza la actividad de Comercialización de energía a todos sus usuarios.

Comercializadores

Son las personas naturales o jurídicas que tiene como actividad principal comercializar electricidad. Básicamente es un servicio de intermediación entre los usuarios finales del producto (electricidad) y los que los producen (generan), transmiten (transportan) y distribuyen (entrega final) electricidad, y es desarrollada mediante la compra de energía en el mercado mayorista y su venta a usuarios finales. La comercialización está realizada por empresas Generadoras – Comercializadoras, que dirigen sus actividades principalmente al MEM, donde sus clientes son otros comercializadores y usuarios regulados y no regulados, los cuales son descritos adelante en el texto. Por otra parte como se mencionó anteriormente se encuentran los distribuidores que a su vez realizan la comercialización y comercializadores exclusivos quienes están orientados a atender principalmente a usuarios finales y no regulados [ISA 2002].

Usuarios

Se encuentran divididos en:

- Usuarios no regulados: es la persona natural o jurídica con una demanda máxima superior o igual a 0,1 MW por instalación legalizada o 55.000 kWh mes, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.
- Usuarios regulados: es la persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la CREG y su demanda es inferior a 0,1 MW.

Funcionamiento del mercado

Las dos formas más usadas para realizar intercambios de energía eléctrica en el MEM son los contratos bilaterales y la bolsa de energía, mecanismos en los cuales participan generadores y comercializadores. Los usuarios finales (regulados y no regulados) participan en el MEM por medio de comercializadores que atienden las necesidades, sin embargo, para los consumidores no regulados o grandes consumidores existe la opción que se constituyan en comercializadores y participar directamente en el MEM con la misma opción para transar electricidad, con los beneficios que se pueden obtener en cuanto a precios y cantidades pactadas libremente, eliminando la intermediación. Los usuarios regulados deben realizar su consumo a través de tarifas reguladas por parte de la CREG [ISA 2002].

Para el caso de generadores que no requieran participar directamente en el MEM, pueden negociar libremente su producción en cuanto a precios y cantidades con sus clientes. Este caso aplicara para la generación que se evalúa en el presente proyecto.

A continuación se describen las principales características del mercado objetivo del presente proyecto.

1.1 PRODUCTO

El producto es energía eléctrica generada mediante biogás extraído del relleno sanitario de la ciudad de Popayán. El biogás es la mezcla de gases resultantes de la descomposición de la materia orgánica realizada por acción bacteriana en condiciones anaerobias (en ausencia de oxígeno). Es una fuente de energía renovable, cuyo fundamento es el gas producto de la descomposición anaeróbica de materia orgánica. Está compuesto por cerca de 60% de metano (CH₄) y 40% de bióxido de carbono (CO₂). Contiene mínimas cantidades de otros gases, entre ellos 1 % de ácido sulfhídrico (H₂S). Es un poco más liviano que el aire, posee una temperatura de inflamación de 700 °C y su llama alcanza una temperatura de 870 °C.

Este gas puede usarse como combustible sólo cuando el metano se encuentra en concentraciones mayores o iguales a 50%; con un contenido de metano mucho menor de 50%, el biogás deja de ser inflamable. El poder calórico promedio de un metro cúbico de biogás es de cinco mil kilocalorías, lo que permite generar entre 1,3 - 1,6 kWh, lo cual equivale a medio litro de petróleo, aproximadamente. De acuerdo a lo anterior, de existir

biogás suficiente este será el combustible para la combustión de motores de generación de energía eléctrica estimados para el proceso de generación.

1.2 DEMANDA

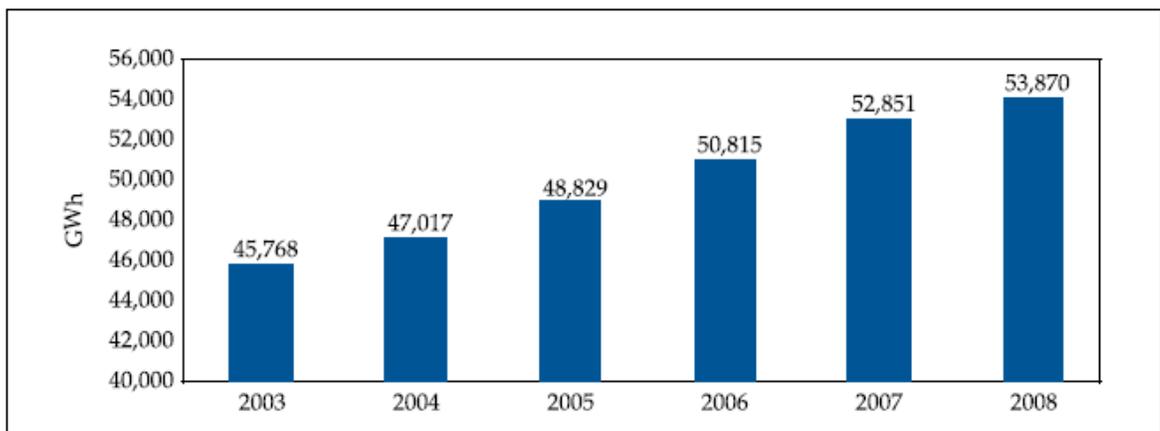
Colombia

La estimación y proyección de la demanda de energía eléctrica en Colombia está a cargo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), y se actualiza año a año con la elaboración del Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión, el cual en su última versión contiene el estudio para el periodo 2009 – 2023. El principal objetivo de este estudio técnico – económico de la UPME es identificar las necesidades de energía en el corto, mediano y largo plazo y las obras de infraestructura tanto en transmisión – distribución como en generación del sistema eléctrico interconectado requeridas para cubrir las necesidades energéticas del país y la región y así asegurar el equilibrio oferta – demanda esperado.

En el periodo 2003 – 2008 la demanda de energía creció al 3.31% promedio anual. Durante el año 2010 la demanda de energía nacional creció 1,7% al compararla con el año 2009 ubicándose en 56.897 GWh-año [XM 2011], debido principalmente a las altas temperaturas por efecto del fenómeno climatológico de El Niño, el cual incrementa el uso de la refrigeración en varios departamentos del país, principalmente en la Costa Atlántica. La evolución incluida en el plan de expansión de la UPME puede verse en la Gráfica 1.

En cuanto a la proyección de la demanda, esta se realiza teniendo en cuenta las ventas de energía reportadas por los comercializadores en los diferentes mercados de comercialización, la entrada esperada de grandes consumidores y las pérdidas de energía que se presentan en los sistemas de distribución. La UPME proyecta tres escenarios de demanda (bajo, medio y alto), los cuales se presentan en la Tabla 1.

Gráfica 1. Evolución de la demanda



Fuente: UPME 2010

Cauca

El número de usuarios en el departamento del Cauca atendidos directamente por la Electrificadora, como comercializador de energía a usuarios regulados y no regulados para el año 2010 fue de 265.270 usuarios, con un crecimiento anual promedio de 4,55%. En la gráfica 2, puede observarse el crecimiento entre los años 2005 – 2010.

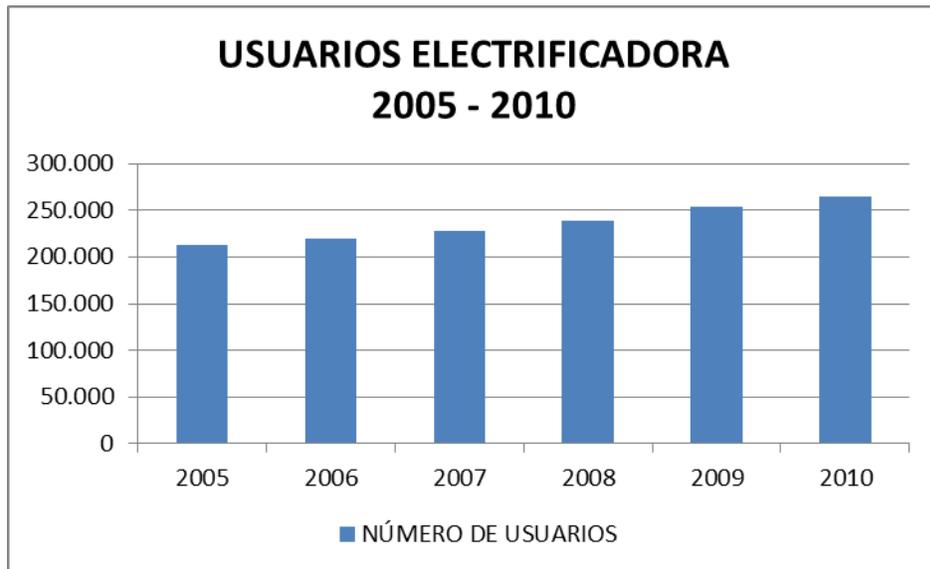
La demanda de energía para este mismo periodo en el departamento del Cauca atendida directamente la Electrificadora como comercializador de energía a usuarios regulados y no regulados en el año 2010 fue de 574 GWh-año (574.387.304 kWh-año). Presenta un crecimiento promedio anual de 2,05%, el cual difiere con el crecimiento del número de usuarios, debido principalmente a las pérdidas de energía y a qué el crecimiento en el número de usuarios es más significativo en los estratos bajos, los cuales de igual forma tienen consumos relativamente bajos de energía. El comportamiento entre los años 2005 y 2010 del consumo de energía se observa en el Gráfica 3.

Tabla 1. Escenarios de proyección de demanda total nacional de energía eléctrica en GWh-año

Año	DEMANDA ENERGÍA ELÉCTRICA [GWh / Año]			Tasa de Crecimiento		
	ESC ALT	ESC MED	ESC BAJ	ESC ALT	ESC MED	ESC BAJ
2009	54.679	54.679	54.679	1,50%	1,50%	1,50%
2010	57.335	56.986	56.636	4,90%	4,20%	3,60%
2011	60.043	59.139	58.234	4,70%	3,80%	2,80%
2012	62.663	61.564	60.307	4,40%	4,10%	3,60%
2013	65.399	63.823	62.308	4,40%	3,70%	3,30%
2014	68.358	66.062	63.944	4,50%	3,50%	2,60%
2015	71.426	68.458	65.644	4,50%	3,60%	2,70%
2016	74.581	70.970	67.547	4,40%	3,70%	2,90%
2017	77.828	73.475	69.429	4,40%	3,50%	2,80%
2018	81.304	76.111	71.336	4,50%	3,60%	2,70%
2019	84.759	78.800	73.335	4,20%	3,50%	2,80%
2020	88.688	81.796	75.527	4,60%	3,80%	3,00%
2021	92.820	84.900	77.781	4,70%	3,80%	3,00%
2022	97.167	88.133	80.092	4,70%	3,80%	3,00%
2023	101.194	91.501	82.474	4,10%	3,80%	3,00%
2024	105.114	94.760	84.934	3,90%	3,60%	3,00%
2025	109.123	97.871	87.469	3,80%	3,30%	3,00%
2026	113.416	101.198	90.081	3,90%	3,40%	3,00%
2027	117.921	104.755	92.774	4,00%	3,50%	3,00%
2028	122.569	108.402	95.551	3,90%	3,50%	3,00%
2029	127.399	112.138	98.415	3,90%	3,40%	3,00%
2030	132.456	116.029	101.368	4,00%	3,50%	3,00%
2031	137.733	120.083	104.414	4,00%	3,50%	3,00%

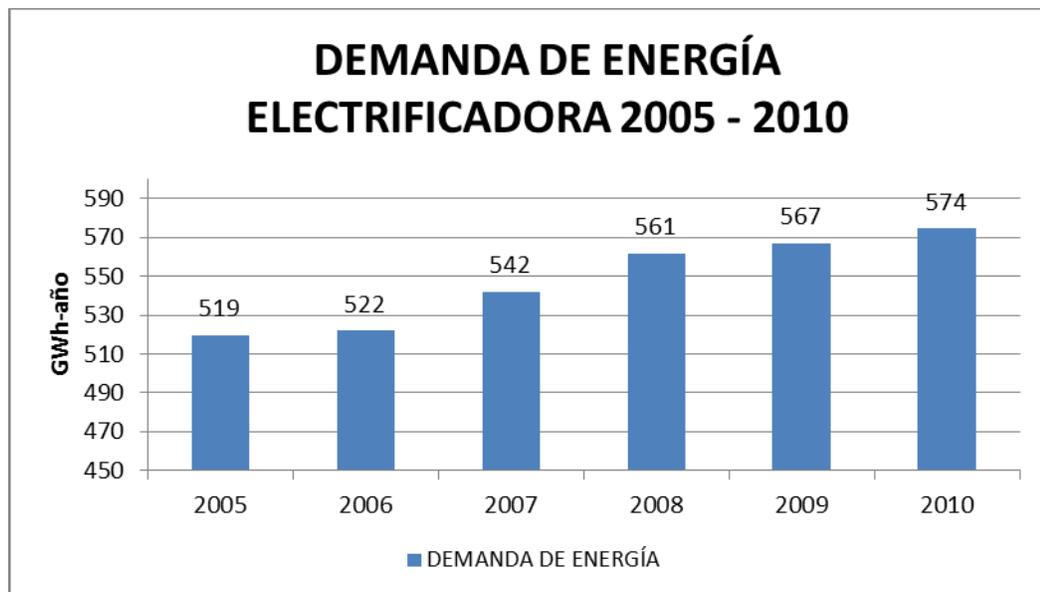
Fuente: UPME 2010

Grafico 2 Crecimiento del número de usuarios por año



Fuente: ELECTRIFICADORA 2011

Gráfico 3. Demandas de energía por año

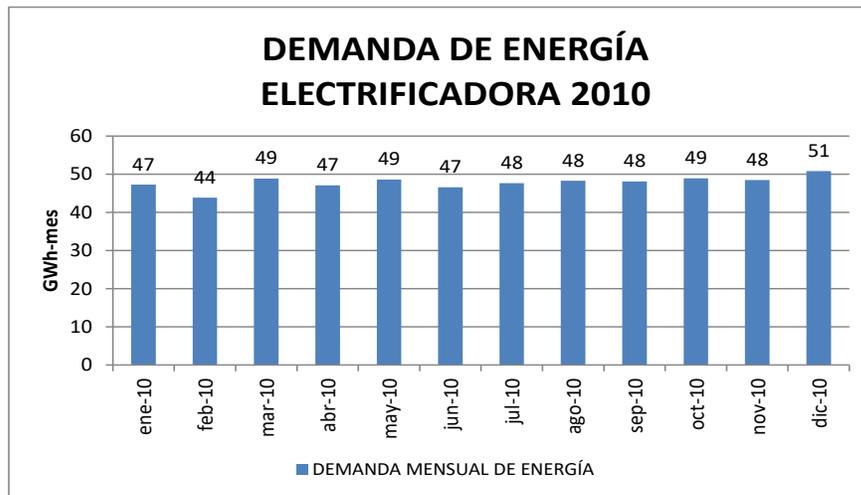


Fuente: ELECTRIFICADORA 2011

La Demanda de energía promedio durante el año 2010 fue de 48 GWh-mes, este comportamiento se presenta en la Gráfica 4. De acuerdo a este comportamiento, se tiene que en promedio la demanda diaria de energía eléctrica atendida por la Electrificadora es de 1.57 GWh-día, con lo que el valor promedio demandado por usuario sería de 5,93 kWh-día, el cual incluye la demanda comercial más las pérdidas del sistema distribuidas

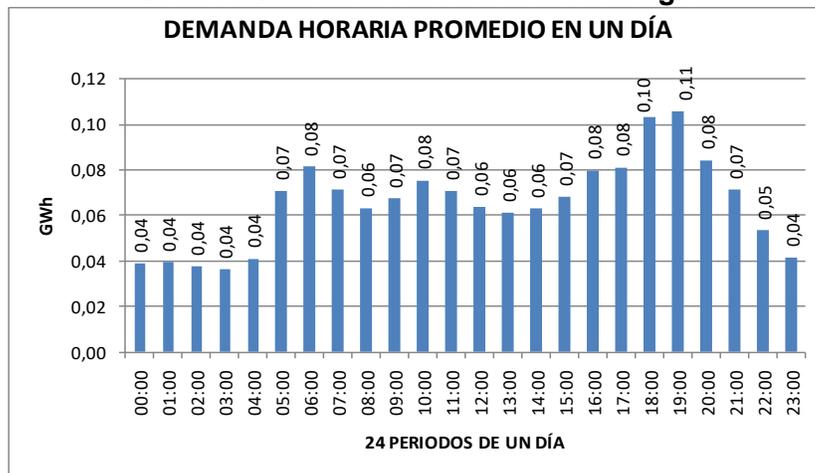
en cada uno de los 265.270 usuarios. De aplicar la curva típica diaria de demanda de esta Electrificadora da como resultado que los periodos 18 (de 6:00 pm a 07:00 pm) y 19 (de 7:00 pm a 08:00 pm) son los de mayor demanda y corresponden a 0,210 GWh-día. Este resultado es importante para proyectos de generación al tener la posibilidad de generar energía en periodos del día en los cuales sea requerido, al tener la posibilidad quemar el gas metano extraído del relleno sanitario. El comportamiento diario debe observarse en la Gráfica 5.

Gráfico 4. Demanda mensual de energía



Fuente ELECTRIFICADORA 2011

Gráfico 5 Demanda de diaria de energía

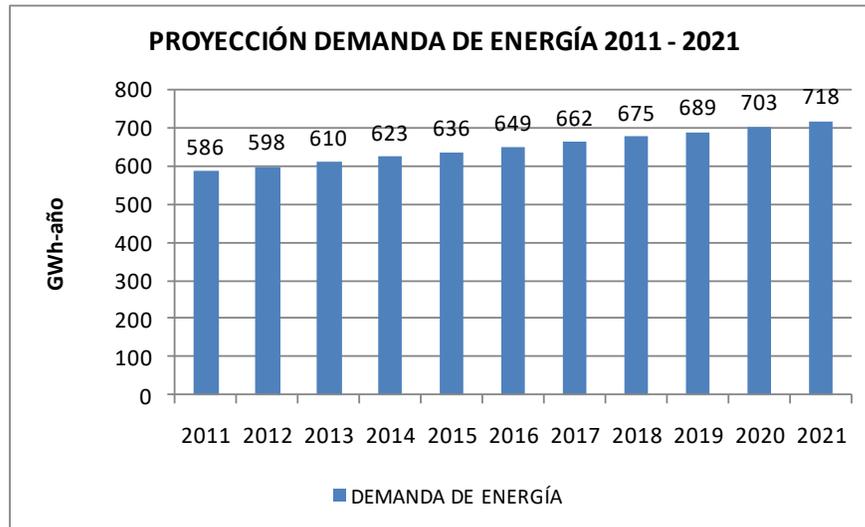


Fuente: ELECTRIFICADORA 2011

Proyecciones de la demanda

El crecimiento proyectado de demanda de energía en un escenario bajo de la UPME es en promedio de 2,93% para el periodo 2012 – 2020, pero los resultados de crecimiento promedio real de la demanda de La Electrificadora para el periodo 2005 – 2010 es de 2,05%, por lo tanto para el periodo 2012 – 2021 se utiliza el promedio real de la Electrificadora, que arroja para el final del periodo un consumo de 718 GWh-año. En la Gráfica 6, se presentan los resultados de la proyección.

Gráfico 6 Proyecciones de demanda de energía



Fuente: Elaboración propia 2011

Actualmente la Electrificadora cubre su demanda del producto energético mediante contratos bilaterales de largo plazo y compras en bolsa de energía, de forma más detallada este tema será cubierto en la caracterización de la oferta, tratado en el numeral 1.3 Oferta.

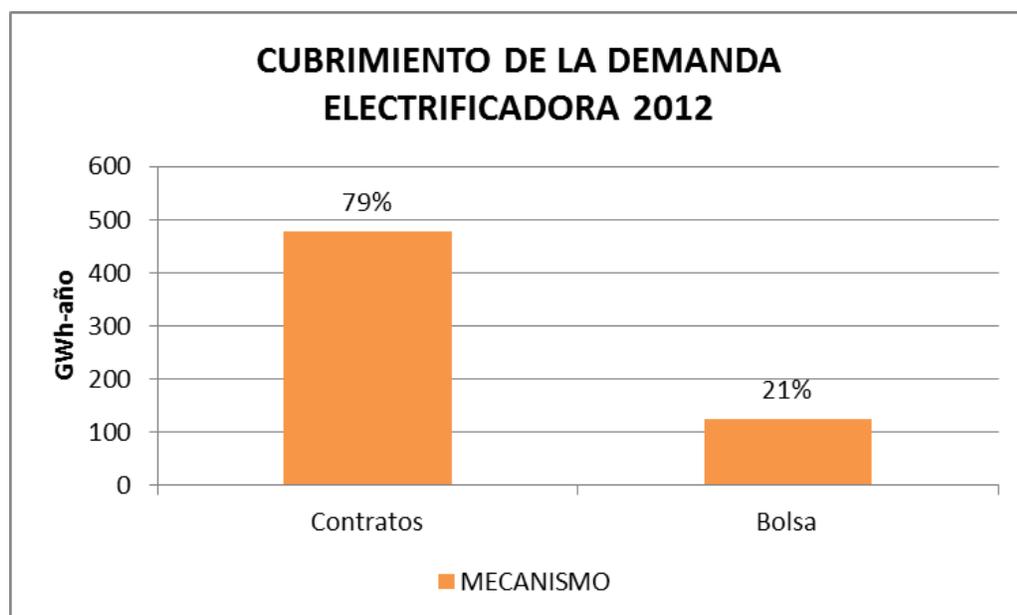
La caracterización de la demanda de energía de acuerdo con su probabilidad se clasifica como *demanda real*, toda vez que es una demanda totalmente cierta y que está ligada a factores como son el crecimiento demográfico y el desarrollo económico que se busca en todas las regiones del país, y que además se ratifica con todos los proyectos de generación a gran escala que se encuentran próximos a entrar en operación en los próximos cinco años. Sin embargo, puede decirse que para efectos del presente estudio de viabilidad también presenta características de *demanda potencial*, puesto que al enfocar inicialmente la oferta del proyecto a un solo consumidor como es la Electrificadora, para que la demanda se vuelva efectivamente real se deben satisfacer condiciones como lo son el precio y los periodos del día en los cuales pueda ser entregada la energía para desplazar a otros posibles proveedores [ARBOLEDA 2010].

Para clasificar la demanda de acuerdo a los consumidores, es importante reiterar lo dicho en el párrafo inmediatamente anterior, donde se manifiesta que para este proyecto de viabilidad se ha enfocado para entregar toda la producción a un solo potencial cliente por lo cual se constituye en una *demanda derivada*, donde el consumidor es un intermediarios (Electrificadora), entre los usuarios finales y el generador. Continuando con la caracterización de la demanda del estudio de mercado, esta se clasifica como *demanda por sustitución*, al no incrementar la demanda del mercado con la producción del generador, sino por el contrario buscar sustituir a otros proveedores de energía del potencial cliente, Electrificadora [ARBOLEDA 2010].

La electrificadora tiene cubierta su demanda de energía mediante contratos de largo plazo los años 2012 en un 79% y 2013 en un 72% y para los próximos diez años es alta la probabilidad de mantener este comportamiento con el fin de transmitir a los usuarios estabilidad en los precios. Este comportamiento permite identificar que cuenta con 480 y 440 GWh-año contratados y tiene por adquirir para estos mismos años 124 y 173 GWh-año respectivamente. En las gráficas 7 y 8 se presenta esta distribución.

