

**ANALISIS DE VIABILIDAD TECNICO – ECONOMICA PARA LA
GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL PROCESO DE
GASIFICACION DE BIOMASA**

CRISTHIAN ARMANDO ERAZO GOMEZ

DIEGO HERNAN VILLOTA



**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI
2011**

**ANALISIS DE VIABILIDAD TECNICO – ECONOMICA PARA LA
GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA MEDIANTE EL PROCESO DE
GASIFICACION DE BIOMASA**

CRISTHIAN ARMANDO ERAZO GOMEZ

DIEGO HERNAN VILLOTA

**Proyecto de grado presentado ante el programa de pregrado
en Ingeniería Eléctrica como requisito para optar
al título de Ingeniero Electricista**

**Director
Guillermo Andrés Jaramillo M.Sc.
Ingeniero Mecánico**

**Director
Paúl Andrés Manrique M.Sc.
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD DEL VALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
INGENIERÍA ELÉCTRICA
SANTIAGO DE CALI**

2011

NOTA DE ACEPTACIÓN:

Ing. Guillermo Andrés Jaramillo

Ing. Paúl Andrés Manrique

DEDICATORIA

A Dios, por permitirnos culminar nuestra carrera y alcanzar la meta que nos trazamos al inicio de nuestros estudios.

A nuestras familias, las cuales a pesar de los momentos difíciles que hemos pasado, han sido siempre el ejemplo para seguir adelante, servirnos de apoyo constante y tener una voz de aliento para que esto sea un hecho.

A nuestras madres, por su lucha continúa, para ser de nosotros una mejor persona a través de sus consejos, enseñanza y amor, y darnos siempre los ánimos necesarios para continuar en nuestra preparación como profesional.

A nuestros compañeros de clase, por sus valiosos consejos y momentos de estudio, y por su amistad brindada.

Crísthian Armando Erazo Gómez

Diego Hernán Villota Chaves

AGRADECIMIENTOS

Ya cuando este proceso está culminando, se hace difícil, el no tener por escrito la lista de las muchas personas que contribuyeron a que esto sea una realidad. Son varios los seres humanos de los que nos rodean, que nos aprecian, y que nos ayudaron, y sabemos, lo seguirán haciendo para poder lograr cada uno de los objetivos que nos hemos planteado; Por ende y no con el fin de irnos a equivocarnos debemos de agradecer.

Primero a Dios porque nos dio la fortaleza y la sabiduría para cumplir este sueño que empezamos a forjar desde el primer semestre y que a pesar de los inconvenientes que se presentaron a lo largo de la carrera no desfallecimos y siempre miramos hacia al frente.

Queremos darles las gracias a nuestras familias que siempre estuvieron allí para apoyarnos y para brindarnos la confianza necesaria para seguir adelante.

A nuestros directores GUILLERMO ANDRES JARAMILLO M.Sc. y PAUL ANDRES MANRIQUE M.Sc, por el tiempo que nos dedicaron, por sus sugerencias e ideas y por su apoyo.

A nuestros compañeros y amigos, por el apoyo y amistad, por no permitieron que la distancia lograra romper los lazos que nos han unido.

A todos aquellos que de alguna manera nos brindaron su ayuda para culminar nuestros estudios y lograr este objetivo.

CONTENIDO

INTRODUCCION	18
ANTECEDENTES	20
1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE LA BIOMASA	22
1.1. PROCESO DE GASIFICACION DE BIOMASA PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA	23
1.1.1 Biomasa.	24
1.1.2 Gasificación.	24
1.1.2.1 Preparación de la biomasa.	25
1.1.2.1.1 Características de la biomasa	25
1.1.2.1.2 Propiedades físicas de la biomasa.	25
1.1.2.1.4 Composición química de la biomasa.	26
1.1.2.1.5 Densidad aparente del combustible.	26
1.1.2.2 Etapas del proceso de gasificación.....	26
1.1.2.2.1 Etapa de Secado interno.....	27
1.1.2.2.3 Etapa de oxidación o combustión.	29
1.1.2.2.4 Etapa de reducción o gasificación	29
1.1.2.3 Reacciones físicas del proceso de gasificación	29
1.1.2.4 Reacciones químicas del proceso de gasificación.....	29
1.1.2.5 Tecnologías de gasificadores.....	30
1.1.2.5.1 Gasificador de lecho móvil.	30
1.1.2.5.2 Gasificador de lecho móvil en contracorriente o Updraft.....	31
1.1.2.5.3 Gasificador de lecho móvil en corrientes paralelas o downdraft.	31
1.1.2.5.4 Gasificador de lecho fluidizado.	32
1.1.2.6 Agente gasificante y el gas resultante.....	33
1.1.2.7 Tecnologías de limpieza del gas obtenido en el proceso de gasificación.	34

1.1.2.7.1 Limpieza de las partículas sólidas.	35
1.1.2.7.2 Limpieza de alquitranes.	36
1.1.2.7.3 Compuestos de azufre.	36
1.1.2.8 Funcionamiento básico de un gasificador	36
1.2.1 Conversión en energía mecánica.	38
1.2.1.1 Motores de Combustión interna	38
1.2.1.1.1 Suministro de calor a volumen constante o en ciclo Otto.....	40
1.2.1.1.2 Suministro de calor a presión constante, Ciclo diesel	42
1.2.1.1.3 Suministro de calor parte a volumen constante y parte a presión constante. Ciclo mixto.....	43
1.2.1.1.4 Proceso del ciclo mixto ideal.....	44
1.2.2 Conversión en energía eléctrica	45
1.2.2.1 Generadores de corriente continua (DC)	45
1.2.2.1.1 Clasificación de los generadores de DC.	46
1.2.2.2 Generadores de corriente alterna (AC).	47
1.2.2.2.1 Máquina de AC síncrono.....	48
1.2.2.2.2 Máquina de AC Asíncrono.....	49
1.3.1 Elevación de tensión.....	51
CAPITULO 2	52
2. CRITERIOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO DE CADA ETAPA DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DISTRIBUIDA A PARTIR DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN.....	52
2.1. PREPARACION DE LA BIOMASA.....	53
2.1.1 Recolección, transporte y manejo	53
2.1.2. Humedad. Para obtener mayor y mejor cantidad de gas a partir de un lote de bagazo se debe reducir al máximo el contenido de humedad. Este afecta el balance térmico del proceso de gasificación debido a que parte de la energía contenida en el bagazo es utilizado para evaporar el exceso de agua.	54
2.1.2.1 Secado por calor	55
2.1.2.2 Secado por bomba de calor	55

2.1.2.3 Secado por vacío	55
2.1.3 Tamaño de la partícula a gasificar	55
2.1.4. Poder calorífico del bagazo.....	57
2.1.5 Contenido de cenizas	57
2.2 PROCESO DE GASIFICACION	58
2.2.1 Tiempo y velocidad de gasificación.....	59
2.2.2 Temperatura y presión en el gasificador	59
2.2.3 Limpieza del gas obtenido	60
2.2.4 Temperatura del gas	61
2.2.5 Composición del gas de síntesis (poder calorífico y estequiometria).....	61
2.2.6 Característica del agente gasificante	62
2.2.7 Eficiencia del gasificador.....	63
2.2.8 Vida útil.	63
2.3 GENERACION DE ENERGIA.....	64
2.3.1 Conversión energía mecánica	64
2.3.1.1 Calidad y cantidad del metano.....	65
2.3.1.2 Filtrado del gas	66
2.3.1.3 Potencia del motor cuando se utiliza gas pobre. La potencia de un motor que funciona con gas de síntesis está determinada por los siguientes factores.	66
2.3.1.4 Presión.....	67
2.3.1.5 Temperatura.....	67
2.3.1.6 Flujo del gas a la entrada.....	68
2.3.1.7 Costo tecnológico	69
2.3.1.8 Revoluciones y torque.....	69
2.3.1.9 Vida útil.	70
2.3.2 Conversión de energía eléctrica	70
2.3.2.1 Potencia nominal	71
2.3.2.2 Frecuencia.	71
2.3.2.3 Voltaje de línea	71

2.3.2.4 Corriente nominal.....	72
2.3.2.5 Factor de potencia	72
2.4. PERFIL DE DEMANDA.....	72
2.4.1 Demanda de pequeños trapiches	73
2.4.2 Demanda de grandes trapiches	74
CAPITULO 3	75
3. EVALUACION DE LOS COSTOS EL PROCESO DE GASIFICACIÓN DEL BAGAZO DE CAÑA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. 75	
3.1 COSTOS DE CAPITAL (CC).....	76
3.1.1 Costos de obra civil.....	77
3.1.2 Costos para la obra eléctrica	77
3.1.1.4 Costos para imprevistos.....	82
3.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	83
3.2.1 Operación	83
3.2.2 Mantenimiento	84
3.3 COSTOS DE COMBUSTIBLE	84
3.3.1 Cálculo del costo del combustible.....	85
3.4 COSTOS DE REEMPLAZO.....	86
3.5 RESUMEN DE PRESUPUESTOS PARA TRES POTENCIAS ANALIZADAS 88	
CAPITULO 4	91
4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE GASIFICACIÓN DE BAGAZO	91
4.1. PROGRAMA DE SIMULACION HOMER. [42].....	91
4.1.1 Características del programa de simulación HOMER.....	92
4.1.1.1 Simulación	92
4.1.1.2 Optimización	92
4.1.1.3 Análisis de sensibilidad	92
4.2 METODOLOGÍA DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN HOMER.....	93