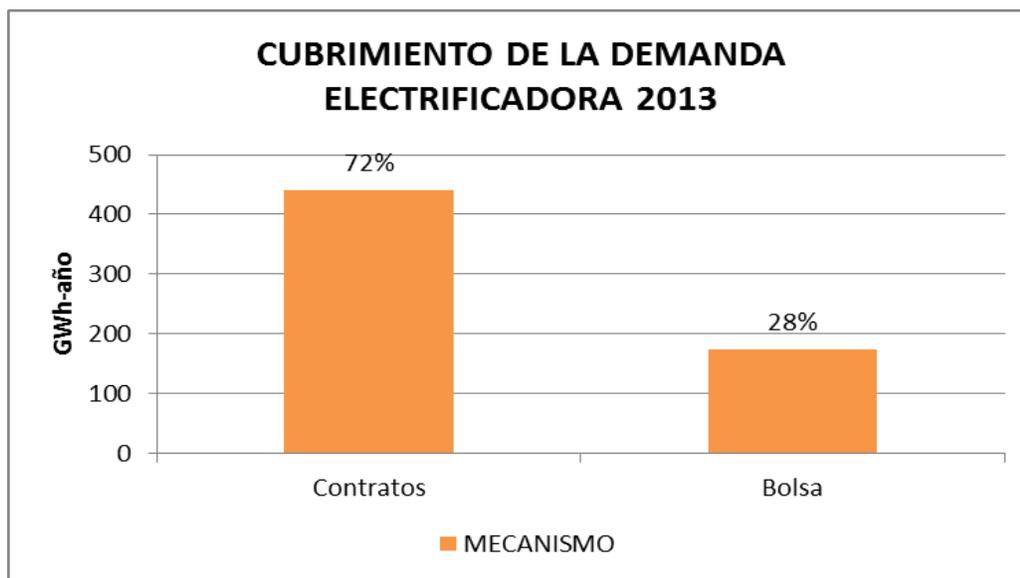
Las demanda para los años 2015 y 2015 se cubrirán, ya sea en la bolsa de energía al precio que se presente en cada uno de los días del año o a través de nuevos contratos con precios pactados bilateralmente, y es en este último mecanismo es el espacio al cual se dirige el proyecto y arrojan en promedio para el cada mes del año un mercado de 10 GWh-mes en 2012 y 15 GWh-mes en 2013, equivalente a consumos promedios diarios para cada año de 0,33 GWh-día y 0,50 GWh-día para los años 2012 y 2013 correspondientemente. En el capítulo correspondiente al *tamaño del mercado* se determinará la capacidad de producción del proyecto y la demanda que podrá atender en caso de dar positivo estudio.

Gráfico 7 Cubrimiento de la demanda 2012



Fuente: ELECTRIFICADORA 2011

Gráfico 8 Cubrimiento 2013



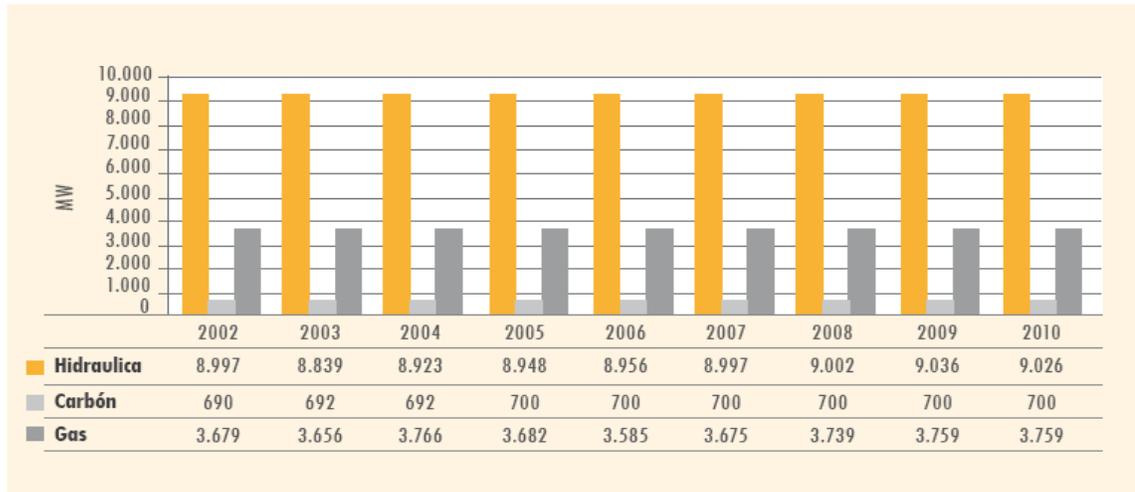
Fuente: ELECTRIFICADORA 2011

1.3 OFERTA

Colombia

Al contar el país con grandes recursos hídricos se ha propiciado que la tecnología hidráulica sea la que provea la mayor parte de energía para cubrir la demanda eléctrica en Colombia, sin embargo, en los últimos años buscando contrarrestar los efectos que produce el fenómeno climatológico de “El Niño” caracterizado por sequías en largos periodos del año, se han fomentado el desarrollo de proyectos térmicos principalmente con tecnologías a gas que permitan cubrir en estos periodos las necesidades energéticas y así evitar posibles racionamientos como los vividos en la década del 90. En la Gráfica 9. se presenta la evolución en el parque generador del periodo 2002 – 2010 y en la Gráfica 10 se observa la distribución que alcanzó para el año 2010.

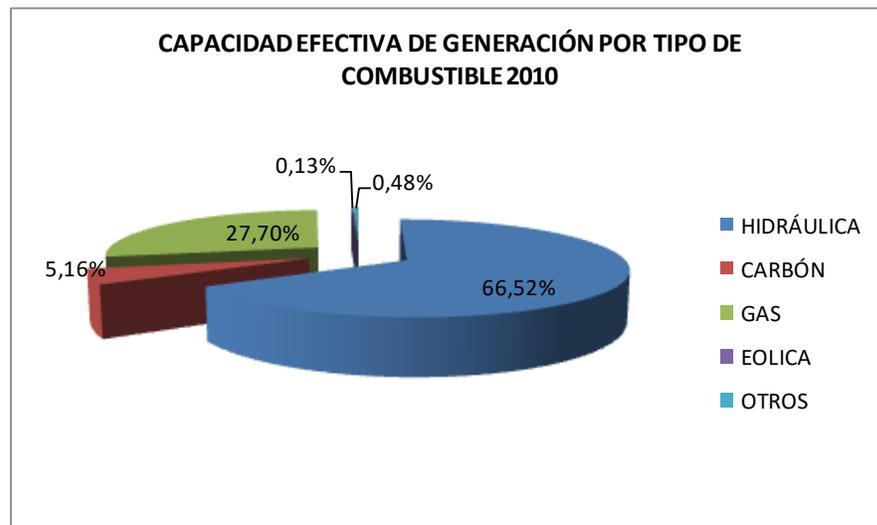
Gráfico 9 Capacidad efectiva de generación por tipo de combustible 2002 – 2010



Fuente: UPME 2011

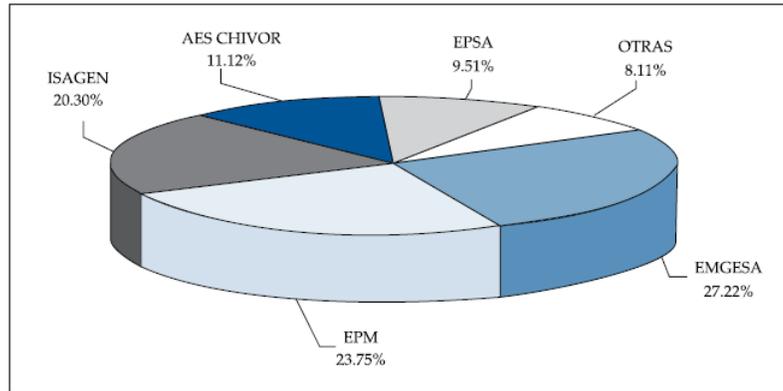
En la actualidad existen 48 agentes generadores inscritos en el mercado eléctrico colombiano administrados por la compañía XM – expertos en mercados. De acuerdo al plan de expansión de referencia generación – transmisión 2009 – 2023, para el año 2008 el 82,39% de la capacidad efectiva hidráulica incluyendo las plantas menores se encontraba concentrada en cuatro empresas generadoras, para la tecnología térmica a gas el 57,48% se concentraba en tres empresas y finalmente para el carbón también se concentraba en tres empresas. En las Gráficas 11, 12. y 13 respectivamente se presenta dicha distribución. [UPME 2010].

Gráfico 10 Generación por tipo de combustible



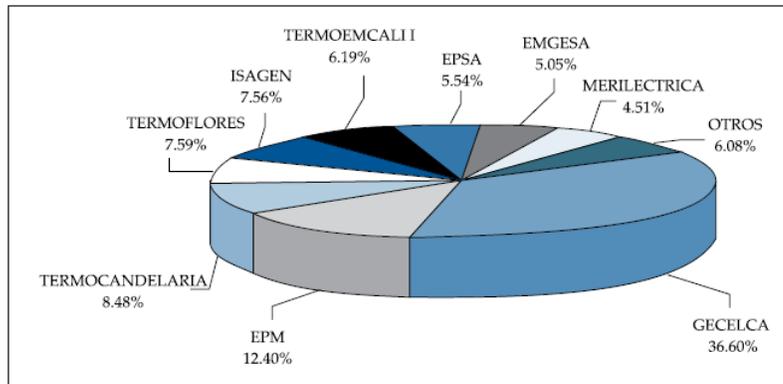
Fuente: UPME 2011

Grafico 11 Generación por empresa



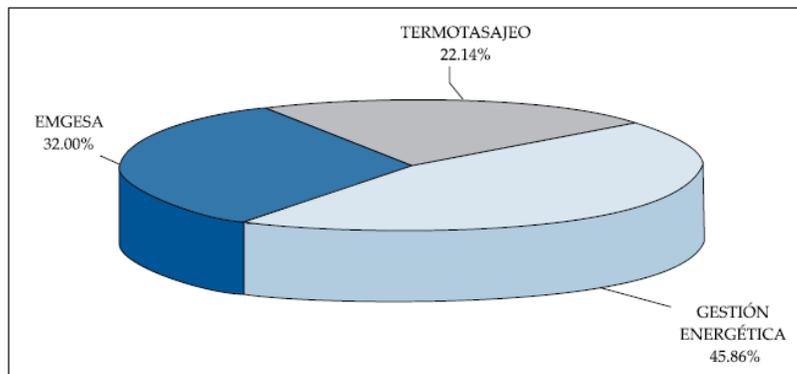
Fuente: UPME 2011 –

Grafico 12 Generación por empresa



Fuente: UPME 2011

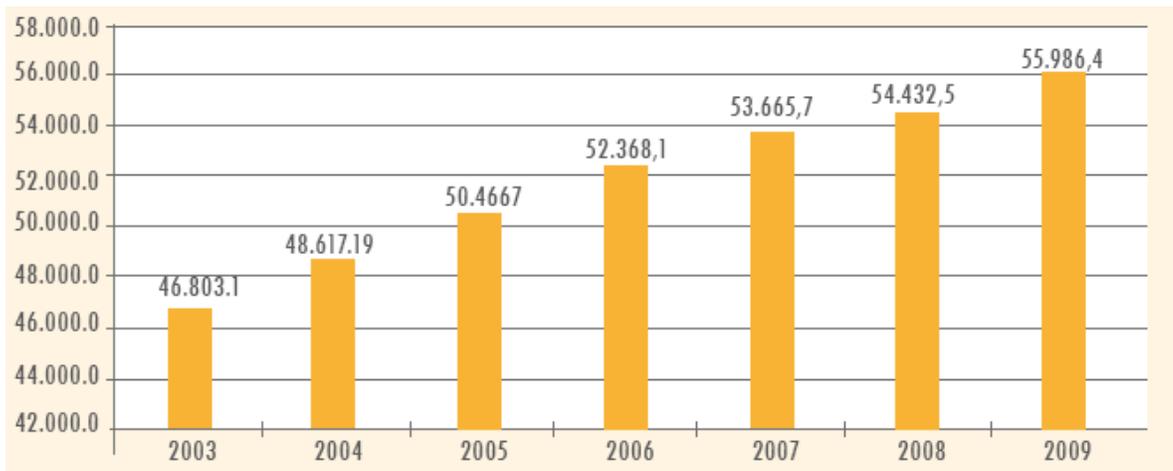
Grafico 13 Generación por empresa



Fuente: UPME 2011

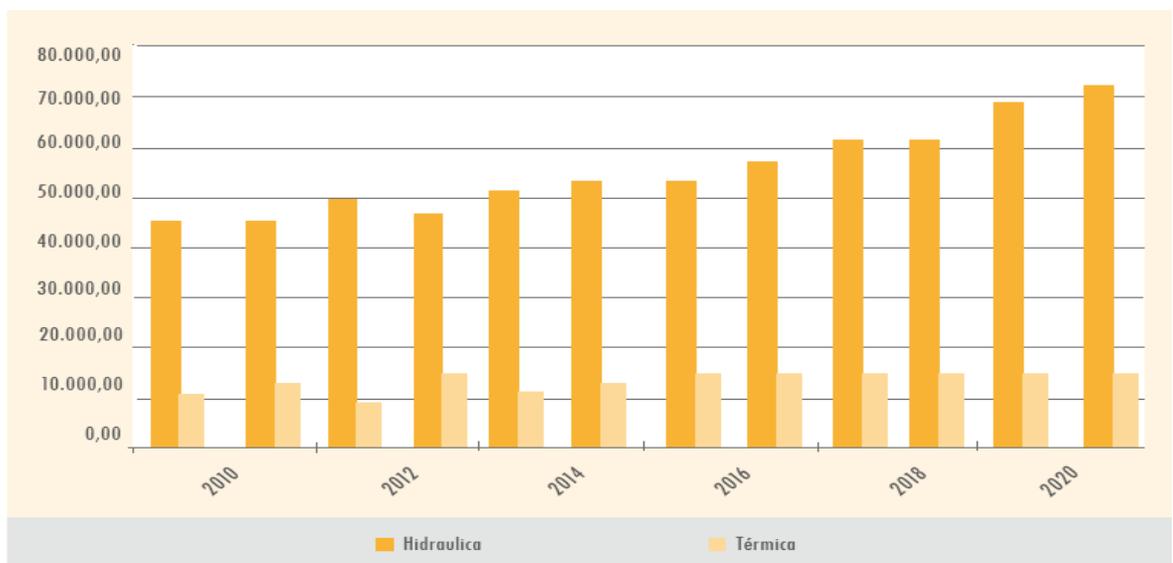
La generación de energía durante el año 2010 fue de 56.887 GWh-año, de los cuales el 5,2% correspondientes a 2.985 GWh-año, fueron generados por plantas menores (plantas con capacidad instalada inferior a 20 MVA). El comportamiento de la generación de energía en el periodo 2002 – 2010 se presenta en la gráfica 13 y claramente se observa el incremento en los volúmenes generados. De igual forma la proyección de generación realizada por la UPME se presenta en la gráfica 14, donde puede observarse que la generación térmica para los últimos años de evaluación presenta un estancamiento, debido principalmente a los proyectos hidráulicos que se prevé entrarán en estos años de acuerdo al plan de expansión de referencia descritos en la Tabla 2.

Gráfico 14 Generación real 2002 – 2010



Fuente: UPME 2011

Gráfico 15 Proyecciones de generación de energía eléctrica 2010 – 2020



Fuente: UPME 2011

Tabla 2. Expansión de la generación

EMPRESA / PLANTA	FECHA ENTRADA	CAPACIDAD POR INSTALAR (MW)	TECNOLOGÍA
EMP / Pescadero Ituango	Nov. 2018	1.200	HIDRÁULICA
ISAGEN / Sogamoso	Nov. 2014	800	HIDRÁULICA
EMGESA / Quimbo	Nov. 2014	396	HIDRÁULICA
EPM / Porce IV	Nov. 2015	400	HIDRÁULICA
EPSA - GENSA / Miel II	Nov. 2014	135	HIDRÁULICA
EPSA / Cucuana	Nov. 2014	60	HIDRÁULICA
SUBTOTAL EXPANSIÓN		2.991	
TOTAL EXPANSIÓN 2018		15.516	

Fuente: ACOLGEN 2011

Cauca

La mayor central de generación de energía en el departamento del Cauca es la central hidroeléctrica de la Salvajina, la cual es propiedad de la empresa privada EPSA que desarrolla los negocios de distribución y comercialización en el departamento del Valle del Cauca. La energía generada por esta hidroeléctrica se transa en el mercado de energía mayorista y se encuentra conectada al sistema de transmisión nacional administrado por ISA S.A. E.S.P.

Existen otras plantas de menor tamaño denominadas pequeñas centrales hidroeléctricas o PCH's, las cuales son de igual forma comercializadoras de energía, y las cuales se conectan directamente al sistema eléctrico administrado por la electrificadora y al sistema eléctrico administrado por EMDEP. En la tabla 3. Se presenta el listado de plantas de generación con la capacidad instalada de generación correspondiente.

Tabla 3. Capacidad instalada de generación departamento del Cauca

CENTRAL DE GENERACIÓN	PROPIETARIO	CAPACIDAD INSTALADA kW
SALVAJINA	EPSA S.A. E.S.P.	285.000
RIO PALO	VATIA S.A. E.S.P.	1.800
OVEJAS	VATIA S.A. E.S.P.	1.125
MONDOMO	VATIA S.A. E.S.P.	750
SILVIA	VATIA S.A. E.S.P.	468
INZA	VATIA S.A. E.S.P.	750
SAJANDI	VATIA S.A. E.S.P.	3.750
FLORIDA II	VATIA S.A. E.S.P.	28.800
ASNAZU	VATIA S.A. E.S.P.	500
COCONUCO	EMDEP S.A. E.S.P.	3.000
PATICO	GELEC	1.500

Fuente: ELECTRIFICADORA 2011

La energía generada por estas empresas para el año 2010 podría cubrir una gran parte de la demanda total de la energía eléctrica de la electrificadora, no obstante, por el modelo del mercado eléctrico colombiano, estas empresas generadoras-comercializadoras venden libremente sus producciones a los compradores que requieran esta energía. De igual forma al no desarrollar la electrificadora el negocio de generación de energía para cubrir su demanda, la adquiere mediante compras a los generadores o comercializadores inscritos en el mercado eléctrico colombiano. Sin embargo, la generación conectada directamente hace que el sistema presente un mejor comportamiento ante las pérdidas técnicas que se puedan presentar en el este, por lo cual es una generación conveniente para esta electrificadora. En cuanto a los proyectos de expansión en generación en el Cauca se encuentra un proyecto de PCH de 13 MW de capacidad instalada por parte de GELEC, el cual se espera entre en operación para el año 2014.

Teniendo en cuenta que la electrificadora puede adquirir su demanda de cualquier comercializador de energía en el país directamente a través de contratos bilaterales o mediante la bolsa de energía, el estudio en su parte de análisis de la demanda deja ver que existe un espacio para una cantidad importante de energía a suministrar por parte de otros comercializadores. El no estar cubierto en un porcentaje mayor puede obedecer a estrategias corporativas entre las que se encuentran el buscar condiciones favorables en los precios de la bolsa de energía, que generalmente se presentan en periodos del año con altos índices de lluvias, donde juegan un papel importante en las empresa los pronósticos climatológicos; de igual forma los oferentes posiblemente ya tengan contratada su producción por lo cual no tendrían energía disponible para ponerla a disposición de usuarios como la electrificadora mediante contratos. Las anteriores circunstancias pueden ser posibles razones para que el cubrimiento de la demanda no sea mayor.

En un principio puede verse que este proyecto tiene una fuerte competencia, sin embargo, el origen de la materia prima del proyecto y su probable disponibilidad pueden marcar la diferencia con los demás oferentes, al tratarse de una intensión de aprovechamiento de recursos de desecho que de no ser tratados serán contaminantes y aportaran al calentamiento global.

Es importante anticipar que la capacidad de generación de energía dependerá de cantidad de gas contenida en el relleno sanitario y de los años que pueda ser explotado el recurso para la viabilidad del proyecto y de igual forma determinante para la participación que tenga en el mercado que en una etapa inicial se enfoca a la demanda no cubierta por la electrificadora, actual operador de red y comercializador a atender.

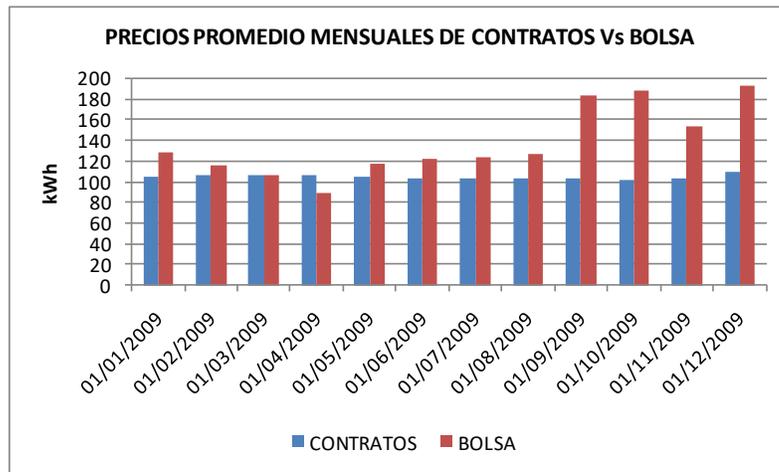
1.4 PRECIO

El precio del kWh se fija en \$117 pesos y los bonos del carbón son valorados en 7 dólares por tonelada de CO₂ equivalente y a una TRM de 1800 pesos. Con estos precios se obtiene un valor combinado de \$175,77 pesos por unidad producida para el proyecto. El precio debe moverse en la banda de los demás precios del mercado, principalmente en el promedio de los precios de los contratos bilaterales, los cuales constituyen la referencia para el proyecto, toda vez que en caso de ser transada la producción en la bolsa, se debe

hacer una serie de contribuciones al mercado eléctrico que se pueden asimilar en el caso de los mercados tradicionales a un impuesto, el cual no se presenta en los contratos bilaterales, por lo cual la producción deberá ponerse en su totalidad estos contratos.

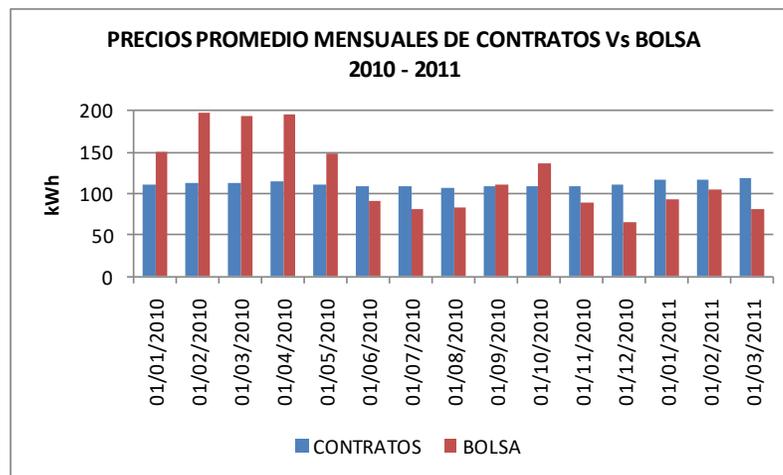
En la Gráfica 16 se presenta el comportamiento del precio promedio de contratos bilaterales y precio promedio de bolsa. Se observa que los precios de los contratos son estables periodo a periodo, mientras los de bolsa tienen amplias fluctuaciones debidas principalmente a las condiciones climáticas presentadas en cada periodo.

Gráfico 16 Precios de energía 2009



Fuente: XM 2010

Gráfico 17 Precios de energía 2010 – 2011



Fuente: XM 2011

De acuerdo a lo anterior es claro que el precio del kWh del proyecto debe moverse entre los \$100 y \$120, para ser competitivo en el sector y poder acceder a porcentaje de demanda no cubierto de la electrificadora. Para este proyecto el precio de venta ofrecido es 117 \$/kWh.

Puesto que el proyecto puede aplicar para mercado del carbono asociado a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero - GEI, los beneficios esperados por este concepto se reflejarán en el precio del kWh, sin que este afecte la tarifa al comercializador, y se aplica de esta forma para incluirlo en el modelo financiero. Los bonos del carbón son valorados en 7 dólares por tonelada de CO2 equivalente y a un TRM de 1800 pesos [DON JUANITO 2006]

La producción de CO2 recuperable para el proyecto se estima en la Tabla 5 de resultados del modelo mexicano del biogás

1.5 COMERCIALIZACIÓN

El proyecto deberá dar a conocer el producto directamente al departamento de compras de energía de la electrificadora, informando detalladamente las características del producto, como son precio, cantidades, periodos de entrega, punto de entrega en la red eléctrica. Una vez conocidas las características del producto se iniciaran las negociaciones respecto de los puntos que sean susceptibles de negociación, principalmente precios, cantidades y periodos de entrega. Otras características del producto como es el caso de la calidad de la potencia, se dan por aceptadas, toda vez que estas se encuentran reguladas por la CREG.