4.3 SIMULACION DEL PROCESO DE GASIFICACION DEL BAGAZO DE CAÑA.	94
4.3.1 Caracterización del bagazo de caña.....	94
4.3.1.1 Cantidad de bagazo de caña en el año	95
4.3.1.2 Costo por tonelada del bagazo de caña	96
4.3.1.3 Poder calorífico, contenido de humedad y contenido de cenizas del bagazo de caña	97
4.3.2 Estimación de la demanda.....	98
4.3.2.1 Perfil de demanda constante para los trapiches paneleros.....	99
4.3.2.2 Perfil de demanda variable para los trapiches paneleros.....	100
4.3.3 Elaboración de los modelos a simular.....	102
4.3.4 Análisis y resultados.	103
4.3.4.1 Resultados de la simulación	104
CASO 1. Grupo electrógeno DIESEL versus grupo electrógeno mas sistema de gasificación para un trapiche de 25 Kw.....	104
Caso 2. Simulación de un grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche de 25 Kw a partir de un sistema de gasificación.	106
Caso 2.1 Simulación de un grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche de 30 Kw a partir de un sistema de gasificación.	108
4.3.4.2 Análisis de los resultados.....	109
4.4 FACTIBILIDAD ECONOMICA.....	114
CONCLUSIONES	115
RECOMENDACIONES.....	117
BIBLIOGRAFIA.....	118
ANEXOS	122
ANEXO 1: PRESUPUESTO DE LA GOBERNACION DEL VALLE PARA LA ELECTRIFICACION DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL BAJO SAN JUAN (CHACHAJO- AGUACLARA – CHAMAPURO).	122
ANEXO 2a: COSTO DEL BAGAZO DE CAÑA	126
ANEXO 2b: COSTO DEL BAGAZO DE CAÑA	127
ANEXO 3: ASPECTO ECONOMICO	128

ANEXO 4: PERFILES DE DEMANDA	132
ANEXO 5a: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y UN GRUPO ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW	134
ANEXO 5b: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y UN GRUPO ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW	144
ANEXO 5c: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DUAL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW ..	156
ANEXO 5d: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL-BIOGÁS PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW	164

INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Reacción química por nivel de T° en el proceso de pirólisis.....	28
Tabla 2. Poder calorífico, calor específico del bagazo de caña de ingenios azucareros y paneleros en el Valle del Cauca (año 1995).....	57
Tabla 3. Poder calorífico superior (PCS), Poder Calorífico Inferior (PCI), Poder Calorífico Útil (PCU).....	57
Tabla 4. Distribución por tamaños del polvo del gas	60
Tabla 5. Composición del gas de síntesis. [33]	61
Tabla 6. Características de la composición del gas	62
Tabla 7. Cantidades tolerables de polvo, alquitrán y ácidos para los motores de combustión interna.....	66
Tabla 8. Distribución de los Costos Iniciales (Proyecto N°1 – 50kW).	80
Tabla 9. Distribución de los Costos Iniciales (Proyecto N°2 – 75kW).	81
Tabla 10. Distribución de los Costos Iniciales (Proyecto N°3 – 88kW).	82
Tabla 11. Determinación de los costos imprevistos.....	83
Tabla 12. Determinación del capital inicial total.....	83
Tabla 13. Determinación de los costos de mantenimiento por año.	84
Tabla 14. Cálculo del valor de la biomasa para Trapiches Pequeños y Trapiches Grandes.	86
Tabla 15. Precio del bagazo de caña para los pequeños y grandes trapiches.	97
Tabla 16. Propiedades del bagazo de caña	97
Tabla 17. Datos a ingresar al programa HOMER, para la simulación de un sistema de gasificación.....	103

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Proceso de Gasificación.	23
Figura 2. Etapas del proceso de gasificación	27
Figura 3. Proceso de la pirólisis	27
Figura 4. Gasificador de lecho móvil en contracorriente o Updraft	31
Figura 5. Gasificador de lecho móvil en corrientes paralelas o downdraft	32
Figura 6. Gasificador de lecho fluidizado	33
Figura 7. Sistema de limpieza del gas	35
Figura 8. Etapa de Conversión de Energía.	38
Figura 9. Admisión, compresión, combustión y escape en los motores de combustión interna.....	39
Figura 10. Clasificación de los motores de combustión	40
Figura 11. Representación del ciclo de Otto en coordenadas PV	40
Figura 12. Representación del ciclo de Diesel en coordenadas PV.....	42
Figura 13. Representación del ciclo de Mixto en coordenadas PV	43
Figura 14. Partes principales en el Generador de corriente continua DC	46
Figura 15. Generador de DC (independiente, serie, shunt y compuesto)	46
Figura 16. Clasificación de las máquinas de corriente alterna (AC).....	47
Figura 17. Esquema del sistema tradicional de generación de energía eléctrica	50
Figura 18. Esquema de la Generación Distribuida en 3 etapas	50
Figura 19. Esquema de la generación distribuida en 2 etapas	51
Figura 20. Criterios del proceso de generación mediante gasificación de biomasa	52
Figura 21. Reducción del tamaño de la biomasa	56
Figura 22. Criterios técnicos: (proceso de gasificación).....	59
Figura 23. Criterios técnicos para la selección de un motor de combustión interna	65
Figura 24. Criterios técnicos de la conversión de energía eléctrica.....	71
Figura 25. Perfiles de demanda	72

Figura 26. Perfiles de demanda para trapiche pequeños.	73
Figura 27. Costos Asociados al Proyecto.	75
Figura 28. Distribución de los costos que pertenecen al proyecto	76
Figura 29. Distribución de los Costos Iniciales	77
Figura 30. Resumen de presupuesto para una potencia de 50kW.	88
Figura 31. Resumen de presupuesto para una potencia de 75kW	89
Figura 32. Resumen de presupuesto para una potencia de 88kW	90
4.1. PROGRAMA DE SIMULACION HOMER.....	91
Figura 33. Metodología utilizada por el programa HOMER, para el desarrollo de la propuesta económica.	93
Figura 34. Variación de la cantidad del bagazo de caña para pequeños trapiches	95
Figura 35. Variación de la cantidad del bagazo de caña para grandes trapiches	96
Figura 36. Perfil de demanda constante para un trapiche pequeño de 25 kW..	99
Figura 37. Perfil de demanda constante para un trapiche grande de 30 kW ..	100
4.3.2.2 Perfil de demanda variable para los trapiches paneleros.....	100
Figura 38. Perfil de demanda variable para un trapiche pequeño.....	101
Figura 39. Perfil de demanda variable para un trapiche grande	101
Figura 40. Grupo electrógeno DIESEL Vs Sistema de gasificación	104
Figura 41, Optimización de los resultados para un trapiche de 25 kW.	105
Figura 42, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 25 kW.	105
Figura 43, optimización de los resultados para un trapiche de 30 kW.	106
Figura 44, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 30 kW	106
Figura 45. Grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche panelero	106
Figura 46, optimización de los resultados para un trapiche de 25 kW.	107
Figura 47, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 30 kW	107
Figura 48, optimización de los resultados para un trapiche de 30 kW.	108
Figura 49, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 30 kW.	109

INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1: PRESUPUESTO DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS.....	122
ANEXO 2a: COSTO DEL BAGAZO DE CAÑA	126
ANEXO 2b: COSTO DEL BAGAZO DE CAÑA	127
ANEXO 3: ASPECTO ECONOMICO	128
ANEXO 4: PERFILES DE DEMANDA	132
ANEXO 5a: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y UN GRUPO ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW	134
ANEXO 5b: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y UN GRUPO ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW	144
ANEXO 5c: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL-BIOGÁS PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW	156
ANEXO 5d: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL-BIOGÁS PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW	164

INTRODUCCION

Actualmente la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable ha tomado gran importancia en el mundo a raíz del agotamiento de los recursos petroleros y por los esfuerzos en reducir las emisiones de carbono para mitigar los efectos del calentamiento global.

Una de las fuentes de energía renovable es la biomasa que se puede usar como combustible para la generación de electricidad y de calor.

En este documento se plantea el uso del bagazo de la caña de azúcar, elemento derivado de la molienda de los trapiches paneleros, para la generación de energía eléctrica.

La tecnología para conversión del bagazo en gas y posteriormente en energía es conocida como **gasificación**, Por medio de este proceso se pretende que el trapiche se auto-sostenga eléctricamente; es decir, no dependa del suministro de la red eléctrica salvo en ocasiones de extrema necesidad o emergencia.

Para lograr que este proceso de gasificación se implementado se debe tener en cuenta una serie de criterios técnicos, los cuales son expuestos en detalle a lo largo de este documento.

Además este estudio pretende que se haga un análisis de las energías renovables en Colombia, particularmente la generación de energía eléctrica a través de la biomasa específicamente en aquellos sectores en donde haya gran producción de ésta y que además no cuente con el servicio de energía eléctrica, dando pie a lo que se conoce como **generación distribuida**.

Otra de las características de este estudio es que permite un análisis económico sobre los resultados de las inversiones realizadas a un tiempo determinado, dichas inversiones son los costos de producción del recurso de biomasa, análisis tecnológico, costos de inversión y de producción de energía.

Cabe resaltar que se encontró dificultades en el acceso a la información económica de ciertos componentes del sistema de generación, por lo cual se procedió a realizar estimaciones generales; uno de estos casos es el de la

demanda eléctrica de los trapiches paneleros pues las investigaciones que se realizan casi nunca están encaminadas a solucionar las necesidades de este sector industrial, sino que su enfoque por lo general es a la solución de los problemas de los grandes Ingenios azucareros.

No obstante, existen distintos factores técnicos, ambientales, sociales, culturales y económicos para elegir el gas que se obtiene de biomasa y el proceso de gasificación como un **proceso viable** en la generación de energía eléctrica.

ANTECEDENTES

DEFINICION DEL PROBLEMA

Por la actual problemática energética que atraviesa el planeta dependiendo enteramente del uso de los combustibles fósiles para la obtención de energía, se ha comenzado a investigar caminos alternos para su obtención. Pensando en el marco de las energías renovables se trabajará en la de generación de energía eléctrica distribuida a partir del proceso de gasificación con productos residuales de biomasa.

Para este proyecto se analizará el uso de la biomasa residual de la caña de azúcar producida en pequeños trapiches paneleros.

Este estudio permitirá presentar un resultado técnico-económico sobre la viabilidad de potencializar energéticamente el bagazo mediante el proceso de gasificación para que se pueda usar como combustible de un motor que haga la función de máquina motriz o alimentador para una turbina de un generador eléctrico.

JUSTIFICACIÓN

La generación de energía eléctrica a nivel mundial es un factor importante para el desarrollo de los países y de sus regiones, con base a esta se promueve la industrialización, la educación, la economía y la salud, debido a que muchos de estos no cuentan con los recursos hídricos suficientes para cubrir su demanda, nace la necesidad de identificar y estudiar las fuentes de generación eléctrica alternativas, tales como la energía solar, la energía eólica, la energía mareomotriz, la energía nuclear o la energía a partir de biogás obtenido de biomasa, carbón o gas natural.

También está la necesidad de promover estos recursos para llevar energía eléctrica a lugares apartados de difícil acceso para la interconexión eléctrica nacional y en donde es más fácil la utilización de uno de estos sistemas alternativos o simplemente como el aprovechamiento de recursos potencialmente energéticos y que no se usen, un claro ejemplo se puede ver en Colombia en el sector azucarero en el Valle del Cauca el cual genera gran

cantidad de biomasa residual (bagazo) muchas veces no utilizada y que puede servir para la generación de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica con el recurso de la biomasa se puede hacer por distintos procesos; uno de ellos es el de Gasificación, **lo cual no es nuevo en Colombia**, pero su aplicación solamente ha estado ligada a los grandes productores de biomasa residual como son los Ingenios azucareros.

Con base en este estudio se pretende es buscar la viabilidad del proceso de gasificación para generación de energía eléctrica a partir del bagazo de la caña de azúcar u otro residuo que se produzca en su cultivo no solo en grandes ingenios sino también para pequeños trapiches, dando pie a la generación de empleo, a reducir gastos por compra de energía, además de estar contribuyendo con el buen uso del medio ambiente.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL.

Realizar un análisis técnico-económico de la viabilidad de la generación de energía eléctrica distribuida mediante el proceso de Gasificación de biomasa residual de trapiches paneleros.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Revisión bibliográfica de los antecedentes correspondientes a la gasificación de la biomasa para la generación de energía eléctrica distribuida
- Identificar las etapas de la generación de energía eléctrica distribuida mediante el proceso de gasificación.
- Definir los criterios técnicos a considerar en el diseño de cada etapa del proceso de generación de energía eléctrica distribuida a partir del proceso de gasificación.
- Seleccionar el proceso de gasificación que se va a utilizar para la generación de energía eléctrica.
- Determinar los costos de producción de energía eléctrica usando la herramienta computacional Homer©

CAPITULO 1

1. PRODUCCIÓN DE ENERGÍA A PARTIR DE LA BIOMASA

La biomasa se considera una fuente renovable de energía porque su valor proviene del sol. A través del proceso de fotosíntesis, la clorofila de las plantas captura su energía, y convierte el dióxido de carbono (CO_2) del aire y el agua del suelo, en carbohidratos para formar la materia orgánica. Cuando estos carbohidratos se queman, regresan a su forma de dióxido de carbono y agua, liberando la energía que contienen. De esta forma la biomasa almacena la energía solar en el mismo nivel en que se consume, además por ser este un proceso propio de la naturaleza, asegura una permanencia constante.

En la actualidad la aplicación de tecnologías alternativas para la producción de energía a partir de recursos renovables. Se fundamenta en dos factores el primero es la demanda energética mundial, la cual tiene dependencia del petróleo, el carbón y el gas. Lo que ha generado conflictos de orden político (guerras entre naciones). Y de esta forma la evolución ascendente en los últimos años del precio del petróleo y su tendencia al agotamiento en las explotaciones de este recurso. El segundo factor es el cambio climático que se produce por las emisiones de dióxido de carbono, azufre, etc. que constituyen un riesgo múltiple para la agricultura y las actividades humanas.

Las fuentes de biomasa que se usan para la producción de energía son los residuos de la industria forestal y la agricultura, los desechos urbanos y las plantaciones energéticas, las cuales se usan generalmente, para procesos modernos de conversión que involucran la generación de energía a gran escala, enfocados hacia la sustitución de combustibles fósiles.

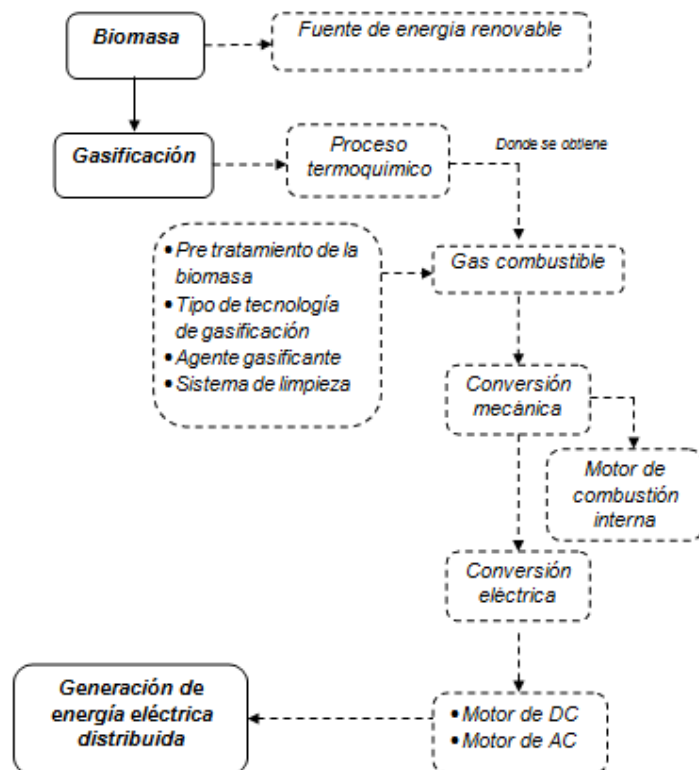
La forma más común de utilizar la energía de la biomasa ha sido por medio de la combustión directa, dicho de otra forma quemándola en hogueras a cielo abierto, en cocinas artesanales o en las calderas; una se vez se quema esta se convierte en calor para suplir las necesidades de calefacción, cocción de alimentos, producción de vapor y generación de electricidad.

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la conversión de la biomasa en energía; en la actualidad, algunos de estos sistemas están establecidos comercialmente y se encuentran totalmente disponibles, otros todavía requieren ciertas mejoras técnicas y que sus costos disminuyan, otros necesitan un financiamiento a largo plazo que permita el desarrollo de técnicas sostenibles. Dentro de estos procesos se encuentran. Pirolisis, gasificación, fermentación alcohólica y la digestión anaerobia.

1.1. PROCESO DE GASIFICACION DE BIOMASA PARA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA

En la figura 1, se muestra el conjunto de pasos que se requieren para el proceso de gasificación, orientada a la generación distribuida.