1.6 PUBLICIDAD O PROPAGANDA

El proyecto no utilizará medios publicitarios puesto que la energía eléctrica como producto especializado tiene clientes específicos conocedores de este tipo de productos. Para el alcance del proyecto el cliente específico es el comercializador de la electrificadora, amplio conocedor del tema, por lo tanto las características propias del producto deben darse a conocer de forma personal mediante reuniones con los encargados de comprar la energía.

2. TAMAÑO DEL PROYECTO

El tamaño óptimo del proyecto es de 800 kW de capacidad instalada de generación. Al tratarse de un recurso finito, la cantidad con la que se pueda contar y el costo de extracción y procesamiento definirán la viabilidad del proyecto. En este capítulo se determinan variables que permiten identificar la magnitud del proyecto y la cantidad del mercado que podrá ser cubierto por este.

2.1 TAMAÑO DEL PROYECTO Y DIMENSIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL MERCADO

Con la condiciones de demanda de energía no cubierta para los próximos años de la electrificadora, se determina entonces que esta no presenta limitaciones prácticas en cuanto a la escala de producción del proyecto. Haciéndose más relevante para los años 2014 y 2015, la falta de definición de cubrimiento para el 100% de la demanda.

En cuanto a la oferta, como se mencionó con anterioridad existe el mercado competidores importantes con grandes volúmenes de producción, sin embargo, el mercado objetivo del proyecto (Electrificadora), habiendo suficiente oferta, cubre únicamente en promedio año el 70% mediante contratos directos con los oferentes existentes, exponiéndose a bolsa en el 30% restante.

2.2 TAMAÑO DEL PROYECTO Y TECNOLOGÍA DEL PROCESO PRODUCTIVO

El proceso productivo consiste en la generación de energía utilizando como materia prima (o combustible para el alcance de este proyecto), el biogás producido en un relleno sanitario. Específicamente tiene las siguientes etapas, las cuales serán ampliadas en capítulos posteriores:

- Extracción del biogás
- Captación del biogás
- Conducción del biogás
- Quema del biogás en el moto-generator para generación de electricidad
- Transformación de la electricidad al nivel de tensión de la red eléctrica
- Inyección del fluido eléctrico a la red eléctrica operada por La Electrificadora

Cada uno de estos procesos considera inversiones económicas y tecnológicas importantes que inciden de forma definitiva en el tamaño del proyecto. Los datos obtenidos del modelo mexicano de biogás determinan la cantidad potencial de energía recuperable para la generación de energía para cada uno de los años del proyecto. Estos resultados muestran para los primeros años cantidades importantes recuperadas, las cuales decrecen al final de los años de vida útil del relleno lo que nos permite de forma inicial determinar la capacidad requerida de la planta de generación, tanto en los aspectos civiles propios de la planta, equipos termo-eléctricos requeridos y red eléctrica necesaria

para la conexión física a la red. La capacidad instalada no será suficiente al inicio del proyecto por cuanto no podrá utilizar la totalidad de la materia prima y al final del proyecto no utilizará la totalidad de la capacidad instalada. De no ser así y pretender tratar para los primeros cinco años de operación de aprovechar el 100% del biogás, demandaría una inversión en infraestructura civil y eléctrica demasiado alta, que haría difícil la viabilidad del proyecto, por lo cual buscando un punto medio que mantenga controladas las inversiones se dimensionará al tamaño óptimo de acuerdo a los resultados de la explotación de gas.

El alcance de este proyecto no contempla el detalle de las obras civiles y eléctricas por lo tanto estas serán únicamente valoradas de forma económica.

2.3 TAMAÑO DEL PROYECTO Y LA DISPONIBILIDAD DE INSUMOS Y MATERIA PRIMA

La materia prima objeto del proyecto para la generación de energía es el gas metano contenido en el biogás producido por el relleno y este depende directamente de la cantidad de desechos en toneladas que se encuentren dispuestos en el mismo. La viabilidad del proyecto dependerá de que exista por lo tanto el gas metano suficiente para producir cantidades importantes de energía, dado los precios actuales de la misma.

La cantidad de biogás se determinará mediante un método teórico contenido en el modelo mexicano de biogás, desarrollado por la firma consultora SCS Engineers versión 2.0 2009, bajo un contrato con el programa Landfill Methane Outreach (LMOP) de la USEPA de la agencia para la protección del ambiente de los EEUU (US EPA). Los datos básicos introducidos al modelo corresponden al relleno sanitario de Popayán y los parámetros climáticos fueron asimilados a una región de México, con las características más cercanas a las de la ciudad de Popayán. Entre las características se encuentran información básica del relleno, como año de apertura, año esperado de cierre, manejo del mismo, disposición de lixiviados, altura, la composición de los residuos dispuestos en el relleno sanitario “el ojito” y las precipitaciones promedio anuales de la ciudad de Popayán las que se encuentran en 1941 mm [WIKIPEDIA - 2011]. No se profundizará en el método de estimación del biogás por este método. Cabe destacar que este método fue utilizado por el ministerio de medio ambiente, vivienda y desarrollo territorial de Colombia en el año 2007, para la estimación de biogás recuperable del relleno sanitario de la ciudad de Villavicencio y que será utilizado para la definición de las inversiones requeridas en la extracción del biogás del relleno sanitario “el ojito” de Popayán objeto del presente proyecto.

Por lo anterior es claro que el tamaño requerido de la planta de generación de energía está directamente relacionado con los volúmenes capaces de ser recuperados del relleno sanitario.

En la Tabla 4 pueden observarse la clasificación de los desechos dispuestos en el relleno sanitario, en el cual el 70% de los desechos son de origen orgánico, característica principal de países en vía de desarrollo y ciudades con características de consumo todavía tradicional.

En la tabla 5, se presenta la disposición año a año de los residuos en el relleno y la eficiencia del sistema de captura que es calculada directamente por el modelo de acuerdo a los parámetros definidos del relleno sanitario.

En la tabla 6 se presentan los resultados finales del modelo para la definición de la cantidad de biogás recuperado y que se puede convertir en electricidad. El modelo entrega una capacidad máxima para la planta de generación que va desde 1 MVA en el año 2013 hasta 0,4 para el año 2021 con la disminución en la generación de biogás. En este sentido, el propósito es poner en operación dos unidades de 0,5 MVA para cumplir como se manifestó con anterioridad con la explotación de la capacidad máxima de los primeros años y en los últimos funcionar con solo una unidad de 0,5 MVA. En la gráfica 18, se presenta el comportamiento en el tiempo de la generación y recuperación de biogás.

Tabla 4 – Caracterización de residuos

Categoría de Residuo	Datos Específicos al Sitio %
Comida	40%
Papel y Cartón	7%
Poda (jardines)	5%
Madera	1%
Caucho, Piel, Huesos y Paja	1%
Textiles	3%
Papel Higiénico	3%
Otros Orgánicos	14%
Pañales (asume 20% orgánico / 80% inorgánico)	4%
Metales	6%
Construcción y Demolición	2%
Vidrio y Cerámica	3%
Plásticos	4%
Otros Inorgánicos	7%
TOTAL	100%

Fuente: MAVDT 2007

Tabla 5. – Eficiencia del sistema de captura

DISPOSICION Y RECUPERACION DE BIOGAS				
Año	Disposición de Residuos Estimada (Toneladas Métricas)	Toneladas Métricas Acumuladas	Eficiencia del Sistema de Captura	Recuperación de Biogás Estimada (m ³ /hr a 50% CH ₄)
2006	62.000	62.000	0%	-
2007	63.900	125.900	0%	-
2008	65.800	191.700	0%	-
2009	67.800	259.500	0%	-
2010	75.000	334.500	0%	-
2011	77.300	411.800	0%	-
2012	79.600	491.400	78%	484
2013	82.000	573.400	78%	535
2014	84.500	657.900	78%	581
2015	-	657.900	78%	624
2016	-	657.900	78%	498
2017	-	657.900	78%	402
2018	-	657.900	78%	328
2019	-	657.900	78%	272
2020	-	657.900	78%	228
2021	-	657.900	78%	194
2022	-	657.900	78%	167
2023	-	657.900	78%	146
2024	-	657.900	78%	129
2025	-	657.900	78%	115
2026	-	657.900	78%	104
2027	-	657.900	78%	94
2028	-	657.900	78%	86
2029	-	657.900	78%	79
2030	-	657.900	78%	73

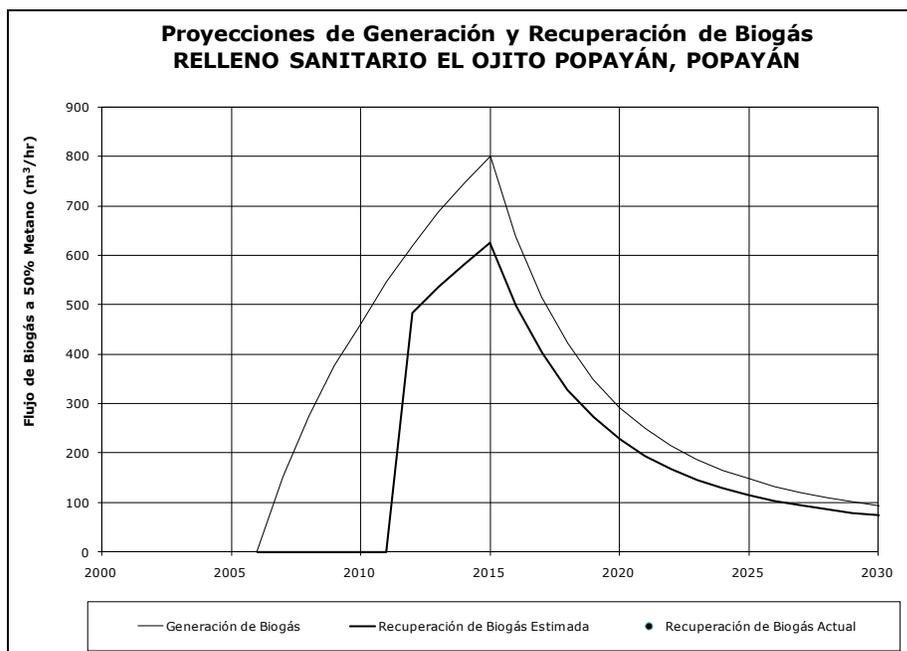
Fuente: elaboración propia con base en el Modelo Mexicano de Biogás 2009

Tabla 6 – Proyecciones y recuperación de biogás

PROYECCIONES DE LA GENERACION Y RECUPERACION DE BIOGAS DE RELLENOS SANITARIOS												
RELLENO SANITARIO EL OJITO POPAYÁN												
POPAYÁN - CAUCA												
Año	Disposición (Mg/año)	Disposición Acumulada (Mg)	Generación de Biogás			Eficiencia del Sistema de Captura (%)	Recuperación de Biogás Estimada			Capacidad Máxima de la Planta de Electricidad* (MW)	Reducción de Emisión Estimadas**	
			(m ³ /hr)	(pies ³ /min)	(mmBtu/hr)		(m ³ /hr)	(pies ³ /min)	(mmBtu/hr)		(tonnes CH4/yr)	(tonnes CO2eq/yr)
2006	62.000	62.000	-	-	-	0%	-	-	-	0,0	(2)	(32,93)
2007	63.900	125.900	152	90	2,72	0%	-	-	-	0,0	(2)	(32,93)
2008	65.800	191.700	275	162	4,92	0%	-	-	-	0,0	(2)	(32,93)
2009	67.800	259.500	376	221	6,72	0%	-	-	-	0,0	(2)	(32,93)
2010	75.000	334.500	461	271	8,24	0%	-	-	-	0,0	(2)	(32,93)
2011	77.300	411.800	546	322	9,76	0%	-	-	-	0,0	(2)	(32,93)
2012	79.600	491.400	620	365	11,09	78%	484	285	8,65	0,8	1.516	31.840,92
2013	82.000	573.400	686	404	12,26	78%	535	315	9,56	0,9	1.677	35.210,38
2014	84.500	657.900	745	439	13,32	78%	581	342	10,39	1,0	1.822	38.261,07
2015	-	657.900	800	471	14,30	78%	624	367	11,16	1,0	1.956	41.082,35
2016	-	657.900	638	376	11,41	78%	498	293	8,90	0,8	1.560	32.759,67
2017	-	657.900	515	303	9,21	78%	402	237	7,18	0,7	1.259	26.432,31
2018	-	657.900	421	248	7,52	78%	328	193	5,87	0,5	1.028	21.597,34
2019	-	657.900	349	205	6,23	78%	272	160	4,86	0,5	851	17.880,72
2020	-	657.900	293	172	5,23	78%	228	134	4,08	0,4	714	15.004,04
2021	-	657.900	249	147	4,45	78%	194	114	3,47	0,3	608	12.759,88
2022	-	657.900	215	126	3,84	78%	167	99	2,99	0,3	524	10.993,56
2023	-	657.900	187	110	3,35	78%	146	86	2,61	0,2	457	9.589,55
2024	-	657.900	165	97	2,95	78%	129	76	2,30	0,2	403	8.461,47
2025	-	657.900	148	87	2,64	78%	115	68	2,06	0,2	359	7.544,59
2026	-	657.900	133	78	2,37	78%	104	61	1,85	0,2	323	6.790,31
2027	-	657.900	121	71	2,16	78%	94	55	1,68	0,2	293	6.162,06
2028	-	657.900	110	65	1,97	78%	86	51	1,54	0,1	268	5.632,22
2029	-	657.900	101	60	1,81	78%	79	47	1,41	0,1	247	5.179,89
2030	-	657.900	94	55	1,68	78%	73	43	1,31	0,1	228	4.789,16

Fuente: elaboración propia con base en el Modelo Mexicano de Biogás 2009

Gráfico 18 Proyecciones de generación y recuperación de biogás 2012 - 2030



2.4 EL TAMAÑO DEL PROYECTO Y SU LOCALIZACIÓN

La planta de generación se ubicará directamente en el relleno sanitario “El Ojito” de la ciudad de Popayán, en un extremo del mismo, hasta donde se conducirá el gas extraído del campo para ser procesado. Esta localización da seguridad a las personas por cuanto es una zona retirada de la comunidad y cercana a las redes de agua del acueducto municipal y al punto de conexión de la red eléctrica a nivel de tensión 34,5 kV de La Electrificadora.

2.5 EL TAMAÑO DEL PROYECTO Y LOS COSTOS DE INVERSIÓN Y OPERACIÓN

El proyecto requiere una inversión alta en infraestructura generación y transformación eléctrica y el desarrollo civil del campo de extracción del biogás. La capacidad del grupo generador depende directamente del gas extraído y es resultado del modelo mexicano de biogás. La capacidad año a año puede observarse en el cuadro 1.

2.6 EL TAMAÑO DEL PROYECTO Y EL FINANCIAMIENTO

Dada la magnitud de las inversiones es necesario que los recursos financieros provengan en su totalidad de inversionistas privados o de fondos de financiamiento interesados en apoyar fuentes alternativas de generación limpia de energía. Otro posible inversionista son todas aquellas empresas que generan altos grados de contaminación y que por

legislación medioambiental requiere compensar las emisiones causadas por sus compañías.

2.7 INGRESOS POR CONCEPTOS DE VENTAS

Las unidades vendidas en cada uno de los años está directamente relacionado con el nivel de producción determinado por la gas metano recuperado del relleno sanitario en cada de los años de operación de proyecto. Este es el resultado de la operación de las 2 unidades de generación de 400 kVA. El precio de venta refleja los ingresos esperados por la venta de energía al comercializador de la electrificadora y los ingresos esperados por bonos de carbono.

CUADRO 1. INGRESOS POR CONCEPTOS DE VENTAS
(Millones del año 1)

Fase	Inversión					Operacional						
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Unidades Vendidas (Miles)			5.256	5.256	5.256	5.256	5.256	4.368	3.570	2.957	2.482	2.112
Precio de Venta (Unidades Monetarias)		0	176	176	176	176	176	176	176	176	176	176
Ingresos por Ventas (Millones)		0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

3. LOCALIZACIÓN

La Planta de generación de energía se ubicará en el municipio de Popayán, en el relleno sanitario “El Ojito” ubicado al occidente de este municipio a tres kilómetros del barrio Lomas de Granada.

3.1 MACROLOCALIZACIÓN

La Planta de Generación de energía, se ubicará en Popayán capital el departamento del Cauca, al suroccidente colombiano.

Popayán se encuentra localizada en el valle de pubenza, entre la cordillera occidental y Central al suroccidente del país, en las coordenadas 2°26'39"N 76°37'17"O 2.44417, -76.62139. Tiene 258.653 habitantes, de acuerdo al Censo del DANE (Departamento Administrativo Nacional de Estadísticas) elaborado en el año 2005. Su extensión territorial es de 512 km², su altitud media es de 1760 m sobre el nivel del mar, su precipitación media anual de 1.941 mm, su temperatura promedio de 14/19 °C y dista aproximadamente 600 km de Bogotá.

La extensión territorial de Popayán es de 512 km² y su precipitación media anual de 1.941 mm. Por estar a una altura de 1.737 msnm (medidos en la plazuela de la iglesia de San Francisco) y muy cerca al Ecuador tiene una temperatura media de 19-21 °C durante todo el año, alcanzando temperaturas máximas en los meses de julio, agosto y septiembre en horas del medio día -hasta 29 °C- y mínimas de 10 °C en horas de la madrugada en verano. También cuenta con extensas áreas planas y onduladas, ubicadas principalmente en las proximidades del río Cauca.

Cauca es uno de los 32 departamentos de Colombia. Se encuentra localizado al suroccidente del país, y su capital es Popayán. Tiene una superficie de 29.308 km². El Cauca limita al sur con los departamentos de Nariño y Putumayo, al oriente con el Huila, al norte con Valle del Cauca y Tolima, y al occidente con el Océano Pacífico.

Su economía está basada principalmente en la producción agrícola, especialmente de fique, caña de azúcar, caña panelera, café, papa, maíz, yuca, frijol, tomate, mora y espárragos. Es también muy importante la ganadería, y sus derivaciones de productos cárnicos y lácteos. Notable desarrollo ha tenido en los últimos tiempos la piscicultura. En la región del litoral Pacífico se encuentra una de las más grandes reservas forestales del país. En la región del río Naya hay grandes reservas de oro y en la Bota Caucana yacimientos petrolíferos.

En la tabla 7. Se puede observar las características climatológicas del municipio de Popayán.

Tabla 7 – Climatología de Popayán

Tabla climatológica de Popayán												
Temperatura (°C)												
Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Minima promedio	13,2	13,3	13,5	13,8	14,0	13,0	12,1	12,1	12,4	13,4	13,7	13,8
Promedio	18,8	19,0	18,9	18,9	18,8	19,0	19,2	19,4	19,2	19,0	18,6	18,4
Máxima promedio	24,2	24,4	24,6	24,4	24,3	24,6	25,0	25,2	25,5	24,2	24,0	24,0
Humedad relativa (%)	80	79	79	80	80	77	71	69	74	80	82	82

Datos medidos en: Aeropuerto Guillermo León Valencia IDEAM ⁺	Temperatura					
	Promedios anuales	Min	Med	Max	Total	Humedad
		°C	°C	°C	mm	%
	13,2	19,0	24,5	1941	77,75	

Fuente: IDEAM 2011

El Cauca es un departamento colombiano con una gran proporción de indígenas. Las dos etnias más numerosas son los Paeces y los Guambianos.

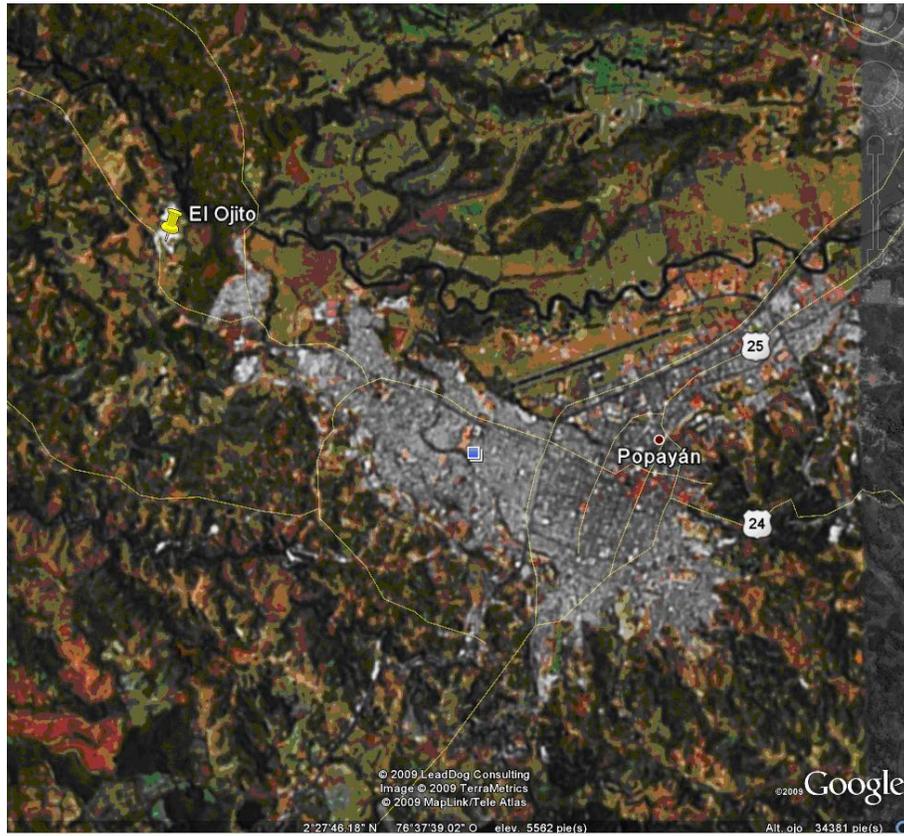
El departamento del Cauca se caracteriza por su diversidad física, cultural, social, geográfica y económica. Es habitado por gran variedad de etnias, tales como indígenas, campesinos, negritudes.

3.2 MICROLOCALIZACIÓN

La planta de generación se ubicará dentro del relleno sanitario "El ojito" el cual se encuentra al occidente de la ciudad de Popayán, vía al Tambo a 3 Km del límite urbano y posee un área total de 13.1 hectáreas. La vía de acceso es pavimentada, con acceso a transporte público y disponibilidad de servicios públicos energía, acueducto, alcantarillado.

El barrio más cercano al relleno sanitario es Lomas de Granada, el cual es un barrio estrato 3 con aproximadamente 2000 habitantes, vías pavimentadas y construcciones en uno y dos pisos.

Gráfico 19. Ubicación relleno sanitario “El Ojito” Popayán

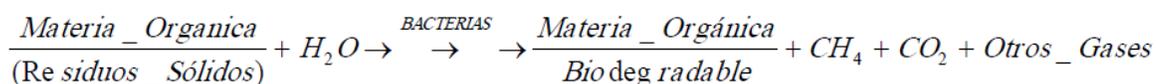


Fuente: Google earth 2011

4. INGENIERÍA DEL PROYECTO

La fase de ingeniería del proyecto considera para la etapa operativa del proyecto, y después de determinada la viabilidad del proyecto explotar las unidades de energía en KW-h que se generan y suministrarlas al operador de red del departamento de Cauca quien a través de la infraestructura eléctrica la entrega a los usuarios finales (residenciales, comerciales, industriales, etc.).