Figura 1. Proceso de Gasificación.



1.1.1 Biomasa. En Colombia se tienen estudios preliminares de producción de caña de 76 mil toneladas por día¹, es decir 27`360.000 toneladas al año; de las cuales aproximadamente el 20% es bagazo. Estas son llevadas a las calderas para que sirva como combustible y produzca el vapor de alta presión que se emplea en las turbinas de los molinos para lograr su movimiento en los turbogeneradores para producir la energía eléctrica requerida por el ingenio y en algunos casos vender la energía a la red pública si hay un exceso de esta, además el bagazo de caña puede emplearse para la fabricación de papel entre otros. [1]

El proceso de generación de energía que emplean los ingenios actualmente a partir de este recurso es la combustión directa; proceso que entrega buenos resultados, pero que pueden mejorarse cambiando la tecnología para la producción de energía. La gasificación de bagazo es un proceso que teóricamente ofrece mejores resultados en comparación con la combustión directa. Cabe tener en cuenta que este proceso tiene muchos años de desarrollo a nivel mundial, pero en Colombia su implementación ha sido muy poca. A continuación se hablará de este proceso.

1.1.2 Gasificación. La gasificación es un proceso termoquímico en el que la materia orgánica se transforma en un gas combustible de bajo poder calorífico, mediante una serie de reacciones que ocurren a una temperatura determinada en presencia de un agente gasificante. Este gas combustible se utiliza para la generación de energía mecánica, eléctrica o calorífica.

El gas combustible o gas de síntesis contiene una mezcla de gases, compuesto básicamente por CO, H₂, CO₂, metano, vapor de agua y en menor cantidad otros hidrocarburos pesados y alquitranes, los cuales pueden variar de acuerdo a las siguientes etapas: [2]

- Preparación de la biomasa
- Proceso de gasificación

¹ GARCES, Rosa Virginia. MARTINEZ, Sandra Viviana. Estudio del poder calorífico del bagazo de caña de azúcar en la industria azucarera de la zona de Risaralda, Pereira 2007

1.1.2.1 Preparación de la biomasa. La biomasa utilizada en el proceso de gasificación estará dentro de ciertos rangos de características físicas y químicas las cuales son: [3]

- Características de la biomasa
- Propiedades físicas de la biomasa
- Composición química de la biomasa
- Densidad aparente del combustible.

1.1.2.1.1 Características de la biomasa. La principal característica de la biomasa es el poder calorífico, el cual determina el contenido energético y por ende la eficiencia del proceso con el que se desea trabajar, en este caso es la gasificación. Este calor se mide en Joule o julio, caloría o BTU, dependiendo del sistema de unidades. Entre los productos de la combustión está presente vapor de agua, el cual dependiendo de la temperatura de los productos, puede permanecer como vapor o se puede condensar completamente. A medida que el vapor se condensa libera calor, mientras más condensado mayor calor se estará obteniendo del combustible. Esto permite diferenciar entre Poder Calorífico Inferior (PCI) y Poder Calorífico Superior (PCS). El Poder Calorífico Inferior (PCI) indica la cantidad de calor que puede proporcionar el combustible cuando toda el agua en los productos permanece como vapor, mientras el Poder Calorífico Superior (PCS) refleja el calor que puede liberar el combustible cuando toda el agua en los productos se condensa. [1]

1.1.2.1.2 Propiedades físicas de la biomasa. Un aspecto importante para tener en cuenta en el proceso de gasificación es el tamaño de la biomasa (homogéneo y pequeño), para que las reacciones se produzcan a una velocidad adecuada y en volumen razonablemente pequeño. Porque un tamaño pequeño permite aumentar la calidad del gas de síntesis, reducir el tamaño del reactor o bien aumentar el tiempo de permanencia para el picado de las fracciones más pesadas y condensables (alquitranes).

Cabe mencionar que un tamaño excesivamente pequeño puede hacer que la biomasa se atasque en los conductos o que sea arrastrada junto con las

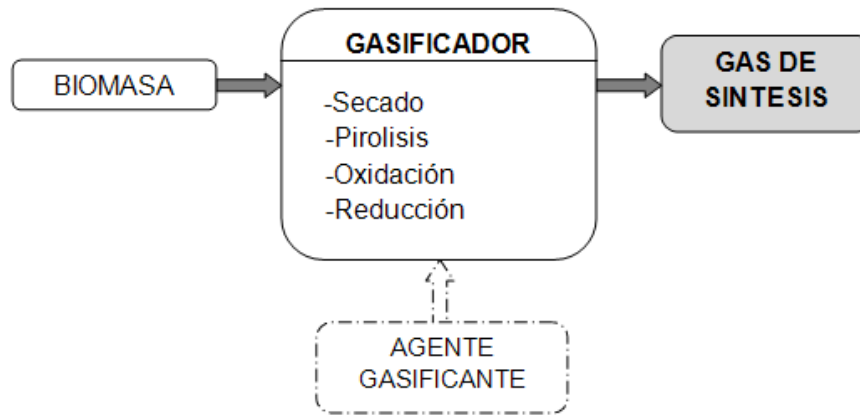
cenizas volantes al exterior del reactor antes de tiempo, se puede decir que en cada gasificador se precisa de un tamaño de partícula determinado el cual en la mayoría de los casos no debe ser menor de 2-3 mm de diámetro. [4]

1.1.2.1.4 Composición química de la biomasa. Este aspecto hace referencia al secado para la extracción de la humedad de la biomasa que se desea gasificar. Por ejemplo si hay un exceso de secado de biomasa es más costoso en términos energéticos y económicos, además es más fácil que se recupere la humedad al entrar en contacto con el aire y la humedad facilita la formación de hidrógeno; aunque se reduzca la eficiencia. También se debe tener en cuenta que si hay un gran contenido de humedad en la biomasa se necesita mayor cantidad de agente gasificante. Un gas de síntesis que proceda de una biomasa húmeda contiene cantidades relativamente altas de vapor, hidrógeno y nitrógeno, comparado con una biomasa seca. [4]

1.1.2.1.5 Densidad aparente del combustible. La densidad aparente se define como el peso por unidad de volumen de combustible simplemente apilado. Los combustibles de alta densidad aparente tienen ventajas porque representan un alto valor de energía por volumen. Consecuentemente, estos combustibles necesitan menos espacio de depósito para un tiempo dado de recarga. Los combustibles de baja densidad aparente dan lugar a veces a un caudal insuficiente de gas lo que se traduce en valores caloríficos del gas reducido y finalmente en la combustión de la materia prima en la zona de reducción. La densidad aparente varía de forma importante con el contenido de humedad y con el tamaño de las partículas del combustible. [5]

1.1.2.2 Etapas del proceso de gasificación. En el proceso de gasificación tiene lugar una gran variedad de reacciones que ocurren en la biomasa a través del gasificador, cuyo orden e importancia relativa dependen de las condiciones de operación y del agente gasificante utilizado. A continuación se presentan estas etapas en la figura 2. [6]

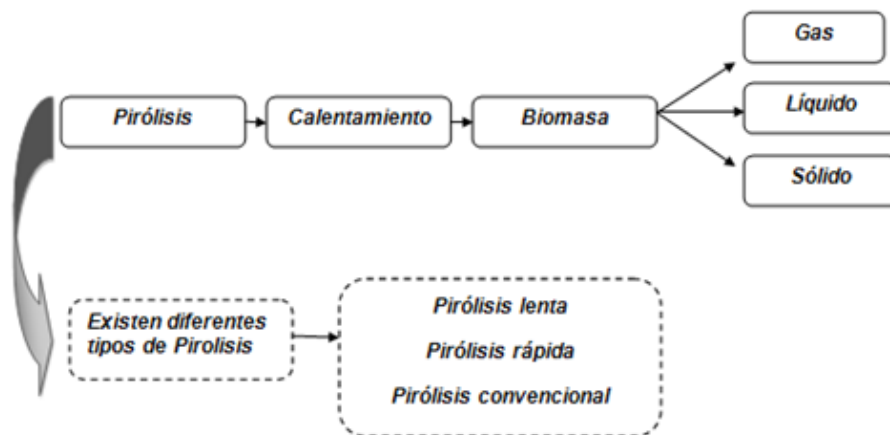
Figura 2. Etapas del proceso de gasificación



1.1.2.2.1 Etapa de Secado interno. En esta etapa el calentamiento se realiza a una temperatura de 100 °C, provocando el secado de la biomasa por evaporación del agua. El porcentaje de humedad extraído en esta etapa es alrededor del 80%.

1.1.2.2.2 Etapa de Pirolisis (volatilización). Esta etapa consiste en la descomposición térmica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno u otros agentes gasificante generándose cantidades variables de gases (gas de síntesis), líquidos (alquitranes y aceites) y residuo carbonoso o char. El rango al cual ocurre este proceso está comprendido entre 100 y 900 °C. Esta etapa está representada en la figura 3.