Los procesos previos a la generación de energía parten de la reacción química generalizada para la descomposición anaerobia de residuos sólidos puede escribirse de la forma siguiente:

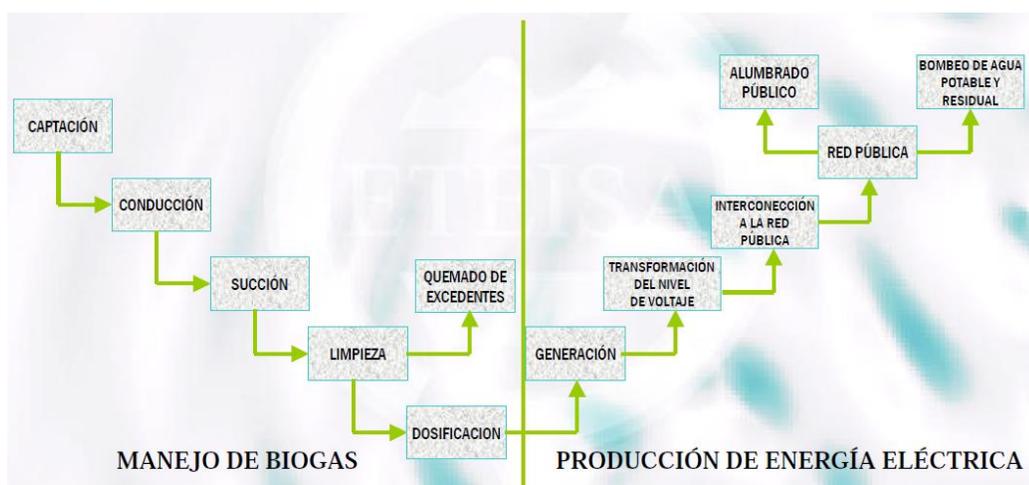


Para desarrollar y enlazar estos procesos se hace necesaria la construcción de obras civiles, instalación de tubería y equipos, el montaje de una planta y la creación de una empresa para operación, administración y comercialización de la energía que se prevé producir.

4.1 ÁMBITO Y TAMAÑO DEL PROYECTO

Las etapas que inician con la extracción y finalizan con la distribución de la energía generada se clasifican en dos grandes procesos como se muestra en la Figura 1.

Figura 1 Fases en la generación de energía a través de biogás

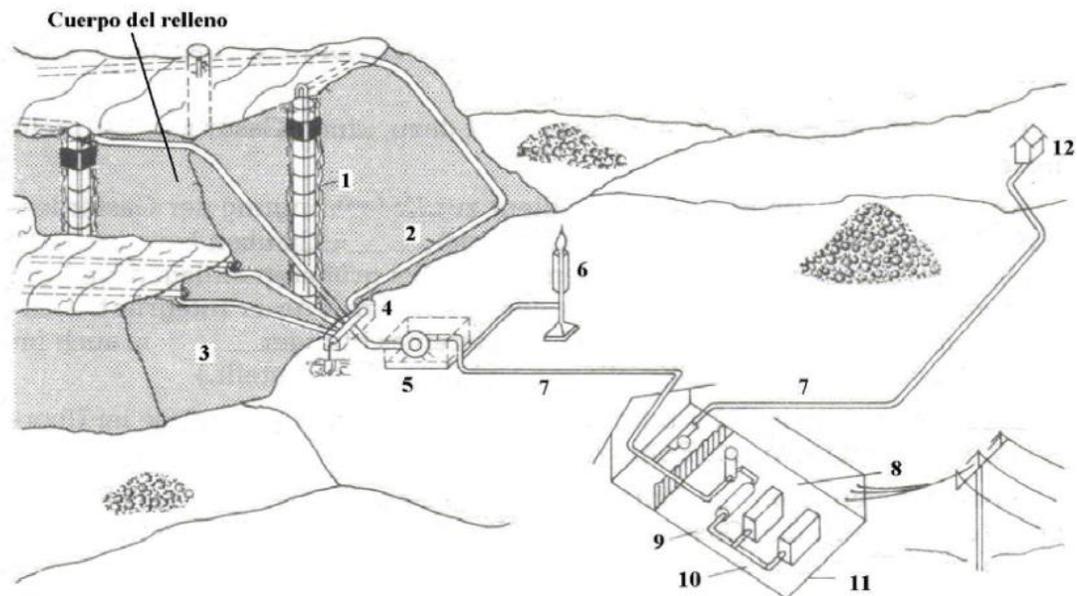


Fuente: TCHOBANOGLOUS 1994

El manejo del biogás inicia con la extracción o captación de biogás y finaliza con la quema para calentar el vapor de agua que mueve al turbo generador. La fase para la producción de energía, por otra parte inicia con la generación y finaliza con la distribución de la energía. Las partes más importantes del sistema se describen relacionan a continuación y se muestran en la Figura 2.

- Pozos de desfogue (1)
- Colectores de gas (2)
- Punto de recepción (4)
- Soplador (5)
- Incinerador (6)
- Planta de tratamiento del gas (9)
- Motogenerador (10)
- Transformador y red de distribución (8)

Figura.2. Sistema de drenaje activo para el biogás

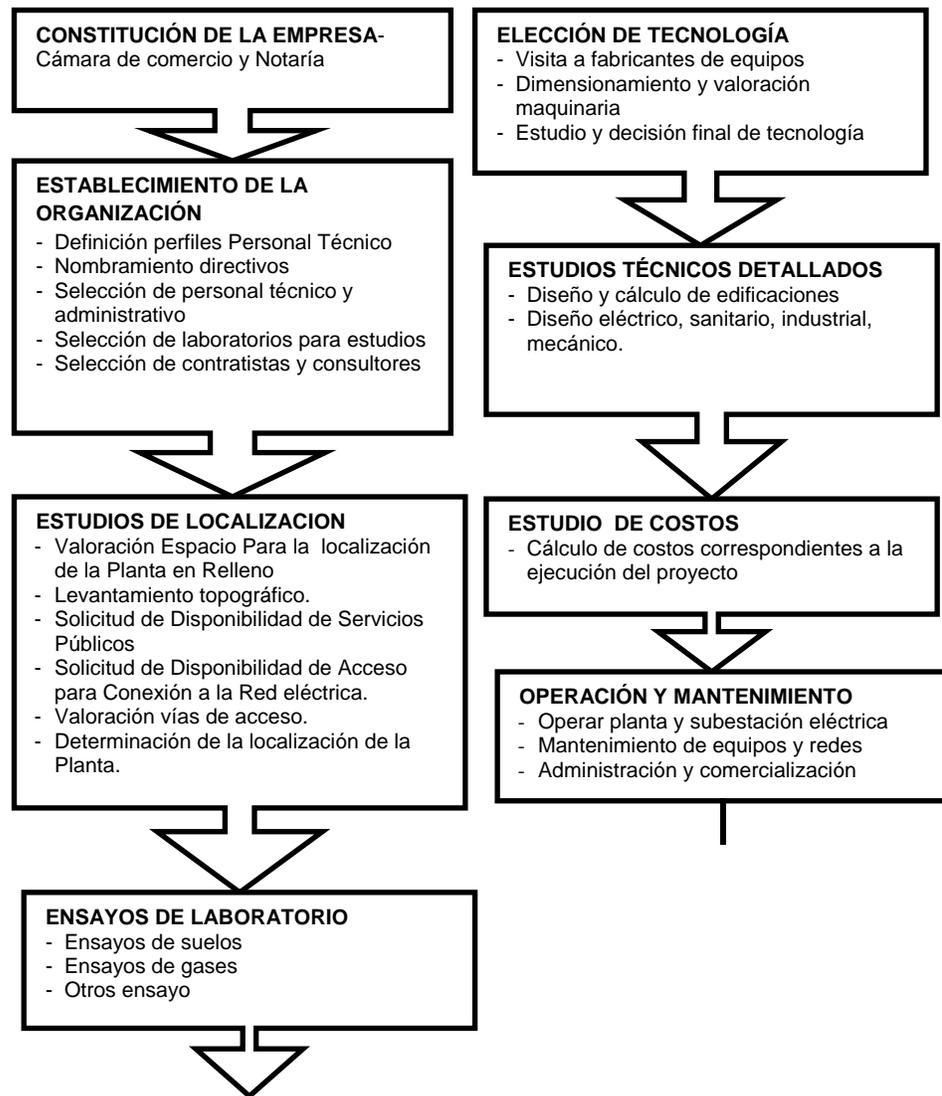


Fuente ROBEN 2002

La producción de energía depende de las características y dimensiones de los equipos seleccionados y estos a su vez de los volúmenes de gas a extraer, los cuales se han calculado con el modelo mexicano mencionado en el capítulo anterior.

4.2 DIAGRAMAS Y PLANES FUNCIONALES

Las fases administrativa y operativa llevan asociadas las actividades de constitución de una empresa, las obras civiles, la instalación de equipos, la operación y mantenimiento, lo que se resume en el siguiente diagrama:



Fuente: elaboración propia 2011

4.3 TECNOLOGÍA

En diversos países ha adquirido importancia los proyectos de generación de energía aprovechando el metano que se forma en los rellenos sanitarios, obteniéndose con esto un doble beneficio: uno ambiental al quemar el metano del biogás, y por otro lado un beneficio económico al aprovechar su potencial en la generación de energía eléctrica. Dentro de las tecnologías disponibles en el mercado mundial, destaca el uso de motores de combustión interna. El sistema consiste básicamente en la extracción del biogás, como se detalló en el numeral 4.1, y el acople a generadores para transformar en electricidad la energía mecánica de los motores.

En cuanto a los insumos necesarios de maquinaria y equipos, estos no se encuentran disponibles de forma permanente en Colombia, sin embargo, sus fabricantes si tienen asiento permanente, al ser este un país con un desarrollo de proyectos eléctricos en expansión. Para el caso de los Moto-Generadores, GENERAL ELÉCTRIC tiene una amplia gama de estos productos con los equipamientos necesarios. Para el desarrollo del campo de explotación en el relleno el cual requiere como se describirá más adelante materiales como tuberías, bombas, extractores y otros.

Con relación a la mano de obra, existen en el municipio de Popayán profesionales y Tecnólogos con las capacidades suficientes para la etapa de desarrollo y operación del proyecto. Se requiere cubrir tres (3) turnos de ocho (8) horas con un (1) tecnólogo electromecánico por turno, de igual forma un (1) Ingeniero Electricista como gerente Técnico y Comercial de BGA. Para los servicios administrativos se requiere de un (1) auxiliar administrativo con conocimientos contables, un (1) auxiliar de servicios generales y de administración y para los temas de salud ocupacional, legales y contables se contrataran como outsourcing.

4.4 MAQUINARIA Y EQUIPOS

Los equipos que se requieren instalar para iniciar la etapa operativa se toman de la desagregación de las fases manejo de biogás y generación de energía eléctrica, en las que encontramos las siguientes unidades constructivas o equipos:

- Unidades de captación: compuesto por los pozos con las chimeneas verticales que se colocan en el cuerpo de la basura y los colectores de gas.
- Unidad de conducción: compuesto por los ductos conectados a los diferentes posos.
- Unidad de control de lixiviados: compuesto por bombas para extraer simultáneamente, lixiviados y biogás en el mismo pozo sin producirse interferencias mutuas.
- Unidad de quemado: compuesto por el incinerador o antorcha y es donde se quema el biogás que no se consume en ningún proceso bajo control.
- Unidad de monitoreo y supervisión: compuesta por todos los equipos encargados de la medida y control.
- Equipos para generación: compuesto por un motogenerador, cableado y protecciones.
- Equipos de transformación: compuesto por un transformador, y sus las protecciones.
- Redes de distribución: compuesto por las bahías de línea, el barraje y las redes de conducción.

**CUADRO 2. COSTO MAQUINARIA Y EQUIPOS
(Pesos año 1)**

Descripción	Cantidad	Valor	
		Unitario	Total
Transformador + instalación	1	150.088.000	150.088.000
Bahía de línea N3 + instalación	2	84.812.000	169.624.000
Módulo común	1	71.636.250	71.636.250
Módulo de barraje	1	14.388.000	14.388.000
Motogenerador a gas (2 x 0,5 MVA)	2	250.000.000	500.000.000
Sistema de captación	1	120.534.136	120.534.136
Sistema de conducción	1	64.597.687	64.597.687
Extracción	1	41.037.568	41.037.568
Bombas para lixiviados	1	53.809.882	53.809.882
Quemador	1	107.619.764	107.619.764
Equipos de monitoreo y verificación	1	53.809.882	53.809.882
Costo total maquinaria y equipos			1.347.145.170

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

4.5 MATERIA PRIMA E INSUMOS

El proceso de transformación y aprovechamiento del gas metano existente en el relleno sanitario, tiene muy bajos costos en materia prima e insumos:

**CUADRO 3. COSTO MATERIA PRIMA E INSUMOS
(Pesos año 1)**

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor	
			Unitario	Total
Energía y alumbrado	Kw-hora	3.000	-	-
Servicio acueducto y alcantarillado	m3	60	3.000	180.000
Costo total maquinaria y equipos				180.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

La energía eléctrica necesaria para el alumbrado y demás equipos es autogenerada por lo que no tiene una tarifa o pago a terceros.

No se consideran combustibles por contar con equipos de excitatriz y arranque mecánico automático de los sistemas de conducción y generación.

4.6 PERSONAL TECNICO REQUERIDO

El personal técnico a utilizar se conformara por tres (3) operadores que harán turnos de 8 horas con el fin de garantizar la generación permanente de energía. Los operadores dependerán de la gerencia, que se considera en el capítulo 6 dentro del personal administrativo:

Figura 3. Personal técnico requerido

ORGANIGRAMA



**CUADRO 4. PERSONAL TÉCNICO REQUERIDO
DESCRIPCIÓN DE CARGOS**

Cargo	Funciones	Herramientas	Requisitos
Operarios	operar las unidades de generación de la planta realizar maniobras de energización y desenergización en la subestación controlar los niveles de generación de la planta y subestación vigilar las señales de alarma que se puedan presentar en la planta y en la subestación realizar reportes de los parámetros eléctricos hora a hora de los equipos de las unidades generadoras y la subestación	1 pinza voliamperimétrica 1 pértiga de tres cuerpos 1 kit de herramientas 1 Teléfono celular	Título como Tecnólogo electro - mecánico Experiencia de por lo menos dos años en empresas de distribución de electricidad

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

**CUADRO 5. PERSONAL TÉCNICO REQUERIDO
COSTOS**

Cargo	Nº de Personas	Costo mensual	Costo anual
Operadores	3	2.250.000	81.000.000
Costo total organización para la operación del proyecto			81.000.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

4.7 EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y OBRAS DE INGENIERÍA CIVIL (O INSTALACIONES REQUERIDAS)

**CUADRO 6. COSTO DE EDIFICIOS, ESTRUCTURAS Y OBRAS DE INGENIERÍA CIVIL
(Pesos año 1)**

ÍTEM	Unidad	Cantidad	Costo	
			Unitario	Total
Edificio 1 - Estación de Generación	GLOB.	1	100.000.000	100.000.000
Total edificio 1				100.000.000
Costo total edificios, estructuras y obras de ingeniería civil				100.000.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

5. PROGRAMA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

Se presentan el listado de actividades detalladas relacionadas con el estudio y ensayos para determinar la viabilidad del proyecto. La ejecución de la obra y la fase operativa inicia una vez finaliza la fase de pre-inversión, y después de contar con los recursos provenientes de fondos de apoyo financiero y socios del proyecto.

5.1 LISTA DE ACTIVIDADES

En la figura 4. Se presenta la descripción de las actividades, su duración, fechas de inicio y fin y las predecesoras asociadas a cada actividad.

5.2 CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES O DIAGRAMA DE GANTT

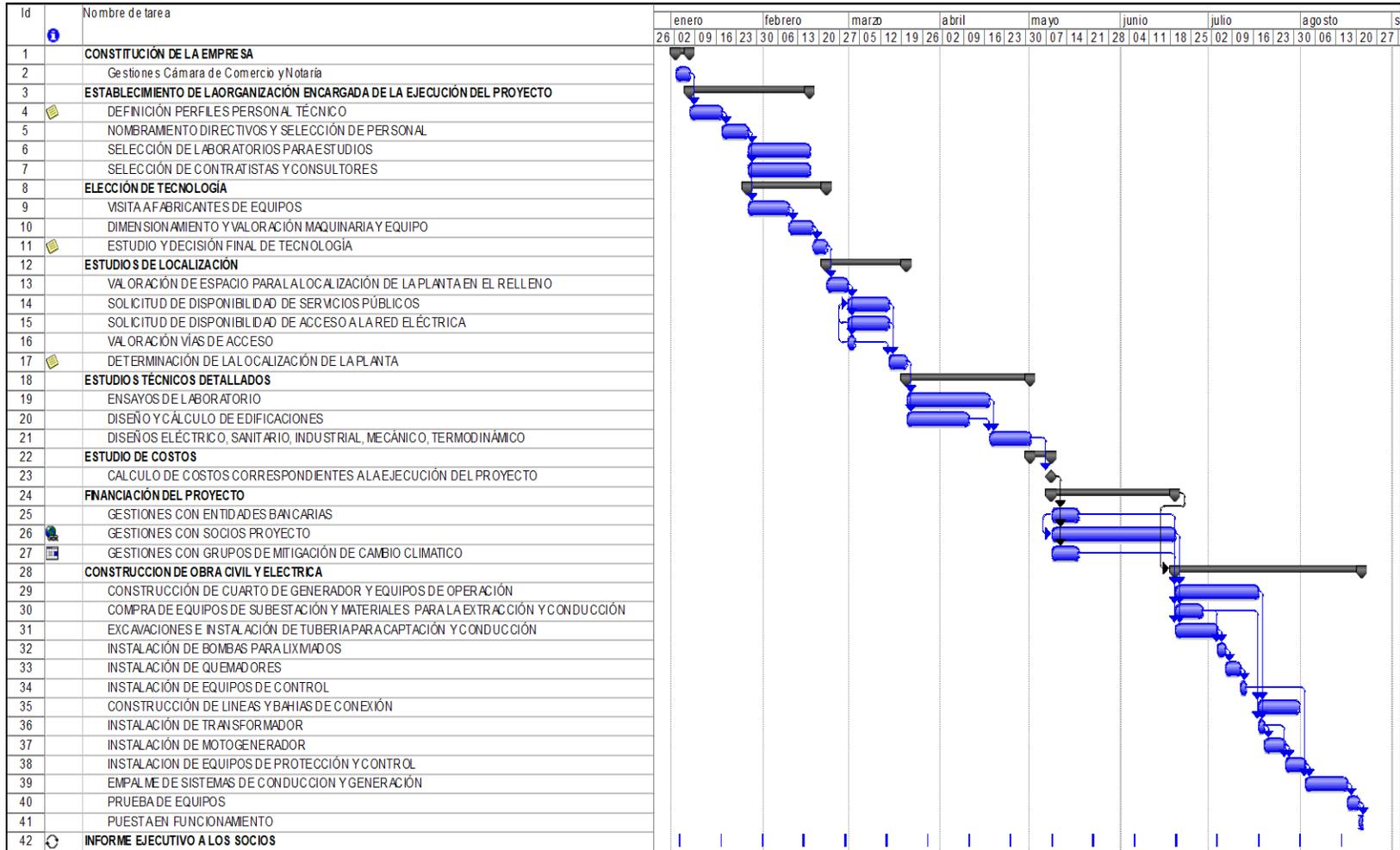
La duración del proyecto es de 8 meses contando con que los tramites, permisos, estudios y demás actividades se realicen en el tiempo previsto en el siguiente diagrama. (Figura 5 Y 6)

Figura 4. Listado de Actividades

Id	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin
1	CONSTITUCIÓN DE LA EMPRESA	0.98 sem.	lun 02/01/12	vie 06/01/12
2	Gestiones Cámara de Comercio y Notaría	0.98 sem	lun 02/01/12	vie 06/01/12
3	ESTABLECIMIENTO DE LA ORGANIZACIÓN ENCARGADA DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	5.75 sem.	vie 06/01/12	jue 16/02/12
4	DEFINICIÓN PERFILES PERSONAL TÉCNICO	7 días	vie 06/01/12	mar 17/01/12
5	NOMBRAMIENTO DIRECTIVOS Y SELECCIÓN DE PERSONAL	6.88 días	mar 17/01/12	jue 26/01/12
6	SELECCIÓN DE LABORATORIOS PARA ESTUDIOS	14.88 días	jue 26/01/12	jue 16/02/12
7	SELECCIÓN DE CONTRATISTAS Y CONSULTORES	14.88 días	jue 26/01/12	jue 16/02/12
8	ELECCIÓN DE TECNOLOGÍA	3.73 sem.	jue 26/01/12	mié 22/02/12
9	VISITA A FABRICANTES DE EQUIPOS	9.88 días	jue 26/01/12	jue 09/02/12
10	DIMENSIONAMIENTO Y VALORACIÓN MAQUINARIA Y EQUIPO	5.88 días	jue 09/02/12	vie 17/02/12
11	ESTUDIO Y DECISIÓN FINAL DE TECNOLOGÍA	2.88 días	vie 17/02/12	mié 22/02/12
12	ESTUDIOS DE LOCALIZACIÓN	3.78 sem.	mié 22/02/12	mar 20/03/12
13	VALORACIÓN DE ESPACIO PARA LA LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA EN EL RELLENO	4.88 días	mié 22/02/12	mié 29/02/12
14	SOLICITUD DE DISPONIBILIDAD DE SERVICIOS PÚBLICOS	10 días	mié 29/02/12	mié 14/03/12
15	SOLICITUD DE DISPONIBILIDAD DE ACCESO A LA RED ELÉCTRICA	10 días	mié 29/02/12	mié 14/03/12
16	VALORACIÓN VÍAS DE ACCESO	2.5 días	mié 29/02/12	vie 02/03/12
17	DETERMINACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DE LA PLANTA	4 días	mié 14/03/12	mar 20/03/12
18	ESTUDIOS TÉCNICOS DETALLADOS	6 sem.	mar 20/03/12	mar 01/05/12
19	ENSAYOS DE LABORATORIO	20 días	mar 20/03/12	mar 17/04/12
20	DISEÑO Y CÁLCULO DE EDIFICACIONES	15 días	mar 20/03/12	mar 10/04/12
21	DISEÑOS ELÉCTRICO, SANITARIO, INDUSTRIAL, MECÁNICO, TERMODINÁMICO	10 días	mar 17/04/12	mar 01/05/12
22	ESTUDIO DE COSTOS	1 sem.	mar 01/05/12	mar 08/05/12
23	CÁLCULO DE COSTOS CORRESPONDIENTES A LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	5 días	mar 01/05/12	mar 08/05/12
24	FINANCIACIÓN DEL PROYECTO	6 sem.	mar 08/05/12	mar 19/06/12
25	GESTIONES CON ENTIDADES BANCARIAS	7.5 días	mar 08/05/12	jue 17/05/12
26	GESTIONES CON SOCIOS PROYECTO	30 días	mar 08/05/12	mar 19/06/12
27	GESTIONES CON GRUPOS DE MITIGACIÓN DE CAMBIO CLIMÁTICO	7 días	mar 08/05/12	jue 17/05/12
28	CONSTRUCCIÓN DE OBRA CIVIL Y ELÉCTRICA	9 sem.	mar 19/06/12	mar 21/08/12
29	CONSTRUCCIÓN DE CUARTO DE GENERADOR Y EQUIPOS DE OPERACIÓN	4 sem	mar 19/06/12	mar 17/07/12
30	COMPRA DE EQUIPOS DE SUBESTACIÓN Y MATERIALES PARA LA EXTRACCIÓN Y CONDUCCIÓN	7 días	mar 19/06/12	jue 28/06/12
31	EXCAVACIONES E INSTALACIÓN DE TUBERÍA PARA CAPTACIÓN Y CONDUCCIÓN	2 sem	mar 19/06/12	mar 03/07/12
32	INSTALACIÓN DE BOMBAS PARA LIXIVIADOS	3 días	mar 03/07/12	vie 06/07/12
33	INSTALACIÓN DE QUEMADORES	3 días	vie 06/07/12	mié 11/07/12
34	INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE CONTROL	2 días	vie 11/07/12	vie 13/07/12
35	CONSTRUCCIÓN DE LINEAS Y BAHÍAS DE CONEXIÓN	2 sem	mar 17/07/12	mar 31/07/12
36	INSTALACIÓN DE TRANSFORMADOR	2 días	mar 17/07/12	jue 19/07/12
37	INSTALACIÓN DE MOTOGENERADOR	1 sem	jue 19/07/12	jue 26/07/12
38	INSTALACIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIÓN Y CONTROL	1 sem	jue 26/07/12	jue 02/08/12
39	EMPALME DE SISTEMAS DE CONDUCCIÓN Y GENERACIÓN	2 sem	jue 02/08/12	jue 16/08/12
40	PRUEBA DE EQUIPOS	2 días	jue 16/08/12	lun 20/08/12
41	PUESTA EN FUNCIONAMIENTO	0.2 sem	lun 20/08/12	mar 21/08/12
42	INFORME EJECUTIVO A LOS SOCIOS	32.2 sem.	mar 03/01/12	mar 14/08/12