Figura 3. Proceso de la pirólisis



En la Tabla 1, la cual se muestra a continuación se presentan las reacciones por nivel de temperatura que se producen en la etapa de Pirolisis.

Tabla 1. Reacción química por nivel de T° en el proceso de pirólisis. [7]

Temperatura (rango °C)	Reacción química
100-120	Deshidratación
250	Desoxigenación y desulfuración, disociación molecular de agua y dióxido de carbono, comienza la liberación de sulfuro de hidrogeno
340	Rotura de enlaces en compuestos alifáticos ligeros
380	Fase de carbonización. Concentración de carbón en los residuos
400	Rotura de enlaces C-O y C-N
400-600	Descomposición de los materiales bituminosos. Generación de aceites y alquitranes. Carbonización de baja temperatura
600	Cracking de los materiales bituminosos. Generación de hidrocarburos gaseosos de cadena corta e hidrocarburos aromáticos (derivados del benceno)
>600	Generación de compuestos aromáticos volátiles

La cantidad y composición de los productos que se obtienen a través de la pirólisis como el gas de pirólisis, alquitranes y carbón, dependen en gran medida de las condiciones en que se realice este proceso tales como la temperatura, tiempo de residencia y velocidad de calentamiento principalmente.

Debido al alto contenido de sustancias volátiles de biomasa durante la pirolisis se consume alrededor del 80 % del combustible y se produce un volumen de gases y vapores que superan en aproximadamente unas 10^3 veces el volumen del sólido, esto se da por la baja densidad del gas a altas temperaturas.

1.1.2.2.3 Etapa de oxidación o combustión. La combustión es el proceso en el cual se produce la oxidación completa del combustible. Esta oxidación se presenta gracias al agente gasificante que conlleva a reacciones de oxidación tanto homogéneas como heterogéneas, fundamentalmente exotérmicas, mediante las que se genera la energía en forma de calor necesario para que el proceso se mantenga.

1.1.2.2.4 Etapa de reducción o gasificación. En esta etapa se produce una conversión de la biomasa en un gas combustible, que actúa como portador de energía, mediante una oxidación parcial a alta temperatura, La figura 4 representa esta etapa.

Como se ha mencionado anteriormente, en la tecnología convencional de combustión la biomasa se quema utilizando un exceso de aire para asegurar una combustión completa; sin embargo en el proceso de gasificación la cantidad de oxígeno generalmente es de un quinto a un tercio de la cantidad requerida teóricamente para la combustión completa.

El principal producto del proceso es un gas combustible, cuyo poder calorífico varía dependiendo del agente gasificante y del contenido en humedad del combustible.

Con base en las características expuestas anteriormente a continuación se presentan los fundamentos teóricos de la gasificación por medio de las reacciones que ocurren dentro del gasificador

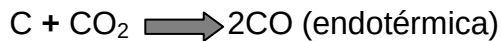
1.1.2.3 Reacciones físicas del proceso de gasificación

Biomasa + Calor $\longrightarrow$ Residuo Sólido + Líquidos + Gases (endotérmica)

Líquidos + Calor $\longrightarrow$ Gases (endotérmica)

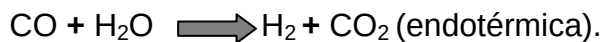
1.1.2.4 Reacciones químicas del proceso de gasificación

$C + H_2O \longrightarrow CO + H_2$ (endotérmica)

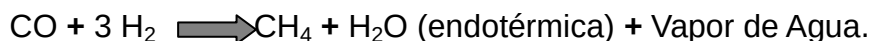


Esta última reacción es ligeramente exotérmica pero muy lenta, excepto a alta presión. Las reacciones gas-gas que tienen lugar en la etapa posterior son importantes para la calidad del gas final.

Así, la reacción agua-gas tiene influencia sobre la relación CO/H_2 , que puede ser importante si el gas de proceso tiene como uso final la síntesis de un producto químico,



Adicionalmente, la reacción de metanización incrementa el poder calorífico del gas, pero es muy lenta excepto a alta presión,



El resultado final del proceso es un gas que tiene como constituyentes principales monóxido de carbono, hidrógeno, nitrógeno, dióxido de carbono, vapor de agua e hidrocarburos o alquitranes (o tars).

CO_2 $\longrightarrow$ Se produce en la combustión y la descomposición del material
 H_2O $\longrightarrow$ producido en la combustión, la descomposición del material más la humedad del material y el que se introduce al reactor. [8]

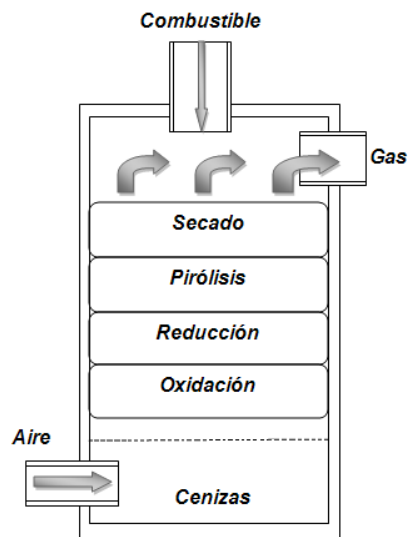
1.1.2.5 Tecnologías de gasificadores. La elección del tipo de gasificador depende de diversos factores como son el tamaño de la biomasa, la densidad del combustible a procesar, la capacidad de procesamiento y la calidad deseada en el gas obtenido.

1.1.2.5.1 Gasificador de lecho móvil. Dependiendo del sentido relativo de las corrientes del combustible (biomasa) y del agente gasificante, este tipo de gasificador se subdivide en dos. Cuando las corrientes son paralelas, el

gasificador se denomina “downdraft” o de corrientes paralelas. Cuando circulan en sentido opuesto se denomina “Updraft” o de contracorriente.

1.1.2.5.2 Gasificador de lecho móvil en contracorriente o Updraft. En este gasificador los componentes sólidos y los gases se mueven en sentidos contrarios, normalmente el sólido descendente y el gas de forma ascendente. Este gasificador es de fácil construcción y operación además su eficiencia térmica es alta. Posee una baja temperatura de salida del gas lo cual es adecuado para la combustión directa. El principal inconveniente que presenta este tipo de gasificador es que el gas producido contiene alquitranes y condensables producidos en el proceso de pirólisis inicial de las partículas; por tal motivo el proceso de limpieza del gas puede volverse tecnológicamente complejo y económicamente costoso. A continuación se presenta el funcionamiento de este gasificador en la figura 5. [9]

Figura 4. Gasificador de lecho móvil en contracorriente o Updraft²



1.1.2.5.3 Gasificador de lecho móvil en corrientes paralelas o downdraft. En el gasificador de corrientes paralelas el sólido y gas se mueven en el mismo sentido, normalmente descendente. La principal característica de este tipo de reactor es que todos los productos procedentes de la zona de pirólisis son

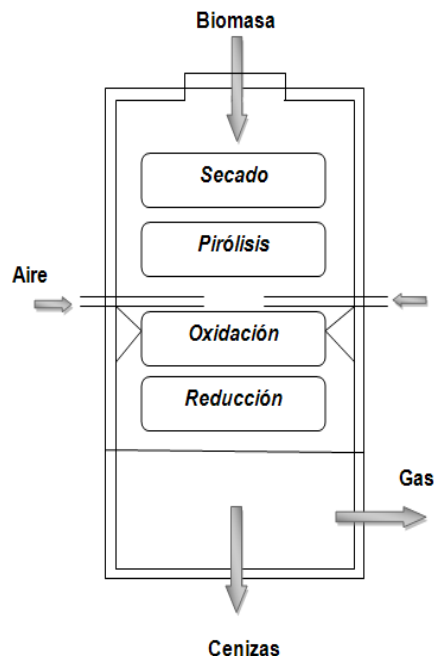
²

Modificado de HOS, J.J. GROENEVELD, M. J. Biomass – Regenerable Energy, editado por HALL, D. O. y OVEREND, R. P., John Wiley&Sons Ltd, 1987.

forzados a pasar por la zona de oxidación. De esta forma los tars pasan a hidrocarburos ligeros y a gases de pesos molecular bajo, como son el CO y el CH₄.

El gas obtenido sale del gasificador a 700 °C y contiene alrededor de 1g/Nm³ de tars. Así, aunque siempre sea necesario un sistema de limpieza del gas, es muy interesante su uso en motores de combustión interna. La principal desventaja de este reactor frente al gasificador en contracorriente es la alta temperatura del gas de salida, originando una eficiencia más baja. El funcionamiento de este gasificador se presenta en la figura 6. [10]

Figura 5. Gasificador de lecho móvil en corrientes paralelas o downdraft ³



1.1.2.5.4 Gasificador de lecho fluidizado. Este tipo de gasificador permite la posibilidad de trabajar con diferentes tipos de biomasa. Presenta un gran rendimiento termodinámico, facilidad y seguridad en la operación y

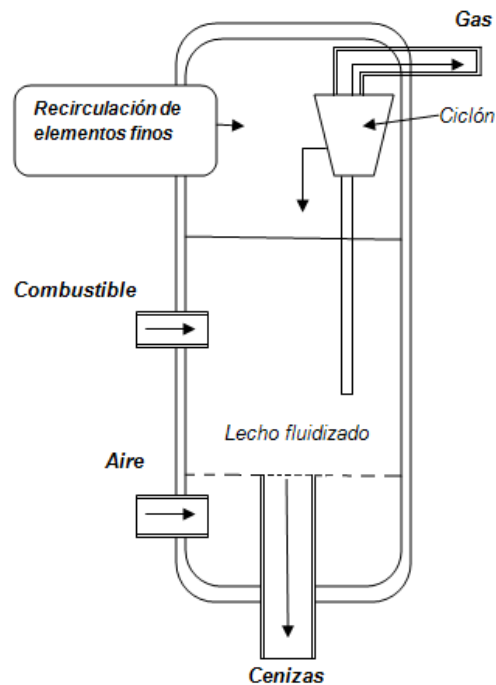
³

Tomado del artículo de Rafael BibaoDuñabeita. Grupo de Procesos Termoquímicos. Instituto de Investigación en Ingeniería en Aragón (I3A). UNIVERSIDAD DE ZARAGOZA

mantenimiento, por tener muy poco combustible acumulado en el interior del gasificador.

Los gasificadores de lecho fluidizado se pueden clasificar atendiendo a la variable de operación “velocidad de fluidización” en lecho fluidizado burbujeante (velocidad de fluidización de 1-2 m/s) y lecho fluidizado circulante (velocidad de fluidización mayor de 5 m/s). En la siguiente figura 7 se presenta el funcionamiento de este gasificador. [11]

Figura 6. Gasificador de lecho fluidizado⁴ [12].



1.1.2.6 Agente gasificante y el gas resultante. El agente gasificante es un medio gaseoso que reacciona con el combustible sólido o la materia orgánica desencadenando una serie de reacciones heterogéneas y homogéneas en el proceso de gasificación.

⁴ Tomado y Modificado de. GONZÁLEZ G, Manuel. Sistema de generación eléctrica con pila de Combustible de óxido sólido alimentado con Residuos forestales y su optimización mediante Algoritmos basados en nubes de partículas. 2008

El gas de síntesis obtenido en el proceso de gasificación varía su composición y poder calorífico de acuerdo al agente gasificante con el que se está trabajando (aire, oxígeno, aire enriquecido con oxígeno, vapor de agua o hidrógeno).

Si en la gasificación de la biomasa, se emplea aire como agente gasificante, se obtiene un gas de bajo poder calorífico aprovechable con fines energéticos. Empleando oxígeno se obtiene un gas de menor poder calorífico pero de mayor calidad que se puede emplear como combustible o en la síntesis de metanol. Mientras que aplicando vapor de agua se obtiene un gas rico en H_2 y CO apto para la síntesis de gasolinas, metanol, etc.

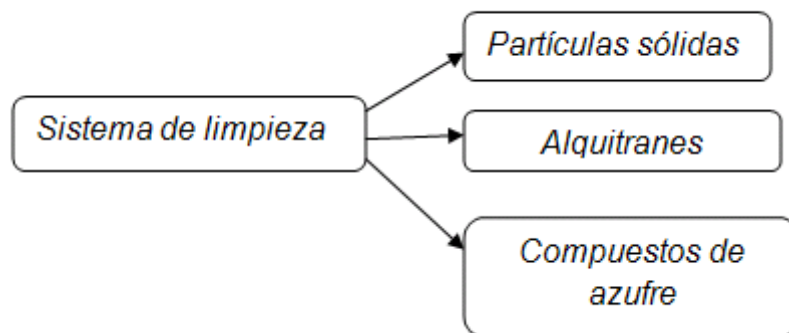
Por último, en el caso de emplear hidrógeno, se obtiene un gas con alto porcentaje de metano que puede llegar a sustituir al gas natural.

Es necesario tener en cuenta las características de entrada (composición, tamaño, humedad, densidad, etc.) del agente gasificante, porque de este también depende la temperatura y la presión de funcionamiento, la velocidad de calentamiento y el tiempo de permanencia de los gases en el gasificador, etc. [13]

1.1.2.7 Tecnologías de limpieza del gas obtenido en el proceso de gasificación. Los gases obtenidos del proceso de gasificación pueden estar contaminados con partículas sólidas o con alquitrán. Los cuales afectan el uso final del gas y el equipo empleado para la obtención de este. Cabe tener en cuenta que en principio el alquitrán puede ser consumido por cualquier equipo, dando como resultado el incremento del poder calorífico del gas, pero si no se separa de la corriente gaseosa hasta unos límites tiende a causar problemas significativos debidos a su condensación y deposición, provocando atascos en tuberías y mal funcionamiento en los aparatos para el aprovechamiento del gas. Así mismo su combustión puede producir problemas de corrosión debido al alto porcentaje de compuestos oxigenados que contienen. [8]

Para realizar la eliminación de los alquitranes y de las partículas sólidas que acompañan al gas obtenido en la gasificación. Este se debe realizar a altas o bajas temperaturas, para aprovechar que los alquitranes y los aceites se condensen. A continuación se presentan estos procedimientos en la figura 8.

Figura 7. Sistema de limpieza del gas.



1.1.2.7.1 Limpieza de las partículas sólidas. Están formadas principalmente por carbono y cenizas que puede contener compuestos como metales alcalinos, que son removidos usando los sistemas a baja temperatura que incluyen ciclones, lavadores, precipitadores electrostáticos (ESP) y filtros. Los ciclones son los sistemas más económicos y antiguos, y son considerados sistemas de pre-separación. Su eficiencia de separación está alrededor de 90% para partículas $>5 \mu\text{m}$. Los lavadores presentan mejor eficiencia de remoción que los ciclones y remueven partículas $>0.5 \mu\text{m}$. También son usados para remover ácidos y otros contaminantes como el SO_2 . Existen varios tipos de lavadores, tales como el Venturi y las torres empacadas los más usados para remover partículas con eficiencias $>98\%$. Los lavadores spray son más usados para remover ácidos, sin embargo existen estudios de uso para remover partículas. Los sistemas de filtración son los filtros de talega (textiles), filtros de barrera rígida (cerámicos y metálicos) y filtros de lecho granular (por ejemplo arena). Los filtros granulares ofrecen altas eficiencia para partículas y alquitrán pesado ($>90\%$). Los filtros de talega y de barrera rígida presentan eficiencias cercanas al 100%, en la remoción de partículas ($<1 \mu\text{m}$), pueden operar a baja y alta temperatura y usualmente son usados en combinación con lavadores. Los precipitadores electrostáticos (ESP) presentan eficiencias muy altas en la remoción de particulado (98%), sin embargo su uso a nivel industrial es limitado debido a costos. [14]

1.1.2.7.2 Limpieza de alquitranes. Para poder realizar la limpieza de alquitranes se debe tener en cuenta que la concentración de este, depende del tipo de tecnología de gasificación que utilice, del tiempo de residencia, de la temperatura del gasificador. Esta última es de suma importancia debido a que si se presenta una menor temperatura en el proceso de gasificación hay mas presencia de alquitranes. Además se debe tener en cuenta el tipo de combustible que se gasifica, ya que a más cantidad de volátiles, más alquitranes. Los métodos que se utilizan para la eliminación de los alquitranes son mediante los procesos químicos (craqueo térmico o catalítico) y procesos físicos. Los lavadores son los equipos de remoción física más usados, con eficiencias >95%. Otros equipos que también han sido usados son los precipitadores electrostáticos (EPS) y ciclones. Los métodos de craqueo son usados para destruir el alquitrán, a altas temperaturas (>750 °C), siendo muy común el uso de catalizadores como dolomita, zeolita y Ni en el caso de craqueo catalítico con eficiencias >98% o superior a 900 °C para craqueo térmico. [14]

1.1.2.7.3 Compuestos de azufre. El azufre contenido en la biomasa es transformado en H_2S y en menor medida en COS durante la gasificación. Los procesos de remoción a baja temperatura incluyen absorción, métodos biológicos y oxidación selectiva. La absorción se realiza mediante el uso de lavadores, la absorción y oxidación con el uso de absorbentes como carbón activado, carbonato de potasio, ZnO , Fe_2O_3 hidratada en reactores de lecho fijo o lecho fluidizado. [14]

1.1.2.8 Funcionamiento básico de un gasificador. De acuerdo a los anteriores procedimientos que se deben tener en cuenta en el proceso de gasificación, a continuación se presenta el funcionamiento de este. Primero se debe homogenizar el tamaño de la biomasa, luego depositarla en el tanque del gasificador, ahí entra en una etapa de secado para quitarle la humedad.