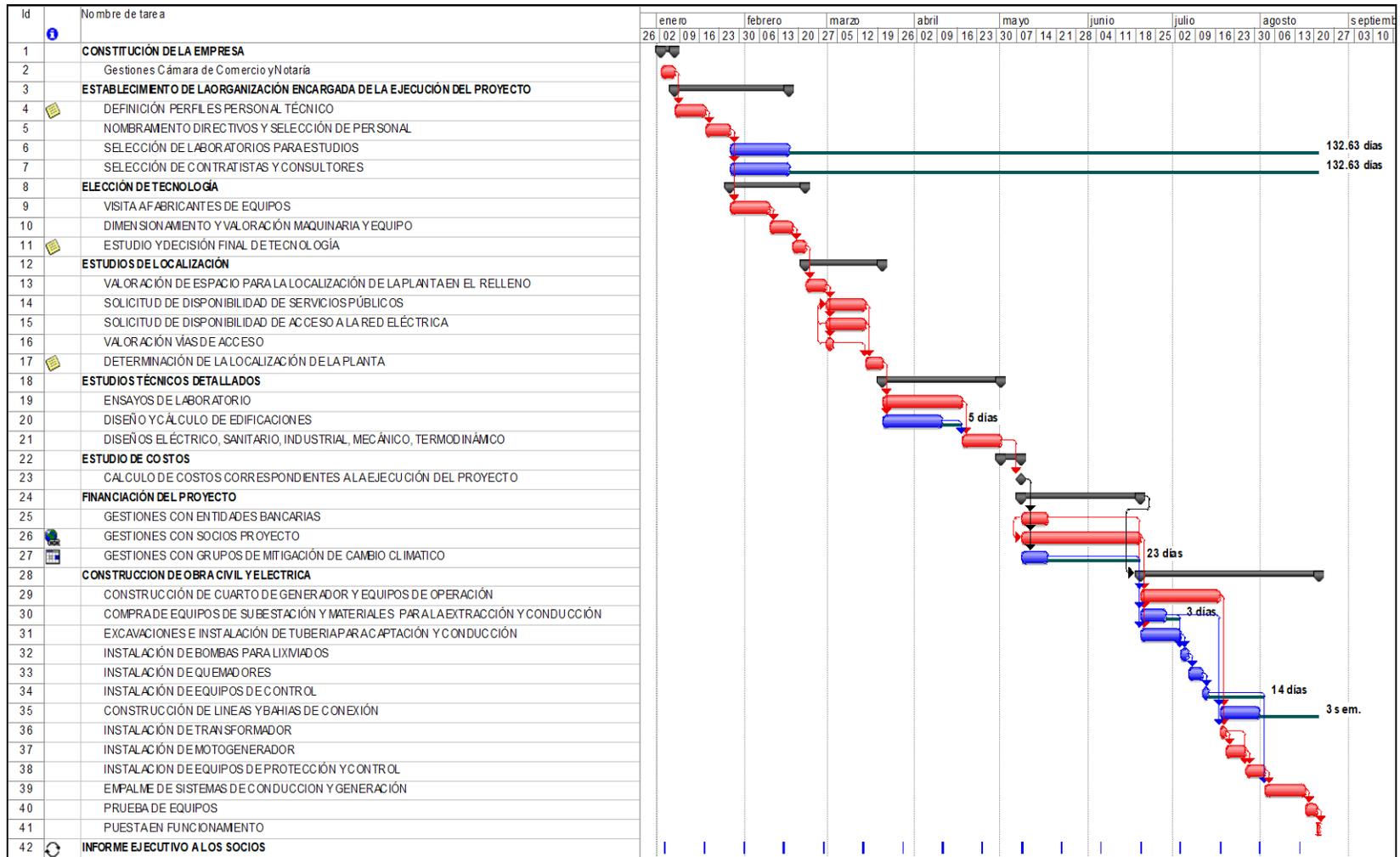
Fuente: Elaboración propia – Project 2007

Figura 5. Diagrama de Gantt.



Fuente: Elaboración propia – Project 2007

Figura 6. Diagrama de Gantt detallado.



Fuente: Elaboración propia – Project 2007

6. ORGANIZACIÓN

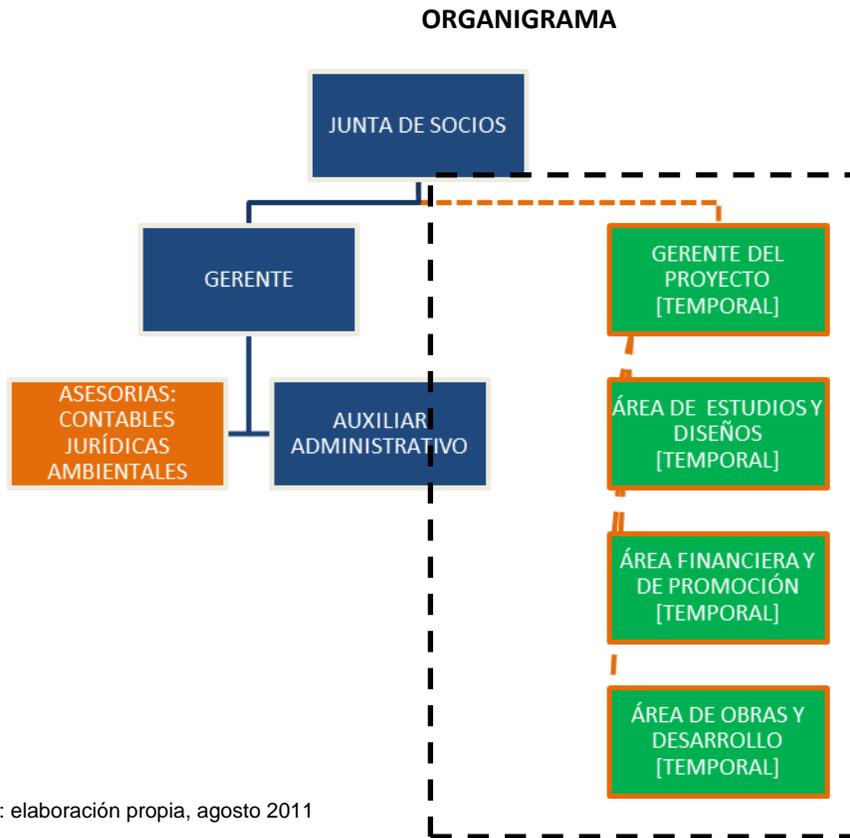
En este capítulo se define la forma organizacional del proyecto para la fase de inversión y operacional y de igual forma se presenta su estructura.

6.1 ORGANIZACIÓN ADMINISTRATIVA PARA LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

La modalidad de estructura administrativa para la ejecución del proyecto será de extensión por lo tanto es de carácter temporal y una vez el proyecto entre en su fase operacional desaparecerá. Lo anterior teniendo en cuenta que el requerimiento para la fase operacional en cuanto a tamaño es reducido.

En el organigrama siguiente la estructura administrativa para esta fase se encuentra identificada por el recuadro y las líneas punteadas que los relaciona. Esta estructura es paralela a la futura organización para la operación descrita en el numeral 6.2.

Figura 7. Organización para el montaje de la empresa



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

6.2 ORGANIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL PROYECTO

La futura empresa en la fase operacional será una sociedad anónima y estará constituida inicialmente por los tres gestores del proyecto, más los inversionistas que se integren en su fase pre-operativa. Por el reducido tamaño en recurso humano, el sistema de organización para esta fase será lineal.

Figura 8. Organización para la operación del proyecto



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

En el cuadro 7 se presenta la descripción de cada uno de los cargos de la fase operacional.

**CUADRO 7. ORGANIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL PROYECTO
DESCRIPCIÓN DE CARGOS**

Cargo	Funciones	Herramientas	Requisitos
Gerente	Actúa como representante legal de la empresa Fija las políticas operativas, administrativas y de calidad Responsable ante los accionistas por los resultados de las acciones y el desempeño organizacional Dirige y controla las actividades de la empresa Estudia contratos Revisa y analiza estadísticas Analizar mercados y pronósticos de ventas	1 Computador 1 Teléfono celular	Título universitario en Ingeniería Cinco años de experiencia en el sector eléctrico Experto en sistemas
Auxiliar Administrativo	Solicitar información y transmitir ordenes a los operarios Realizar comunicaciones telefónicas Trabajos de mecanografía y trabajos de archivo Realizar trabajos de contabilidad básica Mantener contactos con funcionarios del comercializador	1 Computador 1 Teléfono celular	Título en secretariado bilingüe un años de experiencia en el sector eléctrico Conocimientos en sistemas
Servicios Generales	Aseo integral de las oficinas Aseo integral de los baños Limpieza total de vidrios y ventanas Preparación de bebidas Realizar labores asignadas por el gerente y secretaria	1 Computador 1 Teléfono celular	Cuatro años de educación básica secundaria dos años de experiencia relacionada con las funciones

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

En el cuadro 8 se presenta el costo anual por concepto de sueldos y salarios de la fase operacional.

**CUADRO 8. ORGANIZACIÓN PARA LA OPERACIÓN DEL PROYECTO
COSTOS**

Cargo	Nº de Personas	Costo mensual	Costo anual
Gerente	1	4.000.000	48.000.000
Auxiliar Administrativo	1	1.500.000	18.000.000
Servicios Generales	1	750.000	9.000.000
Costo total organización para la operación del proyecto			75.000.000

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

7. INVERSIONES EN EL PROYECTO

7.1 INVERSIONES FIJAS

Las inversiones fijas del proyecto se realizan en el año 1 el cual es exclusivo de inversión. No existen inversiones en terrenos por cuanto la ubicación de la planta de generación será en predios del mismo relleno sanitario, sin embargo, se hace necesaria la adecuación del mismo para la ubicación de la planta de generación y la subestación eléctrica con obras de nivelación del área donde se construirá la estación de generación, y la construcción de la misma, la cual es una bodega, y se requiere localización y replanteo, excavaciones para la cimentación, construcción de la cimentación y estructura en concreto según diseño del calculista, construcción de muros y cubierta; adicionalmente las excavaciones en el terreno para instalar la tubería subterránea de conducción de gases y los cárcamos para conducir los cables de generación eléctrica, así como la construcción de una malla metálica que evite el ingreso de personal ajeno a los equipos energizados, el edificio final corresponde a 7% de total de las inversiones fijas. Aproximadamente el 62% de estas inversiones corresponde a los equipos eléctricos de generación y transformación de la energía, el 30% al sistema de extracción, conducción y quemado de excedentes y el 2% restante a herramientas necesarias en la planta de generación y muebles y enseres de la oficina comercial. En la tabla siguiente se presentan de forma más detallada estas inversiones.

**CUADRO 9. INVERSIONES FIJAS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión
Año	1
Terrenos	-
Edificios	100.000.000
Maquinaria y Equipo	905.736.250
Transformador + instalación	150.088.000
Bahía de línea N3 + instalación	84.812.000
Modulo común	71.636.250
Módulo de barraje	14.388.000
Motogenerador a gas (2 x 0,5 MVA)	500.000.000
Bahía de línea N3 + instalación	84.812.000
Red de Extracción y Conducción	441.408.920
Sistema de captación	120.534.136
Sistema de conducción	64.597.687
Extracción	41.037.568
Bombas para lixiviados	53.809.882
Quemador	107.619.764
Equipos de monitoreo y verificación	53.809.882
Herramienta	5.000.000
Muebles y Enseres	10.100.000
TOTAL INVERSIONES FIJAS	1.462.245.170

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

7.2 CAPITAL DE TRABAJO

Las necesidades de efectivo en caja para el funcionamiento normal del proyecto corresponden principalmente a la mano de obra en los diferentes procesos de la producción y venta de energía, puesto que la materia prima extraída no tiene un costo determinado. No se considera precio para la materia prima toda vez que es un gas contaminante que aporta al calentamiento global y proyecto plantea una solución a dicho problema. Si el gas extraído tuviera costo la viabilidad del proyecto podría comprometerse. En el cuadro 10 se presentan los saldos en caja para cada año del proyecto, la mano de obra y los gastos generales de fabricación permanecen constantes durante el periodo de evaluación del proyecto al estar asociados a niveles de producción decrecientes que generan costos y gastos unitarios crecientes en el tiempo. El capital anual requerido en caja es de 20 millones durante los diez años de evaluación del proyecto.

**CUADRO 10. CAPITAL DE TRABAJO - SALDO DE EFECTIVO REQUERIDO EN CAJA
(Millones del año 1)**

	Días de Cobertura	Coeficiente de Renovación	Año									
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Materiales e Insumos												
Mano de Obra Directa	30	12	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Gastos Generales de Fabricación	30	12	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73	1,73
Gastos Generales de Administración	30	12	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40	9,40
Gastos Generales de Ventas	30	12	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18	2,18
Gastos Generales de Distribución	30	12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Saldo de Efectivo Requerido en Caja			20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

**CUADRO 11. CALCULO DEL CAPITAL DE TRABAJO
(Millones del año 1)**

	Días de Cobertura	Coeficiente de Renovación	Año									
			2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Activo Corriente												
1. Saldo de Efectivo Requerido en Caja			20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07	20,07
2. Cuentas por Cobrar	30	12	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16
3. Existencias o Inventarios												
Materiales e Insumos	30	12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Productos en Proceso	30	12	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77
Productos Terminados	30	12	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17
Total Activo Corriente			81,17									
Incremento del Activo Corriente			81,17	0,00								
Pasivo Corriente												
1. Cuentas por Pagar												
Materiales e Insumos	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mano de Obra Directa	30	12	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
Gastos Generales de Fabricación	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos Generales de Administración	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos Generales de Ventas	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos Generales de Distribución	0	0	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Total Pasivo Corriente			6,75									
Incremento del Pasivo Corriente			6,75	0,00								
CAPITAL DE TRABAJO (Activo Corriente menos Pasivo Corriente)			74,42									
Incremento del Capital de Trabajo			74,42	0,00								

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

En el cuadro 11 se presenta el capital de trabajo requerido por el proyecto durante el periodo de evaluación el cual asciende a 74,42 millones de pesos por año, valor que cubre las necesidades mínimas para cubrir principalmente el funcionamiento al no tener que pagar materias primas.

7.3 GASTOS PRE OPERATIVOS

En el cuadro 12 se discriminan los gastos necesarios para la fase previa a la inversión destacándose que los gastos concernientes a estudios y diseños corresponden al 35% del total de la inversión requerida.

**CUADRO 12 INVERSIONES FIJAS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión
Año	1
Terrenos	-
Edificios	100.000.000
Maquinaria y Equipo	905.736.250
Transformador + instalación	150.088.000
Bahía de línea N3 + instalación	84.812.000
Modulo común	71.636.250
Módulo de barraje	14.388.000
Motogenerador a gas (2 x 0,5 MVA)	500.000.000
Bahía de línea N3 + instalación	84.812.000
Red de Extracción y Conducción	441.408.920
Sistema de captación	120.534.136
Sistema de conducción	64.597.687
Extracción	41.037.568
Bombas para lixiviados	53.809.882
Quemador	107.619.764
Equipos de monitoreo y verificación	53.809.882
Herramienta	5.000.000
Muebles y Enseres	10.100.000
TOTAL INVERSIONES FIJAS	1.462.245.170

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

En el cuadro 13 se presentan de forma general las inversiones necesarias para la puesta en operación y funcionamiento de la planta de generación de energía, y deben realizarse en su totalidad durante el primer año del proyecto puesto que la existencia del biogás decrece en el tiempo y su máxima explotación se da en los cinco primeros años de vida

de este. Por lo anterior se requiere el 100% de la capacidad de explotación desde el primer año al no considerar la posibilidad de almacenaje lo cual incrementaría notoriamente las inversiones necesarias, así como el incremento en los riesgos en la seguridad física de la planta y los operarios, al ser un material que requiere condiciones muy estables de almacenamiento. Dentro de las inversiones se destacan los 1.347 millones de maquinaria y equipo correspondiente al 80% del total de la inversión, dentro de los cuales el mayor porcentaje corresponde al sistema eléctrico de generación y transformación de energía los cuales llegan a los 900 millones de pesos equivalentes.

**CUADRO 13. INVERSIONES EN EL PROYECTO
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión	Operacional										
		Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
1. Inversiones Fijas												
(Iniciales y Reposiciones)												
Terrenos	0,00											
Edificios	100,00											
Maquinaria y Equipos	1347,15											
Vehículos	0,00											
Muebles y Enseres	10,10											
Herramientas	5,00											
Total Inversiones	1462,25											
2. Gastos Preoperativos	217,12											
3. Incremento del												
Capital de Trabajo		74,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL INVERSIONES	1679,37	74,42	0,00									

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

8. COSTO DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN

8.1 COSTOS DE VENTAS

Como se ha mencionado con anterioridad la materia prima extraída del relleno sanitario no está tasada en ningún valor y corresponde a un aprovechamiento de gas contaminante por lo cual no se incurre en este costo. Dentro de los demás costos de ventas, la mayor participación está a cargo de la mano de obra compuesta por los operadores de la planta, en segundo orden están las depreciaciones con un valor importante debido principalmente al valor de la maquinaria y equipo y por último los costos generales de fabricación.

8.2 GASTOS OPERATIVOS

Estos son los gastos en los que se incurren en la etapa operativa sin que estén directamente asociados al proceso productivo en la planta de generación, y son necesarios para el normal funcionamiento de los procesos comerciales y administrativos que se encargan de gestionar la venta y comercialización del producto final.

La amortización de diferidos está incluida en los gastos operativos y se busca recuperar la inversión previa en estudios y demás gastos previos a la operación, durante la explotación del proyecto para este caso puntual diez años.

8.3 COSTOS DE FINANCIACIÓN

Con el fin de cubrir inversiones necesarias en la etapa pre operativa la cual tiene una duración de un año donde se requieren principalmente instalaciones administrativas y recursos logísticos, se debe incurrir en una obligación bancaria de 241,5 millones de pesos.

8.4 TABLA DE AMORTIZACIÓN

En el cuadro 14 se presenta la programación del préstamo bancario por un periodo de diez años que inician su amortización en el primer año de la etapa operativa y con intereses anuales del 36% sobre saldos.

**CUADRO 14. AMORTIZACIÓN DEL PRESTAMO (O
CRÉDITO)
(Millones del año 1)**

Momento	Valor del pago	Intereses	Abono capital	Valor deuda
2012	111,09	86,94	24,15	241,49
2013	102,39	78,24	24,15	217,35
2014	93,70	69,55	24,15	193,20
2015	85,01	60,86	24,15	169,05
2016	76,31	52,16	24,15	144,90
2017	67,62	43,47	24,15	120,75
2018	58,92	34,78	24,15	96,60
2019	50,23	26,08	24,15	72,45
2020	41,54	17,39	24,15	48,30
2021	32,84	8,69	24,15	24,15
2022	0,00	0,00	-	0,00

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

El cuadro 15 presenta el resumen de los costos de operación y financiación necesarios para la etapa operativa del proyecto y los costos financieros que se amortizan durante este periodo y que son necesarios durante el primer año de inversión. Los costos y gastos operativos se encuentran de forma agregada para cada año de operación del proyecto entre 153 y 161 millones de pesos respectivamente y adicionando los costos de financiación se llega a un valor promedio para los diez años de operación de 361 millones de pesos necesarios para llevar a cabo la operación de la planta de generación.

**CUADRO 15. COSTOS DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión					Operacional						
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Materiales e Insumos		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Mano de Obra Directa		81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00	81,00
Gastos Generales de Fabricación		20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78	20,78
Depreciación		51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41	51,41
1. COSTOS DE VENTAS		153,2										
Gastos Generales de Administración		112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84	112,84
Gastos Generales de Ventas		26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20	26,20
Gastos Generales de Distribución		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Amortización de Diferidos		21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71	21,71
2. GASTOS OPERATIVOS		160,8										
COSTOS DE OPERACIÓN (1+2)		313,9										
COSTOS DE FINANCIACIÓN (Intereses)		86,94	78,24	69,55	60,86	52,16	43,47	34,78	26,08	17,39	8,69	8,69
TOTAL COSTOS DE OPERACIÓN Y FINANCIACIÓN		400,89	392,19	383,50	374,80	366,11	357,42	348,72	340,03	331,33	322,64	322,64

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

9. FINANCIACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto de generación de energía si bien no es equiparable en cuanto a inversiones a un proyecto tradicional de generación hidráulica, si requiere el compromiso de importantes recursos económicos debido a los altos costos de los equipos eléctricos necesarios para la generación y transformación de energía, por lo cual, desde la fase pre operativa requiere de la participación de inversionistas con recursos suficientes para iniciar los estudios y adquisición de los equipos los cuales debido a sus dimensiones tienen amplios plazos de entrega. De igual forma debe incurrirse por parte de la organización en un crédito bancario para complementar las inversiones necesarias.

9.1 ACTIVOS TOTALES

Del total de los activos que se esperan adquirir en el proyecto, el 87% corresponde a inversiones fijas del primer año y la mayor participación corresponde a los equipos de transformación y generación eléctrica, seguido por el equipamiento para la extracción del gas. Puede observarse que el activo total corresponde casi en su totalidad a los activos ubicados en la planta de generación de energía en el relleno sanitario.

El porcentaje restante de aproximadamente el 13% queda inmerso en las inversiones pre-operativas, básicamente estudios y diseños.

**CUADRO 16. ACTIVOS TOTALES
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión	Operacional										
		Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Inversiones Fijas												
(Iniciales y Reposición)	1462,25		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Gastos Preoperativos	217,12		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Incremento del Activo												
Corriente	0,00		81,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
TOTAL ACTIVOS FIJOS	1679,37		81,17	0,00								

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

9.2 RECURSOS FINANCIEROS

Identificadas las necesidades para llevar a cabo el proyecto, es claramente visible en la relación de los activos totales, que se requiere inversiones significativas en el primer año del proyecto para llevar a cabo la puesta en marcha de la planta de generación de energía. En este sentido del total de los \$1679 millones de pesos requeridos para este año, el 87% (\$1.437 millones) debe ser asumido por los inversionistas que se integren en su fase pre operativa. El 13% restante se financiará mediante un crédito bancario el cual se describe en el cuadro 15.

Los recursos necesarios para el segundo año serán aportados por los inversionistas.

**CUADRO 17. RECURSOS FINANCIEROS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión	Operacional										
		Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Aportes de Capital o												
Capital Social	1437,87		74,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Crédito de los Abastecedores												
Prestamos Bancarios	241,49											
Rendimientos Financieros												
Incremento en el Pasivo Corrientes			6,75	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Otros Recursos (Arrendamientos Participaciones, Etc.)												
TOTAL RECURSOS FINANCIEROS	1679,37		81,17	0,00								

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

10. PROYECCIONES FINANCIERAS

Las proyecciones financieras se expresan en términos corrientes, puesto que consideran valores del mercado para los aspectos que afectan el proyecto.

10.1 ESTADO DE RESULTADOS O ESTADO DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

Para los primeros cinco años de la fase operacional se esperan pagar impuestos promedio año de \$15,69 millones de pesos correspondientes al 3% de las utilidades antes de impuestos, con lo cual las utilidades netas en promedio para este mismo periodo serán de \$524 millones de pesos y al no haberse definido distribución de utilidades estas serán equivalentes a las reservas esperadas. El aspecto tributario es importante para el proyecto ya que al contribuir con el medio ambiente mediante generación limpia, el proyecto está excluido del impuesto de renta y el 3% corresponde principalmente al impuesto de industria y comercio de carácter municipal, cámara y comercio, y pagos a los entes de control y vigilancia del sector eléctrico colombiano, haciéndolo por lo tanto atractivo para los inversionistas. De igual forma para los siguientes cinco años y finales de la fase operacional, en los cuales la producción promedio de este periodo es de 59% debido al decrecimiento en la producción de gas por el relleno, los impuestos que se esperan pagar son de \$6,13 millones de pesos promedio año, con utilidades netas promedio de \$198 millones de pesos que pasa directamente a constituirse en reservas de acuerdo a la política de cero dividendos del proyecto para cada uno de los años de la fase operacional.

Al final de la vida del proyecto se espera obtener unas reservas acumuladas de \$3.105 millones de pesos. En el cuadro siguiente se presenta año a año los resultados esperados.

**CUADRO 18. ESTADO DE GANANCIAS Y PERDIDAS O ESTADO DE RESULTADOS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión	Operacional										
		Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Ingresos por Concepto de Ventas	0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16	
Mas Otros Ingresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Menos Costos de Operación y de Financiación	0,00	400,89	392,19	383,50	374,80	366,11	357,42	348,72	340,03	331,33	322,64	
Menos Otros Egresos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Utilidad Antes de Impuestos	0,00	522,96	531,66	540,35	549,04	557,74	410,41	278,83	179,70	104,93	48,51	
Menos Impuestos (3%)	0,00	15,69	15,95	16,21	16,47	16,73	12,31	8,36	5,39	3,15	1,46	
Utilidad Neta	0,00	507,27	515,71	524,14	532,57	541,01	398,10	270,47	174,31	101,78	47,06	
Menos Dividendos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Utilidades no Repartidas	0,00	507,27	515,71	524,14	532,57	541,01	398,10	270,47	174,31	101,78	47,06	
Utilidades no Repartidas Acumuladas (Reservas)	0,00	507,27	515,71	1039,85	1572,42	2113,42	2511,52	2781,99	2956,30	3058,08	3105,14	

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

10.2 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

Durante el año de inversión las entradas de efectivo corresponden a recursos financieros provenientes de aportes de capital en un 86% y el 14% restante a un préstamo bancario. Como ya se manifestó la inversión fuerte debe realizarse en este año para asegurar la puesta en operación de la planta y aprovechar el 100% de la producción de biogás que se mantiene durante la primera mitad de la vida del proyecto, el cual comienza a decrecer a partir de la segunda mitad. Este mismo valor en la salida de efectivo se refleja en el incremento de activos totales al ser utilizado en los gastos pre operativos e inversión en activos fijos como lo son los equipos eléctricos y de generación.

Para la fase operativa las entradas de efectivo corresponden con las ventas de energía y los ingresos por concepto de bonos de carbón ligadas al gas existente capaz de ser extraído. Las salidas de efectivo para esta fase permiten observar que los costos de operación son constantes ante niveles de producción decrecientes, por lo cual es la partida que más afecta la salida total de efectivo y podría evaluarse un ajuste para los años con niveles de producción inferiores a los iniciales con el fin de maximizar el recurso energético.

En las entradas de efectivo un valor significativo corresponde al valor remanente en el último año y se debe principalmente a la maquinaria y equipo que al tener una vida útil de 30 años y tener el proyecto un periodo de explotación de 10 años, deja un valor residual para 20 años de una maquinaria valorada en el año de inversión de \$1347 millones de pesos. Con este plan de inversión y operación se logra que la salida de efectivo sea en promedio durante la fase operativa un 62% de la entrada de efectivo.

**CUADRO 19. CUADRO DE FUENTES Y USOS DE FONDO DE EFECTIVOS
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión						Operacional					Remanente	
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%	Año
ENTRADAS DE EFECTIVO													
1. Recursos Financieros	1679,37	81,17	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2. Ingresos por Concepto de Ventas	0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16		
3. Valor Remanente en el Ultimo Año													
TOTAL ENTRADAS EFECTIVO	1679,37	1005,01	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16	1022,51	
SALIDAS DE EFECTIVO													
1. Incremento de Activos	1679,37	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Totales													
2. Costos de Operación, Netos de Depreciación y de Amortización de Diferidos	0,00	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	
3. Costos de Financiación (Intereses)	0,00	86,94	78,24	69,55	60,86	52,16	43,47	34,78	26,08	17,39	8,69		
4. Pago de Prestamos	0,00	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	
5. Impuestos	0,00	15,69	15,95	16,21	16,47	16,73	12,31	8,36	5,39	3,15	1,46		
6. Dividendos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
TOTAL SALIDAS EFECTIVO	1679,37	367,60	359,16	350,73	342,30	333,86	320,75	308,11	296,44	285,51	275,12	0,00	
ENTRADAS MENOS SALIDAS	0,00	637,42	564,68	573,12	581,55	589,98	447,08	319,44	223,28	150,76	96,04	1022,51	
SALDO ACUMULADO DE EFECTIVO	0,00	637,42	1202,10	1775,22	2356,77	2946,75	3393,83	3713,27	3936,56	4087,32	4183,35	5205,87	

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

10.3 BALANCE PROYECTADO

Este estado financiero presenta en resumen el comportamiento de los activos, pasivos y patrimonio de acuerdo a la operación comercial en cada año de funcionamiento de la planta de generación.

De acuerdo a los resultados de las proyecciones se observa un crecimiento importante en los bienes y derechos para el año final de operaciones y corresponden principalmente al efectivo producto de la venta de energía y bonos de carbón.

Se destaca que tras los años de operación de la maquinaria y equipos estos bienes tienen un alto valor en libros debido principalmente a que su vida útil está por encima de la vida del proyecto, la cual es corta comparada con proyectos de generación de energía mediante métodos convencionales (50 años). Estos activos generaran una utilidad extraordinaria una vez finalice el proyecto, no obstante, este aspecto no se tuvo en cuenta para la evaluación económica del proyecto. Se deja como información para para estudio de un subproyecto.

La rentabilidad del proyecto se refleja en el valor acumulado del patrimonio que se presenta en el último año proyecto, con un crecimiento del 251% respecto del año1, debido principalmente a las reservas generadas.

**CUADRO 20. BALANCE PROYECTADO
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión					Operacional						
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nivel de Producción			100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
ACTIVOS												
Activos Corrientes												
1. Efectivo	0,00	657,49	1222,17	1795,29	2376,84	2966,82	3413,90	3733,34	3956,63	4107,39	4203,42	
2. Cuentas por Cobrar	0,00	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16	26,16
3. Inventario de Materias Primas	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4. Inventario de Productos en Proceso	0,00	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77	12,77
5. Inventario de Productos Terminados	0,00	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17	22,17
6. Inventario de Repuestos y Suministros												
Total Activos Corrientes	0,00	718,58	1283,27	1856,38	2437,93	3027,92	3475,00	3794,44	4017,72	4168,48	4264,52	
Activos Fijos												
No Depreciables												
7. Terrenos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Depreciables												
8. Edificios	100,00	95,00	90,00	85,00	80,00	75,00	70,00	65,00	60,00	55,00	50,00	
9. Maquinaria y Equipos	1347,15	1302,24	1257,34	1212,43	1167,53	1122,62	1077,72	1032,81	987,91	943,00	898,10	
10. Muebles y Enseres	10,10	9,09	8,08	7,07	6,06	5,05	4,04	3,03	2,02	1,01	0,00	
11. Vehículos	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
12. Herramientas	5,00	4,50	4,00	3,50	3,00	2,50	2,00	1,50	1,00	0,50	0,00	
Total Activos Fijos	1462,25	1410,83	1359,42	1308,00	1256,59	1205,17	1153,76	1102,34	1050,93	999,51	948,10	
Activos Diferidos												
13. Gastos Preoperativos	217,12	195,41	173,70	151,98	130,27	108,56	86,85	65,14	43,42	21,71	0,00	
Total Activos Diferidos	217,12	195,41	173,70	151,98	130,27	108,56	86,85	65,14	43,42	21,71	0,00	
TOTAL ACTIVOS	1679,37	2324,82	2816,38	3316,37	3824,79	4341,65	4715,60	4961,92	5112,07	5189,71	5212,62	
PASIVO Y PATRIMONIO												
Pasivo												
14. Pasivo Corriente	0,00	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75	6,75
15. Prestamos a Corto-Mediano y Largo Plazo	241,49	217,35	193,20	169,05	144,90	120,75	96,60	72,45	48,30	24,15	0,00	
Total Pasivo	241,49	224,10	199,95	175,80	151,65	127,50	103,35	79,20	55,05	30,90	6,75	
Patrimonio												
16. Capital Social	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87	1437,87
17. Reservas	0,00	0,00	1022,98	1547,12	2079,69	2620,70	3018,80	3289,27	3463,57	3565,35	3612,41	
Total Patrimonio	1437,87	1437,87	2460,85	2984,99	3517,56	4058,57	4456,67	4727,14	4901,44	5003,22	5050,28	
TOTAL PASIVO-PATRIMONIO	1679,37	1661,97	2660,80	3160,79	3669,21	4186,06	4560,02	4806,34	4956,49	5034,12	5057,03	

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

10.4 ANÁLISIS DEL PUNTO DE EQUILIBRIO

Corresponde al nivel de producción el cual cubre únicamente los costos de operación y de financiación y a partir del cual se genera rentabilidad. Está representado por el número de unidades que se requieren vender, el ingreso requerido por concepto de ventas y la capacidad instalada que se requiere utilizar para cubrir los costos de operación y financiación.

El punto de equilibrio en los dos últimos años si bien es cercano al promedio de los diez años de vida del proyecto, es muy alto para los ingresos esperados por ventas, debido al decrecimiento en los niveles de producción. Con respecto a la capacidad instalada del proyecto, el punto de equilibrio promedio se ubica en el 36% de esta, correspondiente a 2.550.408,44 kWh-año de 5.256.000,00 kWh-año que pueden producirse a plena capacidad, sin embargo, como se manifestó anteriormente con el decrecimiento en la producción de biogás a partir de la segunda mitad de vida del proyecto la capacidad se empieza a subutilizar, por lo cual el punto de equilibrio expresado en estos términos es alta para este periodo.

CUADRO 21. PUNTO DE EQUILIBRIO

Fase	Inversión					Operacional					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
Nivel de Producción	0%	100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%
Expresado en Unidades	0,0	19124	18568	18012	17456	16900	16766	16769	16855	17034	17313
Expresado en Unidades Monetarias (Millones)	0,00	336,14	326,37	316,60	306,83	297,06	294,70	294,75	296,27	299,41	304,31
Tasa de la Utilización de la Capacidad en el Punto de Equilibrio (%)	0,00%	36,38%	35,33%	34,27%	33,21%	32,15%	31,90%	31,90%	32,07%	32,41%	32,94%

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

10.5 INDICADORES PARA EL ANÁLISIS FINANCIERO

Estos indicadores se obtienen a partir de datos del balance proyectado, del estado de pérdidas y ganancias y del cuadro de fuentes y usos de fondos de efectivo y con estos es posible hacer análisis de la situación financiera del proyecto.

CUADRO22. INDICADORES PARA LOS ANÁLISIS FINANCIEROS
(Millones del año 1)

Fase	Inversión					Operacional						
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
a.INDICADORES DE LIQUIDEZ												
1.Razón corriente o circulante (# veces)	0,00	106,46	190,11	275,02	361,18	448,58	514,81	562,14	595,22	617,55	631,78	
2.Prueba ácida o razón ácida (# veces)	0,00	101,28	184,94	269,84	356,00	443,40	509,64	556,96	590,04	612,38	626,61	
3.Respaldo de activos fijos (# veces)	6,05	6,49	7,04	7,74	8,67	9,98	11,94	15,22	21,76	41,39	0,00	
4.Capital de trabajo neto (unidades monetarias)	0,00	711,83	1276,52	1849,63	2431,18	3021,17	3468,25	3787,69	4010,97	4161,73	4257,77	
b.INDICADORES DE APROVECHAMIENTO DE RECURSOS												
1.Rotación de inventarios	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
2.Disponibilidad de inventario de materia prima (# veces)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
3.Rotación de inventario productos terminados (# veces)	0,00	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	6,91	
4.Disponibilidad de inventario de productos terminados(# veces)	0,00	52,10	52,10	52,10	52,10	52,10	52,10	52,10	52,10	52,10	52,10	
5.Rotación de Cartera (# veces)	0,00	35,31	35,31	35,31	35,31	35,31	29,35	23,99	19,87	16,68	14,19	
6.Período promedio de cobro (días)	0,00	10,19	10,19	10,19	10,19	10,19	12,27	15,01	18,12	21,59	25,38	
7.Rotación de activo corriente o circulante (# Veces)												
8.Rotación de cuentas por pagar (# veces)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
9.Período promedio de cuentas por pagar (días)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
10.Rotación del activo fijo(# veces)	0,00	0,65	0,68	0,71	0,74	0,77	0,67	0,57	0,49	0,44	0,39	
11.Rotación del activo total (# veces)	0,00	0,40	0,33	0,28	0,24	0,21	0,16	0,13	0,10	0,08	0,07	
c.INDICADORES DE ESTRUCTURA O ENDEUDAMIENTO												
1.Indice de endeudamiento total(%)	14,38%	9,64%	7,10%	5,30%	3,96%	2,94%	2,19%	1,60%	1,08%	0,60%	0,13%	
2.Indice de endeudamiento a corto plazo(%)	0,00%	0,29%	0,24%	0,20%	0,18%	0,16%	0,14%	0,14%	0,13%	0,13%	0,13%	
3.Indice de endeudamiento a largo plazo(%)	14,38%	9,35%	6,86%	5,10%	3,79%	2,78%	2,05%	1,46%	0,94%	0,47%	0,00%	
4.Indice de cobertura de intereses (# veces)	0,00	6,02	6,79	7,77	9,02	10,69	9,44	9,02	7,89	7,03	6,58	
5.Indice de participación patrimonial(%)	85,62%	61,85%	87,38%	90,01%	91,97%	93,48%	94,51%	95,27%	95,88%	96,41%	96,89%	
6.Razón deuda a largo plazo a capital	16,80%	15,12%	7,85%	5,66%	4,12%	2,98%	2,17%	1,53%	0,99%	0,48%	0,00%	
d.INDICADORES DE COSTOS												
1. Indice de costos de ventas(%)	0,00%	16,58%	16,58%	16,58%	16,58%	16,58%	19,95%	24,41%	29,48%	35,12%	41,28%	
2.Indice de gastos operativos(%)	0,00%	17,40%	17,40%	17,40%	17,40%	17,40%	20,94%	25,62%	30,93%	36,85%	43,31%	
3.Indice de costos financieros(%)	0,00%	9,41%	8,47%	7,53%	6,59%	5,65%	5,66%	5,54%	5,02%	3,99%	2,34%	
e.INDICADORES DE RENTABILIDAD												
1.Indice de rendimiento bruto en ventas(%)	0,00%	83,42%	83,42%	83,42%	83,42%	83,42%	80,05%	75,59%	70,52%	64,88%	58,72%	
2.Indice de rendimiento operativo en ventas(%)	0,00%	66,02%	66,02%	66,02%	66,02%	66,02%	59,11%	49,97%	39,59%	28,04%	15,41%	
3.Indice de rendimiento neto en ventas(%)	0,00%	54,91%	55,82%	56,73%	57,65%	58,56%	51,85%	43,10%	33,54%	23,33%	12,68%	
4.Indice de rendimiento patrimonial(%)	0,00%	35,28%	20,96%	17,56%	15,14%	13,33%	8,93%	5,72%	3,56%	2,03%	0,93%	
5.Indice de rendimiento de la inversión(%)	0,00%	21,82%	18,31%	15,80%	13,92%	12,46%	8,44%	5,45%	3,41%	1,96%	0,90%	

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

Los indicadores de liquidez muestran un gran respaldo sobre los pasivos corrientes por lo tanto una alta liquidez, sin embargo, estos se encuentran afectados por las reservas no distribuidas que se acumulan año a año y que incrementan notablemente los indicadores. Los activos fijos por su parte muestran que son un gran respaldo para cubrir los compromisos en todos los años del proyecto.

Los indicadores de aprovechamiento de los recursos son prácticamente constantes durante los cinco primeros años del proyecto y comienzan a decrecer en los cinco últimos, relacionado al descenso en los niveles de producción.

11. EVALUACIÓN FINANCIERA

Los resultados obtenidos de la evaluación orientarán a los inversionistas sobre la conveniencia o no de financiar la inversión y en caso de llevarse a cabo, cómo será el comportamiento de esta.

11.1 CUADRO DE FLUJO DE EFECTIVO NETO

Mediante este cuadro se presenta el comportamiento del dinero que fluye hacia el inversionista o desde este al proyecto. Es claro que el primer año del proyecto es totalmente inversión requerida para respaldar los gastos pre operativos, y no se presentan entradas de efectivo, por lo tanto el flujo de efectivo neto – FEN – es negativo para el inversionista. Para los diez años de operación posterior al año de inversión se presentan entradas de efectivo asociadas a las ventas de energía y bonos de carbón y en el último año el valor remanente que corresponde a los activos eléctricos que tienen una vida útil superior a la del proyecto por lo cual se presenta este valor.

Las salidas de efectivo están asociadas a las inversiones necesarias para la puesta en operación del proyecto y los costos y gastos de funcionamiento del mismo.

El FEN muestra el resultado de la operación comercial de la planta de generación de energía para cada uno de los periodos y presenta rentabilidad en cada uno de estos. Los cinco primeros años de esta etapa en promedio generan un valor positivo para los inversionistas de \$558 millones de pesos y a partir del sexto año el decrecimiento asociado a la caída de producción de gas del relleno. En el último año el FEN es de \$1.118 millones de pesos cuyo 91% corresponde al valor remanente del último año explicado anteriormente.

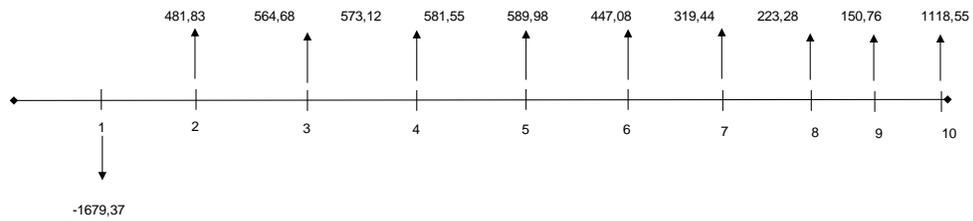
**CUADRO 23. FLUJO DE EFECTIVO NETO
(Millones del año 1)**

Fase	Inversión					Operacional						Valor Remanente en el Último Año	
	Año	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020		2021
Nivel de Producción		0%	100%	100%	100%	100%	100%	83%	68%	56%	47%	40%	
ENTRADAS DE EFECTIVO													
Prestamos			0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Ingresos por concepto de ventas		0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16	
Otros Ingresos													
Valor Remanente en el ultimo año		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1022,51
TOTAL ENTRADAS EFECTIVO		0,00	923,85	923,85	923,85	923,85	923,85	767,83	627,55	519,73	436,26	371,16	1022,51
SALIDAS DE EFECTIVO													
Inversiones basicas		1679,37	74,42	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	
Costos de operación netos de depreciación y amortización diferidos		0,00	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	240,82	
Costos de Financiación		0,00	86,94	78,24	69,55	60,86	52,16	43,47	34,78	26,08	17,39	8,69	
Pago prestamos		0,00	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	24,15	
Impuestos		0,00	15,69	15,95	16,21	16,47	16,73	12,31	8,36	5,39	3,15	1,46	
TOTAL SALIDAS EFECTIVO		1679,37	442,01	359,16	350,73	342,30	333,86	320,75	308,11	296,44	285,51	275,12	0,00
ENTRADAS MENOS SALIDAS		-	481,83	564,68	573,12	581,55	589,98	447,08	319,44	223,28	150,76	96,04	1022,51
FLUJO DE EFECTIVO NETO (FEN)		-	481,83	564,68	573,12	581,55	589,98	447,08	319,44	223,28	150,76	1118,55	

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

11.2 DIAGRAMA DE FLUJO

Mediante el diagrama se presenta gráficamente el comportamiento del flujo de efectivo neto del proyecto – FEN, para cada uno de los periodos. Los flujos negativos como es el caso del primer año correspondiente a inversión están orientados hacia abajo en el plano y son aportes de los inversionistas, los flujos positivos y que se dirigen hacia arriba son rentabilidades independientes no acumuladas para los inversionistas en cada periodo.



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

11.3 TASA DE INTERÉS PARA LA EVALUACIÓN

La tasa de interés de oportunidad – TIO – utilizada para la evaluación del proyecto se fija en 12,5% y corresponde a un valor medio entre los últimos valores utilizados para evaluar proyectos de carácter hidráulico en Colombia los cuales se ubican en 9,9% [Arango, Echeverri, Gómez, Trujillo 2008], y los valores utilizados para las plantas de generación de carácter térmico ubicados en 15% [AGOLGEN 2010]. Se hace de esta forma toda vez que es un proyecto con tecnologías limpias que no se ubica exactamente en un escenario hidráulico o térmico.

11.4 VALOR PRESENTE NETO, VPN (I)

El VPN equivalente a una ganancia adicional que genera el proyecto al evaluarlo a la tasa de descuento seleccionada de acuerdo al segmento de la economía en el cual se ubica, como es la generación de energía, es de \$1.006 millones de pesos calculados a partir del flujo neto de efectivo para un periodo de evaluación de diez años.

11.5 TASA INTERNA DE RETORNO, TIR

La TIR del proyecto es 28,08% resultado de los flujos netos de efectivo para el periodo de 10 años de evaluación del proyecto y genera una rentabilidad propia superior a la tasa de evaluación igual a 15,6%. Con este resultado, las inversiones que se mantienen en el proyecto están por encima de la tasa de descuento escogida y justifican la decisión de invertir.

11.6 TASA ÚNICA DE RETORNO, TUR (I)

La TUR del proyecto es 18,45% y es un indicador que combina la tasa de oportunidad de la empresa – TIO – fijada de acuerdo al sector en 12,5%, y la tasa interna de retorno del proyecto – TIR – característica del mismo que da para las inversiones que se mantienen en este 28,08% y siempre es un valor intermedio entre estas dos tasas.

11.7 RELACIÓN BENEFICIO COSTO (B/C) (I)

La relación beneficio/costo es 1,67 para el proyecto. Determina el rendimiento obtenido por cada peso invertido en el mismo y representa la ganancia extraordinaria.

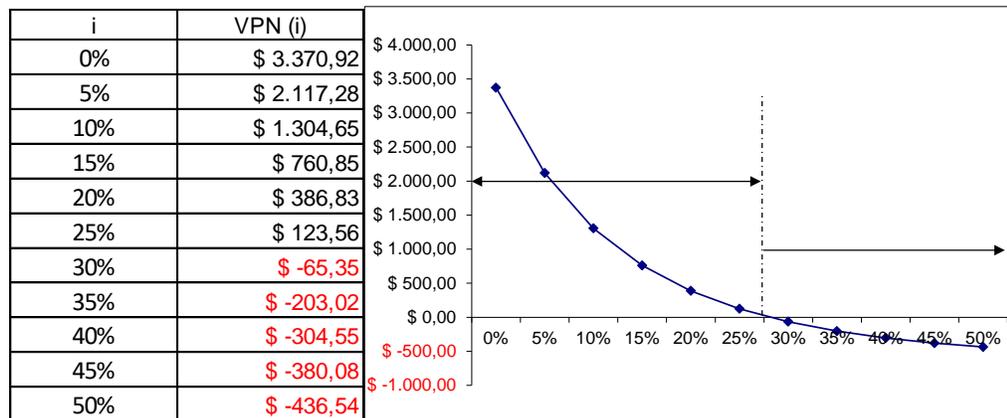
11.8 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

Durante la evaluación del proyecto se hacen estimaciones que introducen incertidumbre en los resultados obtenidos en los diferentes valoraciones como son las proyecciones financieras, por lo cual es necesario determinar las variaciones que pueden tener estos resultados como consecuencia de cambios en variables del mercado utilizadas en la evaluación, ya sea por sucesos económicos, políticos y/o sociales . En este sentido los análisis de sensibilidad permitan determinar estas variaciones en los resultados.

Análisis de sensibilidad del VPN:

el análisis muestra que para tasas de interés inferiores al 28,06% anual el proyecto se justifica financieramente y por lo tanto los valores inferiores a este resultado tienen cada vez menores riesgos que los ubicados en el límite de la zona de aceptación que se aprecia fácilmente en el gráfico. En este la zona de aceptación del proyecto se encuentra limitada por los valores inferiores a la TIR, donde el VPN para cada tasa de interés será positivo. Por encima de esta TIR será negativo y no está justificado financieramente.