Cabe tener en cuenta que en esta etapa no se producen reacciones químicas, sino que solo se está emitiendo vapor de agua a una temperatura de 40 y 100°C.

La siguiente etapa es la pirolisis, en donde la biomasa prácticamente es quemada lentamente a alta temperatura aproximadamente 400°C sin presencia de oxígeno. De esta etapa se obtienen residuos carbonosos y gases condensables como los hidrocarburos ligeros y pesados. También se obtienen gases no condensables como el metano, vapor de agua, monóxido de carbono, hidrógeno y dióxido de carbono.

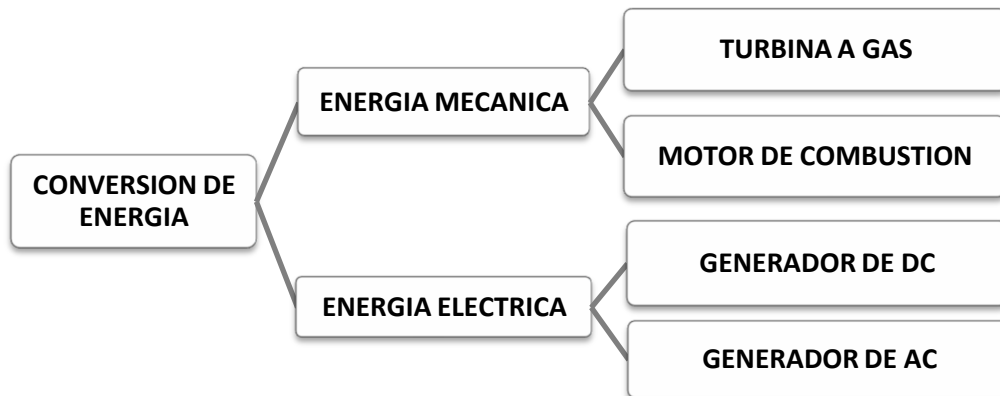
Luego se pasa a la etapa de combustión, en la cual se encuentra ubicada la entrada del agente gasificante. En esta etapa el combustible se quema y reacciona exotérmicamente con el agente gasificante para producir dióxido de carbono, la temperatura en la zona combustión sube hasta que la relación de incremento de calor se balancea con la relación de la perdida de calor. La temperatura de la zona de combustión normalmente llega a un punto que está entre los 900°C y los 1300°C. Si hay presencia de hidrogeno en la zona de combustión también reacciona con el agente gasificante, dando como resultado secundario vapor de agua.

Después de este procedimiento los gases pasan a la zona de reducción, la cual se encuentra junto a la zona de combustión. En esta etapa se tiene en cuenta, que con la oxidación parcial del combustible mediante el agente gasificante, se genera el calor necesario para el proceso del gas síntesis, el cual es aprovechado para la generación de energía eléctrica. Pero teniendo en cuenta que antes se debe contar con un sistema de filtrado, el cual es importante para este proceso de gasificación.

1.2 ETAPA DE CONVERSION DEL GAS DE SINTESIS EN ENERGIA ELECTRICA

Para la obtención de energía eléctrica del proceso de gasificación se debe tener en cuenta dos etapas de conversión. Las cuales se muestran en la figura 9. La primera etapa se debe hacer de forma mecánica por medio de un motor de combustión interna o una turbina de gas. Posterior a esta se debe realizar la segunda etapa, la cual se basa en la conversión de energía por medio de una maquina eléctrica.

Figura 8. Etapa de Conversión de Energía.

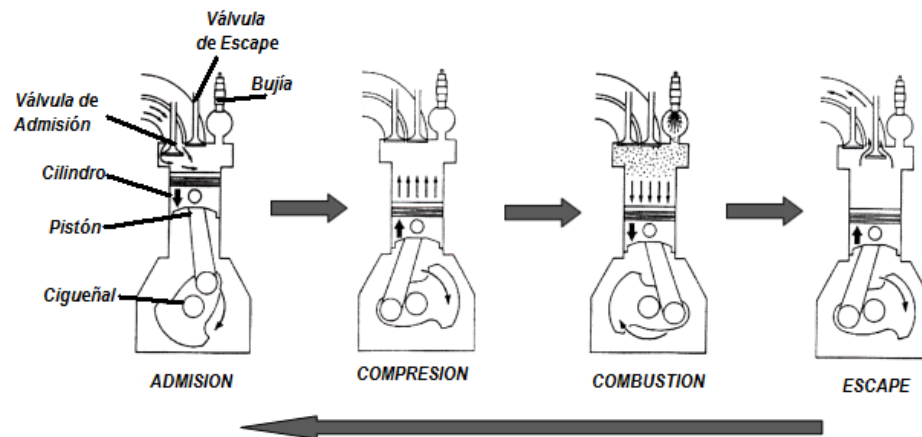


Con base a este esquema se procede a hablar de estas etapas

1.2.1 Conversión en energía mecánica. La producción de energía mecánica se puede obtener dos formas, mediante una turbina de gas y mediante motores de combustión interna. Cabe mencionar que el uso de una turbina de gas se basa especialmente para grandes aplicaciones. Ya que si se utiliza para pequeñas aplicaciones es muy costoso su uso. Por esta razón solo se hablara en detalle del motor de combustión interna.

1.2.1.1 Motores de Combustión interna. Los motores de combustión interna son máquinas térmicas cuyo cuerpo de trabajo inicial es una mezcla de aire y combustible que al entrar en contacto con el suministro de calor entra en combustión generando los gases de combustión, los cuales en un proceso de expansión fuerzan al pistón a que se desplace dentro del cilindro, este desplazamiento se transforma en un movimiento circular en el cigüeñal. El movimiento circular del motor es transmitido a dos válvulas que se encargan de la admisión y el escape del cuerpo de trabajo. Este desplazamiento del pistón origina una energía mecánica que después es expulsada al medio en forma de calor. El ciclo de los motores de combustión interna que se utilizan en la generación de energía eléctrica generalmente está formado por 4 procesos, los cuales se muestran en la figura 10.

Figura 9. Admisión, compresión, combustión y escape en los motores de combustión interna⁵.



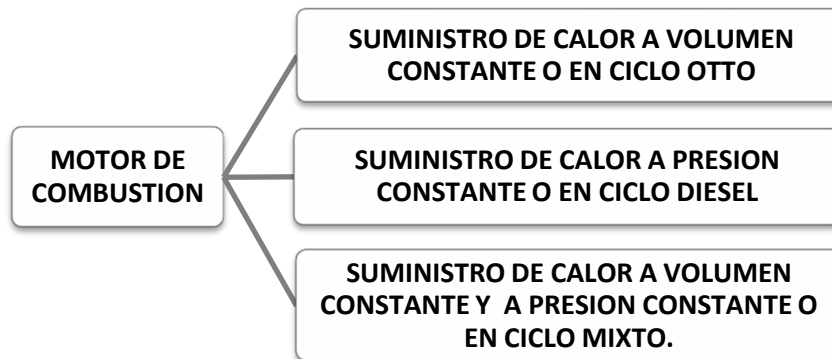
Con base a este diagrama se debe tener cuenta que existen algunos ciclos que se pueden realizar en 2 tiempos:

Este tipo de ciclo consiste en que el tiempo de compresión se realiza la admisión y la mezcla del cuerpo de trabajo paralelamente a este. Y el otro tiempo se realiza la etapa de expansión y la de expulsión de los gases de combustión. Teniendo en cuenta que los motores de combustión se pueden clasificar de acuerdo a la forma en que se realiza el suministro del cuerpo de trabajo. A continuación se muestra en la figura 11, estas clasificaciones y posteriormente se habla de cada una de ellas.

⁵

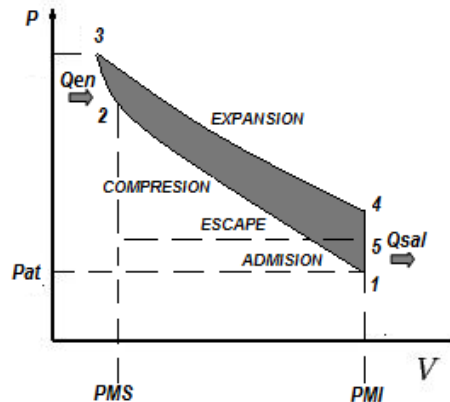
Tomado y modificado de <http://www.automotriz.net/cms/tecnica/conocimientos-basicos-parte-1/> 0370972011

Figura 10. Clasificación de los motores de combustión



1.2.1.1.1 Suministro de calor a volumen constante o en ciclo Otto. Con base a la figura 12. Se procede a desarrollar el ciclo de Otto en coordenadas PV de la siguiente manera:

Figura 11. Representación del ciclo de Otto en coordenadas PV



- **Admisión** de la carga (6-1). La succión de la mezcla de trabajo se realiza por el movimiento del cilindro desde el punto muerto superior al inferior a través de la válvula de admisión. La presión de succión es un poco menor que la atmosférica, debido a la resistencia hidráulica de la válvula y al tubo de admisión.