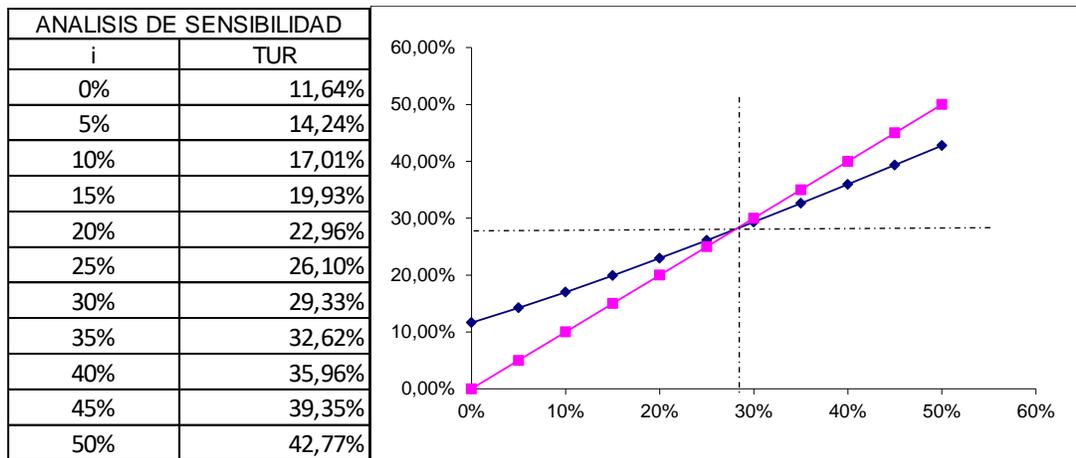
ANALISIS DE SENSIBILIDAD



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

Análisis de sensibilidad del TUR:

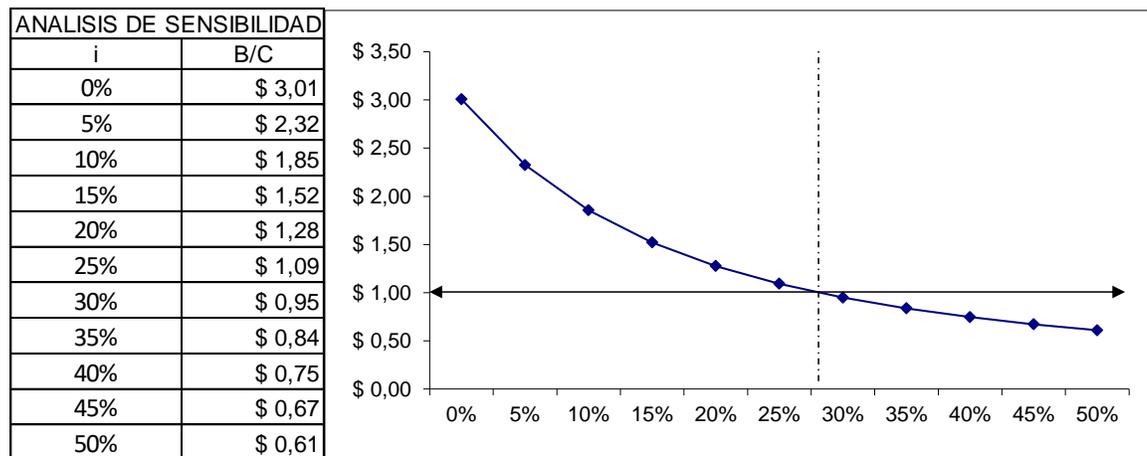
Para valores de i por debajo de 28,06% anual, la TUR es mayor que i por lo tanto el proyecto es atractivo financieramente y gráficamente se ubica en la zona de aceptación. De igual forma se observa que para valores de i superiores a 28,06% la TUR es menor que i por lo cual este proyecto no se justifica desde el punto de vista financiero, y gráficamente se ubica en zona de rechazo.



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

Análisis de sensibilidad de la relación beneficio/costo B/C:

La relación beneficio – costo en función de la tasa de interés muestra que para valores por debajo de una tasa de interés de 28,06% anual tiene valor de 1, por lo cual el proyecto es atractivo desde el punto de vista financiero y gráficamente se ubica en la zona de aceptación. De igual forma se aprecia que para valores de tasa de interés por encima de este valor la relación es inferior a la unidad por lo cual no es atractivo financieramente y gráficamente todos los valores que se ubiquen por encima de esta tasa se encuentran en zona de rechazo.



Fuente: elaboración propia, agosto 2011

12. EVALUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL

El desarrollo de la energía eléctrica ha marcado la historia del ser humano en los dos últimos siglos, sin embargo, lo que inicialmente estaba concebido como una herramienta para mejorar las condiciones de vida de los hombres, se convirtió con el paso del tiempo más que en un servicio para el beneficio de todos, en un bien que marca grandes diferencias entre quienes la poseen y quienes carecen de ella.

Si bien el consumo de energía es una necesidad social, creada en el nuevo estilo de vida de los seres humanos, por la forma como se ha arraigado esta necesidad difícilmente estaremos dispuestos a renunciar. Sin embargo, en un mundo ávido de energía donde se trata de justificar un desarrollo económico ligado al bienestar, se comienza a cuestionar la sostenibilidad en la producción para el corto plazo a través de los medios tradicionales de producción y aparece un tema que sin ser desconocido se ha tratado de minimizar, es el impacto causado al medio ambiente y que en la actualidad es imposible ocultar.

Los medios tradicionales de generación de energía utilizan combustibles fósiles, los cuales son altamente contaminantes y son responsables en parte del deterioro del medio ambiente, el cual es en la práctica un proceso irreversible. En el discurso las superpotencias manifiestan que se encuentra en proceso de solución, porque son ellos los que han generado el deterioro del medio ambiente y alimentado el desarrollo de sus países llamados del primer mundo o valga la redundancia desarrollados. Es en este escenario cuando estas superpotencias nos hacen partícipes del mundo a los denominados países subdesarrollados, y se valora la producción de energía que se haga a través de procesos denominados limpios como lo es el caso de la generación de energía a través de hidroeléctricas y biocombustibles. Es así como el tema de consumo de energía deja de ser un tema particular de los individuos o países y pasa a ser un tema Global, en el cual el problema de abastecimiento se pretende solucionar convirtiendo a los recursos naturales que eran individuales en recursos naturales del mundo y que por lo tanto pertenecen a toda la humanidad.

Como se mencionó anteriormente en un mundo productor y consumidor de energía, los consumidores con acceso al producto se encuentran prácticamente cautivos a las condiciones de quien la produce o comercializa, y es así como los usuarios se convierten en adictos a la energía, incapaces de no hacer uso de ella y en caso de no contar con los medios económicos para pagar el acceso a este servicio, son capaces de hurtarla. Por otra parte están quienes carecen del servicio de energía eléctrica por encontrarse geográficamente alejados de las redes de distribución, estos podrían considerarse libres del sistema y de las presiones del consumismo. Sin embargo, esta relativa tranquilidad no ha sido deseada, obedece más bien a la incapacidad histórica del gobierno de dirigir los recursos del estado para lograr el bienestar del mismo.

ESQUEMA ENERGÉTICO COLOMBIANO:

Actualmente en Colombia los recursos tendientes a lograr la cobertura de la totalidad de los centros poblados del país, se basa en un modelo en el cual quienes participan en el sector eléctrico; tanto productores, intermediarios y consumidores transfieren recursos económicos generados en ejercicio del negocio al Estado para que este financie programas de cobertura que no generan muchos beneficios económicos para las empresas pero tienen un carácter social, de bienestar.

El mercado de energía se ha plantado de la misma forma que un mercado de cualquier producto donde se reúnen vendedores y compradores vigilados por una autoridad, dejando atrás el tradicional estado paternalista el cual suministraba el producto, financiándose a través de las tarifas e impuestos. Pasando a un modelo tripartidista, donde sus extremos los componen, los generadores o productores de energía, en el otro están la comunidad o usuarios del servicio y en la esquina superior se encuentra el estado regulador, supervisando que los otros dos extremos sean suficiente el uno para el otro. En el desarrollo del mercado de energía se esperaba un crecimiento constante del consumo para beneficio de los otros dos extremos, sin embargo, con el incremento en el consumo asociado al crecimiento económico y otro al consumo suntuario, lo que se ha generado es un desequilibrio entre la oferta y demanda por no existir suficiente producción en todo momento para las necesidades creadas, sin olvidar los daños al medio ambiente que sean creado en la carrera por lograr un crecimiento en el consumo.

Sin embargo no se puede dejar de lado la satisfacción de las necesidades creadas y del nuevo consumo por llegar, para lo cual de acuerdo a las nuevas reglas de juego, las iniciativas deben provenir de los participantes del mercado en un espacio con reglas claras del vigilante y regulador, sin intervención directa que beneficie a participantes con poder económico y que defienda los intereses de los más vulnerables. Es en este sentido que se plantean alternativas de desarrollo locales como es la presentada en el Proyecto, donde iniciativas muy locales de producción de energía aportan a satisfacer una necesidad común de la sociedad, con un medio que pretende aprovechar los recursos o desechos que a diario creamos; que se encuentran depositados en los rellenos sanitarios y que normalmente son considerados un problema, como lo es el caso de los desechos orgánicos que generan subproductos capaces de producir energía y que de no ser aprovechados se convierten en un contaminante.

APORTE SOCIAL DEL PROYECTO

En un proyecto de estas características se convierte en una ventaja el hecho de ser sociedades productoras mayoritariamente de desechos orgánicos, a diferencia de sociedades consideradas desarrolladas en las cuales los contenidos no orgánicos son mayores, dados sus comportamientos consumistas. En nuestro entorno más próximo, es una ventaja adicional que la población concentrada en los estratos 1, 2 y 3, son un foco adecuado para la generación residuos orgánicos en la concentración y el volumen requeridos para la producción del combustible necesario para el proyecto. La región se beneficiara de los recursos, generando oportunidades para las firmas de ingeniería de la región y la comunidad en particular con los trabajos que se generen en la etapa constructiva del proyecto.

Por otra parte se facilita el desarrollo socioeconómico tanto individual como comunitario, al contar con energía que posibilite:

- La iluminación residencial y pública.
- El uso de electrodomésticos.
- Telefonía, radiocomunicación, fax, computadora, Internet.
- Disponibilidad de hospitales y escuelas.
- Empleo de máquinas con capacidad de aumentar la producción.
- Sustitución de combustibles, mecheros, velas, pilas etc.

Se destaca la importancia de apostarle a las pequeñas soluciones energéticas locales, alternativas y amigables con el medio ambiente para la atención de las necesidades de las comunidades, las cuales sean sostenibles a largo plazo, y permitan seguir el ritmo de consumo insaciable de energía por parte de las viejas sociedades. Todo con el fin de no pensar en un colapso del sistema energético mundial tal, como se ha presentado en el pasado el cual tiene un efecto dominó que termina por afectarnos a todos.

13. EVALUACIÓN AMBIENTAL

Los rellenos sanitarios son hoy una importante fuente antropogénica de generación de biogás a la atmósfera. El biogás es producido en forma natural por la degradación de la materia orgánica de la basura y es principalmente una mezcla de metano y de dióxido de carbono; Estas emisiones a la atmósfera contribuyen al calentamiento global del planeta, pero es el metano el que representa la mayor contribución al efecto invernadero debido a su potencial de calentamiento. Por lo que se puede establecer que sus efectos no solo inciden en la comunidad aledaña al sitio de disposición de residuos, sino también a la población global por efecto portante al cambio climático.

Como respuesta a esta problemática, se han implementado una serie de estrategias en búsqueda de la reducción de los gases efecto invernadero, entre los cuales la captura, quema o aprovechamiento de biogás es una de ellas, esto mitigaría los impactos ambientales (incluyendo los malos olores y fugas que acarrea trazas de compuestos carcinogénicos y teratogénicos que son incorporados al ambiente), aumentaría la seguridad operacional en el relleno y se aprovecharía en la generación de energía.

El biogás generado en rellenos sanitarios puede ser capturado utilizando un sistema de recolección de biogás que usualmente quema el gas por medio de quemadores. Alternativamente el gas recuperado puede usarse de diferentes maneras. Por ejemplo: producción de energía eléctrica a través del uso de generadores de combustión interna, turbinas o micro turbinas.

Generación de Biogás en Rellenos Sanitarios: Un relleno sanitario es un lugar de disposición de los residuos sólidos domiciliarios o municipales. Un área determinada de tierra o una excavación que recibe residuos sólidos domiciliarios, residuos sólidos industriales, comerciales y/o lodos no peligrosos. Según la literatura especializada, cualquier lugar donde los residuos sólidos domiciliarios se encuentran siendo depositados en grandes cantidades, es en principio, un biorreactor que genera gases y líquidos percolados, lo que dependerá de una serie de variables relacionadas a las características de la basura, del lugar de disposición, de la forma de disposición, del clima, etc.

En un relleno, los variados componentes de los residuos sólidos se degradan anaeróbicamente a diferentes tasas. Por ejemplo, los alimentos se descomponen más rápido que los productos de papel. Aunque el cuero, la goma y algunos plásticos también son materias orgánicas, usualmente se resisten a la biodegradación. Algunos materiales lignocelulósicos, plásticos, textiles y otras materias orgánicas son muy resistentes a la descomposición vía organismos anaeróbicos. A pesar de la falta de uniformidad de la descomposición anaeróbica, se han desarrollado algunas fórmulas empíricas para predecir la cantidad de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂) que se genera de la descomposición de la celulosa y otros materiales orgánicos.

El período de tiempo que se requiere para que los residuos sólidos domésticos se degraden y se produzca biogás depende de varias variables: el número de organismos presentes en la basura, nutrientes, temperatura, acidez (pH), contenido de humedad, cobertura y densidad de compactación:

Composición de la basura: A mayor cantidad de restos de comida presentes en la basura más rápido se generará biogás. El papel y materias orgánicas similares se degradan a una tasa menor y se resisten a la biodegradación.

Contenido de humedad: El contenido de humedad es uno de los parámetros más determinantes en un relleno sanitario. Si este se aumenta levemente se acelera el proceso de generación de gas considerablemente. De ahí que en los rellenos sanitarios se recomienda recircular los líquidos percolados para adicionar humedad a la basura, o incluso agregar agua, disminuyendo al mismo tiempo los impactos ambientales de su descarga y los costos de tratamiento. El clima es uno de los elementos determinantes del contenido de humedad en un relleno, y su efecto depende en alguna medida de las características de la cobertura y el grado de impermeabilidad de la base del relleno.

Nutrientes: Aunque los organismos anaeróbicos se desarrollan naturalmente entre la basura, estos mismos también se encuentran en las excrementos humanos y de animales, por lo que el proceso de generación de gas se acelera cuando en un relleno también se disponen los lodos de los sistemas de tratamiento de aguas servidas. Además esto agrega humedad.

Mezcla: En un relleno sanitario, al mezclar la basura logra poner en contacto los organismos anaeróbicos con su fuente alimenticia. Lo mismo hace la recirculación de líquidos percolados.

Cobertura: La cobertura periódica y sistemática de la basura evita que ésta entre en contacto con el aire permitiendo la generación de condiciones anaeróbicas que la degradan y producen biogás. Mientras antes se den estas condiciones más rápido comienza a degradarse la basura.

Compactación: La compactación de la basura genera el contacto con los nutrientes y la humedad, y tiende a expulsar el oxígeno presente, lo que a su vez tiende a reducir el tiempo en que se inicia la biodegradación anaeróbica.

Es necesario tener en cuenta que en los vertederos o basurales abiertos, en los cuales la basura no es compactada ni cubierta, ocurre una baja descomposición anaeróbica puesto que la basura se encontraría en contacto con el aire primando un proceso de oxidación. En estos casos donde la descomposición de la basura ocurre en condiciones aeróbicas donde se generaría en su mayor parte CO₂ y agua y prácticamente nada de metano. Bajo condiciones anaeróbicas entonces, el metano y el CO₂ son los principales gases que se generan en un relleno sanitario.

Así mismo, cuando la degradación se genera bajo condiciones que no son controladas, el proceso ocurre en forma aleatoria en la basura depositada y es muy difícil predecir el nivel de biodegradación que ocurre en el relleno y el horizonte de tiempo en que esta se desarrolla. Tras años de experiencia práctica y de investigaciones conducidas en el mundo más desarrollado se ha logrado alcanzar algún grado de entendimiento acerca de los procesos de biodegradación de la basura y de la producción de biogás y su composición.

La descomposición de los residuos en un relleno sanitario es un proceso complejo que requiere que se den ciertas condiciones. Como se indicó anteriormente, factores ambientales como la cantidad de materias orgánicas y el contenido de humedad de la basura, la concentración de nutrientes, la presencia y distribución de microorganismos, el tamaño de las partículas de la basura, la inmisión de agua, pH, y temperatura, afectan la descomposición de la basura y la generación de biogás.

Debido al complejo conjunto de condiciones que deben ocurrir para que se genere biogás, se estima que la basura debería llevar depositada al menos un año o más para que se comience a desarrollar la descomposición anaeróbica y comience la generación de biogás.

La basura acumulada en un relleno sanitario puede generar gas durante 20 ó 30 años. Sin embargo, en botaderos sin control, donde la basura está en exposición al aire, resulta una descomposición aeróbica que sólo emite CO₂ y agua.

De todo el gas liberado por la descomposición de los residuos, entre 50% y 80% se puede recolectar. De éste, un 60% estará disponible los primeros 10 años y un 35% en los siguientes 10 años. Para un depósito que recibe flujos mayores a 100 toneladas diarias de residuos domésticos, la explotación comercial del gas generado puede iniciarse aproximadamente a los 3 ó 4 años, dependiendo de la cantidad de fracción orgánica rápidamente degradable que tenga el relleno y de su diseño.

En teoría, la cantidad de biogás que se genera de una tonelada de carbono biodegradable corresponde a 1,868 Nm³ (Nm³ = Metro cúbico normal). En países industrializados, la cantidad teórica es de 370 Nm³ de biogás por cada tonelada de basura depositada. Esto debido a su baja proporción de materia orgánica.

- La utilización de biogás como fuente de energía local se presenta como una oportunidad de contribución adicional al desarrollo sustentable y como una fuente de generación de empleo, inversión extranjera y desarrollo local. La venta de energía puede generar ingresos adicionales para rentabilizar la operación de un relleno sanitario y la recolección de biogás más allá del mínimo que se colecta actualmente.
- Adicionalmente, esto podría traer consigo bajas en los costos de la disposición final para los municipios y usuarios, lo que podría des-incentivar la utilización de Vertederos y/o basurales de características sub-estándar y la disposición en vertederos ilegales, reduciendo impactos ambientales y económicos para las localidades afectadas. La instalación de sistemas de recolección y plantas de energía generaría empleo adicional a la operación del relleno.
- La utilización de biogás como fuente de energía se presenta como una fuente adicional de reducción de emisiones de GEI. En la medida que el metano capturado en un relleno sanitario es utilizado para generar energía que se incorpora a la matriz energética, esta podría reemplazar fuentes más contaminantes que emiten GEI, lo que produciría reducciones adicionales por la captura del biogás. Los ingresos provenientes de la venta de reducciones de emisiones servirían para financiar las inversiones necesarias y/o rentabilizar los rellenos.
- La utilización de biogás como fuente de energía puede servir para compensar algunos de los costos externos de la construcción y operación de rellenos sanitarios. La energía generada en base a biogás puede ser distribuida a localidades aledañas a

precios subsidiados para compensarlas por los efectos ambientales que la localización de rellenos sanitarios les puede generar. La generación de energía en base a biogás es ventajosa debido a los potenciales beneficios enumerados arriba, y produce un producto final valioso – energía eléctrica de la basura.

Además, el contenido de metano en el biogás decae en el tiempo, disminuyendo su proporción desde 40-60% en los primeros años de un relleno hasta 25-45% en los años finales. La duración y tasas de producción de gas varían en el tiempo dependiendo del proceso de degradación natural de la basura en cada relleno. La vida útil de los sistemas de recolección puede ser bastante larga (15 años o más), sin embargo la utilización económicamente eficiente de estas instalaciones normalmente se puede sostener sólo entre 3 y 8 años.

El diseño y el método de relleno usado en un sitio determinarán su potencial de generación de energía. Los sitios más profundos, con buena impermeabilización, incentivan las condiciones anaeróbicas y proveen un mejor medio para la actividad bacteriana que degrada la basura, comparados con los rellenos con menor profundidad y con poca o mala cobertura.

Los rellenos modernos aplican algunas medidas para contrarrestar estas variaciones y minimizar la incertidumbre en el potencial de generación. La instalación de sistemas que recolectan los líquidos percolados, los tratan y recirculan a la basura, es una forma de incentivar la descomposición de la basura aumentando y reduciendo la variabilidad en la humedad. Estos sistemas ayudan a estabilizar más rápido los rellenos y a homogeneizar el flujo de biogás. Toda esta variabilidad agrega incertidumbre a los proyectos de control y aprovechamiento de biogás, la que muchas veces sólo puede ser contrarrestada con inversiones adicionales que apuntan a mejorar las características de los rellenos como biorreactores anaeróbicos para controlar los procesos de degradación de la basura y favorecer la generación de energía.

Existen varias tecnologías para la generación de energía del biogás: microturbinas, motores de combustión interna, turbinas a gas, ciclo combinado, turbinas a vapor de caldera. El motor de combustión interna es la tecnología más utilizada en rellenos sanitarios para la recuperación energética del biogás. Aproximadamente el 80% de los 330 proyectos de energía de biogás de rellenos sanitarios actualmente operando en EE.UU. los usan (Methane Outreach Program, EPA). Este tipo de motores son eficientes y más baratos que otras alternativas, y se recomiendan para aquellos proyectos capaces de generar entre 1 y 3 MW. Además, tienen la ventaja de que se encuentran disponibles en diferentes tamaños los que pueden irse adicionando al sistema respondiendo a los incrementos en la generación de gas.

En el manual “Landfill Gas to Energy” de la EPA (1996) se consigna que la oferta de generadores para proyectos de este tipo varía entre los 800 KW. y los 3MW, sin embargo hoy en día proyectos menores también estarían utilizando motores de combustión interna. La EPA señala que hoy en día se pueden instalar microturbinas desde 30 kW. a 100 kW, lo que hace posible que rellenos sanitarios pequeños también puedan generar energía eléctrica y reducir emisiones. Este tipo de proyectos normalmente se utiliza para autoconsumo del relleno o para vendérselo a consumidores cercanos (una turbina de 30 KW. alcanzaría para alimentar el equivalente a 20 casas). Sin embargo, la inversión

requerida para estas turbinas es bastante alta, entre \$4.000 y \$5.000 para turbinas de 30 KW. y entre \$2.000 y \$2.500 para turbinas mayores (200kW).

La desventaja de los motores de combustión interna es que sufren de corrosión debido al contenido de ácidos en el biogás, no así las turbinas a gas. Pero estas últimas son más caras, necesitan un gas de calidad consistente y una mayor presión de entrega, lo que aumenta los costos por concepto de instalación y operación de compresores. Para proyectos que superan los 3 a 4 MW de generación potencial normalmente se instalan turbinas para aprovechar economías de escala, ya que el costo de generación por cada KW. cae en la medida que el tamaño de la turbina se incrementa. Proyectos mayores a 8 MW requieren turbinas mayores de ciclo combinado.

La combustión directa del biogás es una buena forma de recuperar energía del biogás – normalmente un 80% del valor calorífico del metano puede ser recuperado. Quemar el biogás es similar a quemar gas natural diluido, por lo que probablemente se deben hacer ajustes para adaptarse al menor poder calorífico del biogás

La concentración en la atmósfera de los GEI que se ha producido en el último siglo ha atrapado la radiación solar de onda larga causando un efecto de calentamiento gradual alrededor de la tierra. El aumento en la emisión de dióxido de carbono, proveniente de la generación eléctrica a base de combustibles fósiles, ha sido identificado como el factor de mayor impacto para que se produzca lo que se identificado como Cambio Climático (CC).

El CC facilita la migración de enfermedades y disminuye la capacidad productiva mundial porque altera la franja agrícola. Adicionalmente, estaría aumentando la frecuencia e intensidad de sequías, inundaciones, tormentas y huracanes y de otros episodios, como los denominados El Niño y La Niña.

El primer paso dado por la comunidad mundial tendiente a disminuir los efectos adversos del CC fue celebrar la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC o UNFCCC por sus siglas en inglés), mediante la cual los países firmantes asumieron compromisos para reducir y estabilizar la cantidad de CO₂ existente en la atmósfera.

Posteriormente, con el objetivo de “estabilizar las concentraciones de los GEI en la atmósfera, a un nivel que impida interferencias antropogénicas peligrosas en el sistema climático”, en 1997 se firmó el Protocolo de Kyoto (PK), en el que las Partes que lo suscriben acuerdan que los países desarrollados se comprometen a reducir, en el periodo 2008-2012, sus emisiones de GEI en 5,2% con respecto a los niveles de 1992.

El PK entró en vigor en febrero de 2005, definiendo la lista de GEI en 6 componentes: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFCs), perfluorocarbonos (PFCs) y el hexafluoruro de azufre (SF₆).

En Colombia se han identificado las siguientes barreras para el aprovechamiento de biogás en el marco del MDL.

Barreras políticas:

- Baja prioridad para los entes municipales
- Incertidumbre política

- Falta de interés político por el metano (No se contempla dentro de la política energética del país)
- Interacción de los diferentes entes gubernamentales.
- Complejidad de la normativa.

Barreras técnicas y tecnológicas.

- Desconocimiento del potencial del metano
- Condiciones para el aprovechamiento
- Capacidad disponible en los rellenos
- Altos costos de inversión
- Poco desarrollo del sector
- Falta de conocimientos técnicos

Barreras financieras.

- Poca disponibilidad de recursos de tipo estatal
- Desconocimiento del potencial de metano por parte de entidades financieras.
- No se contempla el uso del biogás desde el inicio de los proyectos de relleno sanitario.
- Presupuestos de operación limitados por contratos de concesión.

Barreras sociales:

- Poca cultura de reciclaje y clasificación de residuos.
- Desconocimiento del potencial del metano.
- No se contempla el uso del biogás desde el inicio.
- Presupuestos de operación limitados.
- Imagen percibida por la comunidad.

Barreas institucionales:

- Enfoque distinto al del negocio.
- Condiciones contractuales municipio operador.
- Actualidad de algunos datos existentes.
- Transición de botaderos a rellenos sanitarios.

El impacto ambiental del proyecto es positivo, ya que la tecnología utilizada en este sistema transforma un problema en una solución. Los desechos orgánicos representan una amenaza contra el medio ambiente, ya que, al descomponerse liberan a la atmósfera grandes cantidades de biogás, el cual contiene gas metano, uno de los agentes más nocivos para el medio ambiente porque influye en el calentamiento global de la tierra, en el llamado efecto invernadero. El metano tiene un potencial 21 veces mayor de calentamiento que el dióxido de carbono, el gas de referencia para medir los daños del efecto invernadero.

En el proceso de operación las actividades de succión de biogás, separación del biogás, redistribución de lodos y quemado de excedentes son indudablemente, la actividad del proyecto que ocasiona mayor impacto ambiental por la captura del gas metano generado por la descomposición del material orgánico contenido en las basuras. Teniendo en cuenta que el metano es un gas de efecto invernadero el cual contribuye al calentamiento

global, el impacto es positivo, además, se aprovecha este recurso disponible para cubrir necesidades básicas de energía eléctrica.

El impacto de la construcción de la planta en todas sus actividades es moderado y negativo debido a que son actividades permanentes que se mantienen en el tiempo independiente de la operación de la planta. Una vez terminada la vida útil del proyecto para que esta vuelva a sus condiciones iniciales debe hacerse por medios humanos, y la mejor opción es retirar la maquinaria asociada al proceso de producción y aprovechar la infraestructura civil en actividades de carácter social como bibliotecas y senderos ecológicos.

El impacto sobre el entorno social es alto, debido a que es un proyecto que modifica de forma inmediata el entorno, por tratarse de obras civiles permanentes y que una vez finalizada la operación perduran en el tiempo.

La importancia de este proyecto radica en que es una buena manera de utilizar el nocivo metano y al mismo tiempo generar una energía alternativa a los combustibles fósiles, a través de tecnología limpias, lo que hace que el proyecto sea amigable con el medio ambiente.

13.1 FACTORES BIOFÍSICOS Y SOCIOECONÓMICOS RELEVANTES PARA LA EVALUACIÓN

En base a las actividades del proyecto, se identificaron potenciales impactos sobre algunos de los múltiples componentes ambientales. En la Tabla siguiente se muestran los factores del medio que han sido considerados relevantes en esta evaluación y sobre los cuales se evaluará el potencial impacto.

Tabla 8. Componentes ambientales: factores relevantes

Componente Ambiental	Factores relevantes	
Componentes Biofísicos	Aire	Ruido Olores Gases y partículas
	Agua	Superficiales Subterráneas
	Flora Fauna	Hábitat
	Suelo	Topografía Composición
	Paisaje	Impacto Visual
Componentes Socioeconómicos		Seguridad Laboral Empleo Nuevas Actividades Concientización Sitio de Interés Cultural

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

Componentes biofísicos:

A. Aire

- **Ruido:** es necesario identificar los niveles sonoros que producirán las actividades relacionadas con el proyecto y determinar las fuentes de emisión de los mismos, diferenciando los focos de emisión continua de los intermitentes u ocasionales.
- **Olores:** se identificará si durante algunas etapas de la ejecución del proyecto, especialmente durante la combustión se generan gases que pueden producir olores desagradables, como por ejemplo el SH₂.
- **Gases y partículas:** Se deben encontrar posibles fuentes de contaminación atmosférica existentes en el proyecto, como emisiones de material particulado, metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x), oxígeno (O₂), sulfuro de hidrógeno (SH₂) y otros contaminantes habitualmente presentes en efluentes gaseosos.

B. Agua

- **Superficiales:** Se realizará el análisis del impacto de las actividades del proyecto sobre los cursos de aguas superficiales, considerando los usos actuales y potenciales de las fuentes hídricas de la zona, datos de calidad físico-química y bacteriológica de las fuentes de agua de la zona del proyecto y el análisis de estabilidad de cauces y dinámica de los cambios naturales.
- **Subterráneas:** El análisis de la hidrología subterránea debe basarse en los efectos de corte que pueden generar la excavación y los riesgos de contaminación, así como la evolución temporal de los niveles freáticos. Un aspecto fundamental a tener en cuenta para el eventual efecto del proyecto sobre las aguas subterráneas son las características geológicas y geotécnicas (sobretudo referente al parámetro permeabilidad) del perfil del subsuelo en la zona de implantación del proyecto.

C. Flora y fauna

- **Hábitat/ Microclima/ Diversidad:** Básicamente consiste en analizar si las actividades generadas en el proyecto producen modificaciones destrucción del hábitat o microclima necesario para la permanencia de las especies de flora y fauna presentes en el lugar, así como de la variedad de especies animales y vegetales presentes en el área.

D. Suelo

- **Topografía/ erosión:** Deben considerarse las modificaciones en la topografía ocasionadas principalmente por los movimientos de tierra, excavaciones o terraplenes, que suponen un importante efecto sobre el terreno, generando su erosión o cambio en las condiciones de estabilidad del mismo.
- **Composición (calidad):** Este punto hace referencia a la potencial contaminación del suelo con compuestos que pueden provenir de la degradación de los residuos u otras actividades.

E. Paisaje

- **Impacto visual:** El estudio de la calidad paisajística del lugar, su adecuación al entorno natural y la percepción de la población acerca del mismo, deberán ser analizados también.

Componentes socioeconómicos:

A. Higiene y seguridad laboral

Este punto hace referencia a la necesidad de medidas de protección para evitar posibles accidentes y/o contingencias en el área de trabajo, que pueden afectar especialmente a las personas que trabajan en el lugar.

B. Mano de obra / empleo

Las actividades necesarias para la construcción y operación de la planta de captura de gas demandarán personal capacitado para la concreción de las diferentes etapas de la obra, así como para el permanente monitoreo y control.

C. Emprendimientos productivos / nuevas actividades

El proyecto de captura de GRS puede generar, con su puesta en marcha, el surgimiento de emprendimientos industriales a nivel local, la compra de insumos y la generación de mano de obra en otras actividades, que impacten positivamente en la economía local.

D. Participación ciudadana / concientización

Un aspecto fundamental a considerar en la evaluación del proyecto es la incorporación de la opinión de la población acerca de la pertinencia y necesidad del proyecto, a través de su concientización y su participación en la toma de decisiones.

13.2 CRITERIOS DE EVALUACIÓN

Para ponderar la trascendencia de los efectos sobre el medio ambiente se utilizaron criterios de evaluación estándares.

Tabla 9. Criterios de evaluación estándares

criterio	Evaluación	Definición
Dirección	Positiva (+)	Beneficio neto para el recurso
	Neutra (0)	Sin beneficio ni perjuicio para el recurso
	Negativa (-)	Perjuicio para el recurso
Probabilidad de ocurrencia	Incierto (0,1 - 0,3)	Probabilidad baja de ocurrencia
	Poco Prob. (0,4 - 0,7)	Probabilidad baja a media de ocurrencia
	Probable (0,8 - 1)	Probabilidad alta de ocurrencia
Duración	Corto plazo (1)	Menos de un año
	Mediano Plazo (2)	Entre 1 y 5 años.
	Largo plazo	Más de 5 años
Extensión	Puntual (1)	En el área de trabajo
	Parcial (2)	Local (abarca el área de trabajo y alrededores)
	Extenso (3)	Se extiende más allá del Centro Comunal
Magnitud	Baja (0)	No se prevé cambio
	Media – baja (1)	Se pronostica que los efectos serán algo superiores a las condiciones existentes.
	Media – alta (2)	Se prevé que los efectos serán superiores a las condiciones existentes. No superan los límites permisibles o causan cambios en parámetros económicos y/o sociales.
	Alta (3)	Los efectos superan los criterios establecidos con efectos adversos o causan cambios detectables en parámetros sociales, económicos, biológicos.
Frecuencia	Continua (4)	Se manifiesta a través de alteraciones permanentes
	Aislada (3)	Confinado a un período específico
	Periódica (2)	Intermitente y continua en el tiempo
	Ocasional (1)	Intermitente y esporádicamente
	Accidental (0)	Ocurre rara vez
Reversibilidad	Corto plazo (0)	Puede ser revertido en un año o menos
	Mediano plazo (1)	Puede ser revertido entre un año y diez
	Largo plazo (2)	Puede ser revertido en más de diez años
	Irreversible (3)	Efecto permanente

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

Tabla 10. Matriz de impacto para la recuperación del Biogas

Matriz de impacto para la recuperación del Biogas																		
Categorías Ambientales	Componentes biofísicos											Componente Socio economicos						
	Aire				Agua		Flora y Fauna		Suelo		Paisaje							
	ruido	olores	Polvo	Biogas.	superficiales.	subterráneas.	Flora	Fauna	Topografía	Composición (Calidad)	Impacto Visual	Seguridad laboral	empleo	Nuevas actividades	Concientizacion	sitio interes cultural		
Cierre del relleno	-2,4	0	-1,2	5,4	0,9	1,3	5,6	4,8	6	0	8,8	10,4	-6,3	2,2	0	0		
Construccion	-7	-2,8	-4,8	-2,4	0	0	-1	-2,8	0	-4,5	-7,2	-2,4	7	4	5,4	0		
Extraccion de gas	-7,2	9,6	0	14	6,3	0	-1,2	0	0	0	-7,8	3,2	0	7	0			
M de Condensados	0	-5	0	-0,9	-2,7	0	0	0	0	-1,4	-5,4	-4	5,4	0	0	0		
Combustión y Manten.	-2,8	10,4	-6,4	12,6	-0,8	0	0	-5	0	-3	-12	-5,4	7,2	3,2	0	0		
Clausura	-5,6	-0,8	-4	-4	0	0	8	6,4	0	8,8	12	10,8	-6,4	3,6	0	0		

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

13.3 ANÁLISIS DE LOS IMPACTOS DEL PROYECTO:

Impactos del proyecto sobre los componentes biofísicos

- **Etapas de cierre del relleno sanitario**

La etapa de cierre del relleno sanitario, si bien ocasionaría ruidos y emisiones de material particulado, estos impactos serían transitorios. Esta etapa, posee un impacto positivo respecto a la adecuación del predio a su entorno, minimizando el impacto visual provocado por el mismo. Asimismo se puede posibilitar el retorno al lugar de la fauna existente en la zona.

- **Etapas de construcción**

Impacto sobre el aire

El impacto puede considerarse como levemente negativo, debido a la ocasión de ruidos y polución del aire ocasionando principalmente por el movimiento de maquinarias y vehículos durante la instalación de la infraestructura del proyecto y construcción de la planta.

El aumento en el nivel de ruidos está asociado principalmente al movimiento de maquinarias para realizar las perforaciones para la captura de gas.

A su vez, el movimiento de maquinarias y tierras para la instalación del proyecto, así como la construcción de la obra civil, pueden acentuar la polución del aire debido a la remoción de material particulado.

De igual manera, las excavaciones sobre el terreno durante la construcción de los pozos es probable que generen mayor emanación de olores de los residuos depositados. Es de destacar el carácter transitorio de los mismos.

Impacto sobre el agua

No se esperan impactos significativos sobre el agua superficial y subterránea durante la etapa de construcción.

La posibilidad de un impacto negativo en lo que respecta al agua subterránea, debido a la operación de perforación, así como a una perturbación en los escurrimientos por la infraestructura es mínima, sino nula, en función de la longitud de la perforación (15 metros, no penetrando en el suelo natural).

Impacto sobre flora y fauna

El efecto sobre este medio estaría dado por el movimiento de maquinarias tanto en las etapas de construcción como de operación, ahuyentando temporalmente a especies que tienen su hábitat en alrededores. Es de señalar, que este efecto ya se ha producido por la operación normal del relleno sanitario, por lo que se considera prácticamente nulo el efecto adicional provocado por el proyecto.

Impacto sobre el paisaje

El impacto visual sobre el paisaje es considerado como un impacto desfavorable del proyecto tanto en la etapa de construcción, como en la de operación la planta. La mayor parte de estos efectos negativos son revertidos en la clausura del mismo.

El movimiento de maquinarias generará un impacto visual negativo durante la construcción, siendo de carácter muy transitorio.

La instalación de la red de tuberías para la captura del gas con los sistemas anexos de transporte y tratamiento del gas hasta la planta provocará cierto impacto visual negativo, respecto a un terreno totalmente parquizado como hubiera ocurrido de haberse diseñado la clausura del módulo sin la captura del gas.

• Etapa de operación

Impacto sobre el aire

Ruido: El impacto puede considerarse como levemente negativo, ya que durante la operación habría también ruidos provenientes tanto de la extracción del gas como del funcionamiento del generador y el transformador que si bien son permanentes, la intensidad es baja.

El mantenimiento de los equipos contribuirá a mantener los niveles de ruido, dentro de los parámetros adecuados. Se considera importante el mantenimiento periódico realizado sobre los ventiladores ya que mitigará efectos adversos vinculados a ruidos y vibraciones.

Olores: El impacto del proyecto sobre este medio es claramente favorable, ya que durante las etapas de extracción de gas y combustión, el impacto del proyecto es

altamente positivo, ya que la recolección del gas y su utilización, disminuye las fugas atmosféricas actuales del mismo por venteo, y en consecuencia una disminución de los olores.

Partículas: Durante el quemado del gas, a pesar de la instalación de filtros, fracciones de material particulado son generados, tales como sales de metales derivados de la corrosión de componentes de la planta y carbono producido por combustión incompleta, según normativa en elaboración dicho material no podrá ser superior a 250 mg/m3.

Gases: Con respecto a los gases emitidos a la atmósfera, **el impacto del proyecto es sumamente positivo**, ya que la captura del metano y su posterior combustión convierte el metano en dióxido de carbono, disminuyendo el efecto sobre el calentamiento global.

**Tabla 11. Matriz de calificación de impacto
Importancia del impacto**

		MATRIZ DE FEARO																								
		ACTIVIDADES DEL PROYECTO																								
		CONSTRUCCION							OPERACION																	
		EXCAVACIÓN	EXPLANACIÓN	MOVIMIENTO DE TIERRA	CONSTRUCCIÓN DE CIMENTACIÓN	CONSTRUCCIÓN EDIFICACIÓN	UTILIZACIÓN DE SERVICIOS PUBLICOS	MONTAJE DE EQUIPOS EN PLANTA DE GENERACIÓN	CONSTRUCCIÓN DE LA RED DE CONEXIÓN DE ELECTRICIDAD AL SISTEMA ELECTRICO	PERFORACIÓN PARA POZOS DE EXTRACCIÓN	INSTALACIÓN DE REDES DE CONDUCCIÓN DE BIOGÁS Y EQUIPOS ASOCIADOS	SUCCIÓN DE BIOGÁS	CONDUCCIÓN DE BIOGÁS A FILTRO DE CAPTACIÓN DE LIQUIDOS	REINYECCIÓN DE LIQUIDOS RECULADOS EN EL RELLENO	REDIRECTOS EN REFINADO DE LODOOS GENERADOS EN EL PROCESO DE ELIMINADO	SEPARACIÓN DEL BIOGÁS (METANO Y OTROS)	QUEMADO DE EXCEDENTES (OTROS)	COMPRESIÓN DE METANO	INYECCIÓN DE METANO EN MOTOGENERADORES	GENERACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA (EXPLOSION DE METANO EN EL MOTOGENERADOR)	TRANSFORMACIÓN (ELEVACIÓN DEL NIVEL DE TENSIÓN DEL MOTOGENERADOR A LA RED)	EXPORTACIÓN DE ENERGIA ELECTRICA GENERADA A LA RED DE DISTRIBUCIÓN				
ECOSISTEMA	AGUA	INCREMENTO TURBIEDAD																								
		ALTERACION FONDO CAUCE																								
		ALTERACION NIVEL FREATICO																								
		INTERR. ESCORRENTIA SUPERF.																								
		ALTERACION CALIDAD												1	2											
	SUELO	PERDIDA HORIZONTES																								
		ALTERACION INFILTRACION																								
		INCREMENTO PROCESOS EROSIVOS																								
	AIRE	RUIDO																								
		POLVAREDA																								
		EMISION DE GASES																								

Fuente: elaboración propia, agosto 2011

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. CONCLUSIONES

Los rellenos sanitarios, como técnica de disposición final de residuos sólidos generan costos económicos y ambientales para la sociedad, ya que estos deben ser asumidos por los usuarios vía tarifa; sin embargo si se hace un manejo integral que implique la captura de gas de relleno sanitario y la generación de energía a partir de él, crea varios beneficios ambientales, y las utilidades que provienen de la comercialización de la energía y/o créditos de carbono pueden ayudar a catalizar la construcción y operación adecuadas de instalaciones de disposición definitiva.

El metano es un gas de efecto invernadero muy potente, contribuyente clave para el cambio global del clima (más de 21 veces más fuerte que el CO₂). La vida atmosférica del metano es corta (10 años) debido a que el metano es potente y tiene una vida corta, reducir las emisiones de metano de rellenos de residuos sólidos municipales es una de las mejores formas de lograr un impacto benéfico a corto plazo al mitigar el cambio climático global.

Si bien no es fácil determinar con precisión la capacidad de generación de biogás de los rellenos sanitarios, gracias al surgimiento de investigaciones y los resultados de varios estudios del caso tanto en Europa como América (Estados Unidos, México, Chile, etc.), es posible tener una idea aproximada de la misma, teniendo en cuenta los ajustes necesarios debido a las características particulares de cada relleno sanitario.

La capacidad de generación de biogás a partir de residuos sólidos dependerá de una serie de factores entre los que destacan: temperatura, composición de la basura, contenido de humedad, existencia de nutrientes, realización de mezclas, contacto con el aire y compactación.

El proceso de aprovechamiento energético del biogás generado en los rellenos sanitarios produce beneficios ambientales por dos fuentes: permite la captura de gases de efecto invernadero que en ausencia de este tipo de actividades se suspenderían en la atmósfera y permiten el reemplazo de fuentes de generación de energía más contaminantes, en especial las de origen fósil.

Es posible cuantificar los beneficios ambientales derivados de la implementación de este tipo de proyectos y obtener beneficios económicos por ello. Una opción la constituye el mecanismo de desarrollo limpio, que consiste en el desarrollo de proyectos que permiten la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en países que no tienen compromisos de reducción establecidos en el marco del protocolo de Kyoto.

Los indicadores financieros son positivos y de acuerdo al resultado de estos es viable la ejecución del proyecto, sin embargo, el éxito del proyecto se compromete con la cantidad que realmente se pueda recuperar de gas en el relleno sanitario. Adicional a esta situación se requiere de una fuerte inversión de dinero en el primer año de más de \$1.500

millones de pesos, que no es una cifra despreciable y que muy probablemente los posibles inversionistas privados puedan comprometer en negocios con menos riesgo.

2. RECOMENDACIONES

Para gestionar de manera eficaz, eficiente y efectiva proyectos relacionados con el aprovechamiento del biogás que se genera en un relleno sanitario se recomienda tener en cuenta los siguientes aspectos: Determinar el potencial de un vertedero para generar y recuperar biogás (conocer el proceso de generación y captura de biogás), conocer el proceso de conversión energética del biogás y reducción de emisiones de GEI (Gases Efecto Invernadero) y conocer cómo se obtiene recursos para el financiamiento del proyecto en el marco del MDL (Mecanismo de Desarrollo Limpio).

En Colombia como en la mayoría de los países latinoamericanos no existe una legislación ambiental que obligue a implementar proyectos de aprovechamiento de biogás que se genera en los rellenos sanitarios, de igual manera existe mucho desconocimiento de los procesos y lineamientos que se exigen para formular proyectos bajo la estrategia MDL.

Ya que el proyecto presenta indicadores positivos y que generarán rendimientos que las inversiones en negocios convencionales no producen, el proyecto debe llevarse a cabo. Ahora bien, al ser un proyecto que tiene un gran impacto en el bienestar de la sociedad al reducir las emisiones de gases contaminantes, el municipio de Popayán ser el propietario de los residuos depositados en el relleno, los cuales son responsables de la generación del biogás, es indicado que las organizaciones municipales y departamentales se involucren en la financiación de un proyecto que cumple con indicadores financieros, económicos, sociales y ambientales. Adicional a esta situación las entidades encargadas de la administración de los residuos producidos por las sociedades, deben prepararse para realizar los aprovechamientos necesarios de estos recursos que se generarán durante muchos años, desde el mismo nacimiento de los rellenos sanitarios y no esperar que se conviertan en un problema inmanejable y hacer un manejo integral de estos recursos no convencionales.

BIBLIOGRAFÍA

ARBOLEDA VELEZ, Germán. Proyectos Formulación, Evaluación y Control. 2003. Bogotá, Colombia. : AC Editores 2003. 593 P.

AVDT 2007, MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Estudio de prefactibilidad para el aprovechamiento del biogás generado en el relleno sanitario “Don Juanito” del Municipio de Villavicencio, Colombia – Anexo 7. 62 P.

CREG 070 1998, Comisión de Regulación de Energía y Gas, <http://www.creg.gov.co>

HURTADO MORENO, Charlie Enrique. Desregularización del Sector Eléctrico: Experiencias en Chile, Inglaterra y Gales, Argentina, Colombia y España. 2006., 188 P. Trabajo de grado (Ingeniero Electricista). Universidad Nacional de Colombia – Sede Manizales. Facultad de Ingeniería y Arquitectura.

I.S.A. 2002, INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA S.A. E.S.P. El Sector Eléctrico Colombiano: orígenes, evolución y retos 1882 – 1999. Medellín, Colombia. : Prerensa, 2002. 246 P.

ROBEN, Eva. Diseño, construcción, operación y cierre de rellenos sanitarios municipales. Loja, Ecuador: DED, 2002.

TCHOBANOGLIOUS, George ; THEISEN, Hilary y VIGIL, Samuel A. Gestión Integral de residuos sólidos. España : McGraw Hill, 1994. p.434

UPME 2010, UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión. Bogotá, Colombia. : UPME 2010. 186 P.

UPME 2011, Unidad de Planeación Minero Energética., <http://www.upme.gov.co>

WIKIPEDIA 2011, <http://es.wikipedia.org>

XM 2011, Expertos en Mercados S.A., <http://www.xm.com.co>