- **Compresión** de la carga (1-2). Con el desplazamiento del pistón desde el punto muerto inferior hasta el superior ahí las válvulas de escape y admisión están cerradas, y se reduce el volumen de la mezcla, como consecuencia de ello la presión y la temperatura aumentan. Dado que el proceso de compresión (o de expansión) se realiza muy rápido, se considera que no hay intercambio de calor con el medio ambiente; es decir el proceso es adiabático.
- **Combustión** de la carga (2–3). Al final de la carrera de compresión la mezcla entra en combustión, por la chispa de la bujía. En el cilindro el combustible se quema tan rápidamente que el pistón prácticamente no alcanza a desplazarse y la curva 2-3 se acerca a un proceso isócrono. Al cuerpo de trabajo se le entrega calor, esto genera un aumento de su temperatura y presión.
- **Expansión** (3-4). Los gases comprimidos se expanden y desplazan al pistón desde el punto muerto superior al inferior, realizando un trabajo mecánico. Este proceso también es muy rápido y se considera que no hay intercambio de calor, considerándolo adiabático. La presión y la temperatura de la mezcla de gases disminuye y el volumen aumenta.
- **Escape** (4-5), la válvula de escape se abre progresivamente, por ello la expulsión de la mayor cantidad de gases de combustión se da en el momento en que el pistón llega al punto muerto inferior. En teoría este proceso se considera isócrono, sin embargo los gases se expulsan a la atmósfera por efecto de diferencia de presiones, y entregando un calor Q_{sal} . Después de la apertura la presión en el interior del cilindro es superior a la atmosférica debido a la resistencia hidráulica de la válvula de escape y del tubo de escape.
- **Barrido** (5-6) inicia con el desplazamiento del pistón desde el punto muerto inferior hasta el superior realizando un limpiado en el cilindro de los gases de combustión, que han quedado y para que sean expulsados a la atmósfera a través de la válvula.

De la gráfica PV se obtiene que el trabajo útil del ciclo está dado por:

$$L_u = Q_{util} = Q_{en} - (Q_{sal})$$

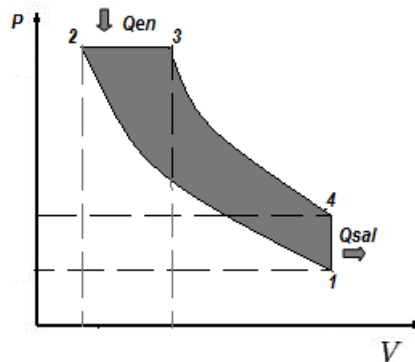
Y una eficiencia

$$\eta = 1 - Q_{sal}/Q_{en} \cdot [15]$$

1.2.1.1.2 Suministro de calor a presión constante, Ciclo diesel. Para mejorar la eficiencia de los motores de ciclo Otto se pensó en pasar de un cuerpo de trabajo de combustión rápida a uno de combustión lenta se construyó un motor en cuyo cilindro comprime aire hasta hallarse a una elevada presión, momento en el cual se inyecta el combustible con una bomba especial, (esto permite a la vez evitar la combustión temprana de la mezcla de trabajo y aumentar la eficiencia del motor alternativo). La mezcla de trabajo entra en combustión debido a la temperatura elevada del aire comprimido. El combustible en el cilindro no se suministra totalmente, si no que se hace lentamente de tal forma que la combustión se realiza al ritmo de la inyección de combustible. Esto conlleva a que inicialmente la presión en el cilindro aumente y luego tienda a ser constante, en la medida en que el pistón se desplaza.

El ciclo ideal Diesel con suministro de calor a presión constante está compuesto por los siguientes procesos: dos procesos adiabáticos (1-2 y 3-4), un proceso isobárico (2-3) y un proceso isócrono (4-1). Tal como se muestra en la figura 13 y con su respectivo análisis

Figura 12. Representación del ciclo de Diesel en coordenadas PV



- El periodo de **compresión** de la carga (1-2). Este es un proceso adiabático de compresión del aire hasta una presión elevada
- El periodo de **admisión** de la carga (2-3). El suministro de calor Q_{en} al cuerpo de trabajo se realiza adiabáticamente; en el ocurre un desplazamiento del

pistón, aumentando el volumen, lo que permite que la presión se mantenga cercana a un valor constante.

- Periodo de **expansión** (3-4). La expansión adiabática del cuerpo de trabajo continúa hasta llegar al punto muerto superior, realizando un trabajo mecánico; la temperatura y la presión de los gases de combustión disminuyen y su volumen aumenta.
- Periodo de **escape** (línea 4-1). En este momento se expulsan los gases de combustión a la atmósfera y con ellos el calor Q_{sal} . De la gráfica PV se obtiene que el trabajo útil del ciclo está dado por:

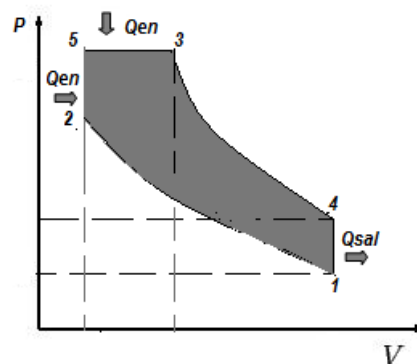
$$L_u = Q_{util} = Q_{en} - (Q_{sal})$$

Y una eficiencia

$$\eta = (1 - Q_{sal}/Q_{en}) \cdot [15]$$

1.2.1.1.3 Suministro de calor parte a volumen constante y parte a presión constante. Ciclo mixto. La figura 14 es la combinación de los ciclos de suministro de calor a volumen y presión constante. Denominado ciclo mixto ideal.

Figura 13. Representación del ciclo de Mixto en coordenadas PV



Este ciclo está compuesto por dos adiabáticos (1-2 y 3-4), y dos isócronos (2-5 y 4-1) y un isobárico (5-3). En estos motores, como en los motores Diesel la compresión del combustible y su mezcla se realizan por separado.

1.2.1.1.4 Proceso del ciclo mixto ideal.

- El aire se **comprime** adiabáticamente en el cilindro (1-2), su temperatura aumenta simultáneamente hasta 200- 300 °C, la cual es superior a la temperatura de auto combustión de combustible líquido.
- En la **admisión** el combustible entra a la cámara con gran presión y pulverizado por un eyector.
- Una parte pequeña del combustible, se considera que prácticamente instantáneamente entra en **combustión** a volumen constante en la cámara (2-5). En este momento al cuerpo de trabajo se le suministra calor Q_{en} . Y la presión en la cámara es elevada y forza la salida hacia el cilindro del combustible y el aire restante, donde entran en **combustión** moviendo el pistón (5-3). La presión en el proceso de combustión 5-3 no aumenta bruscamente, como en los motores de combustión rápida si no que prácticamente se realiza a presión constante y cuerpo de trabajo se le suministra calor Q_{en} .
- La **expansión** de los gases de combustión se realiza adiabáticamente (3-4), desplazando el pistón.
- Por último ocurre el **escape** de los gases a la atmósfera (4-1) y con ellos se entrega el calor Q_{sal} .

De la figura N°20 se obtiene que el trabajo útil del ciclo está dado por

$$L_u = Q_{util} = Q_{en} - (Q_{sal})$$

Y una eficiencia

$$\eta = (1 - Q_{sal}/Q_{en}). \quad [15]$$

1.2.2 Conversión en energía eléctrica. Esta etapa se da gracias a que se cuenta con máquinas eléctricas (generadores), que son capaces de transformar la energía mecánica o rotacional proveniente de la etapa anterior en energía eléctrica. Este fenómeno ocurre gracias al principio fundamental de inducción el cuál dice que si un conductor se mueve a través de un campo magnético se induce una corriente en el conductor. El conductor está ubicado en las bobinas de la máquina y el campo magnético variable se forma debido al giro del rotor de la máquina; para lograrlo se debe contar con una máquina eléctrica o generador.

Los generadores de acuerdo a la naturaleza de la corriente con la que trabajan se pueden clasificar en generadores de corriente continua (DC) y generadores de corriente alterna (AC). A pesar que los de mayor aplicación son los generadores de corriente alterna (AC), los generadores de corriente continua (DC) también tienen un campo grande de aplicación en la industria, para fines de alumbrado y para necesidades domésticas.

1.2.2.1 Generadores de corriente continua (DC). Son máquinas de corriente continua (DC) monofásicos y está compuesta de dos partes principales:

Una parte inmóvil destinada principalmente para la creación del flujo magnético denominada estator, y Una parte rotatoria llamada inducido que es en la cual transcurre la conversión de energía mecánica a eléctrica.

Estas dos partes nombradas anteriormente están separadas una de la otra por un espacio denominado entrehierro.

El estator de la máquina está formado por los polos principales, destinados a crear el flujo magnético principal y de polos auxiliares con los cuales se pretende evitar la descarga disruptiva al momento de la conmutación.

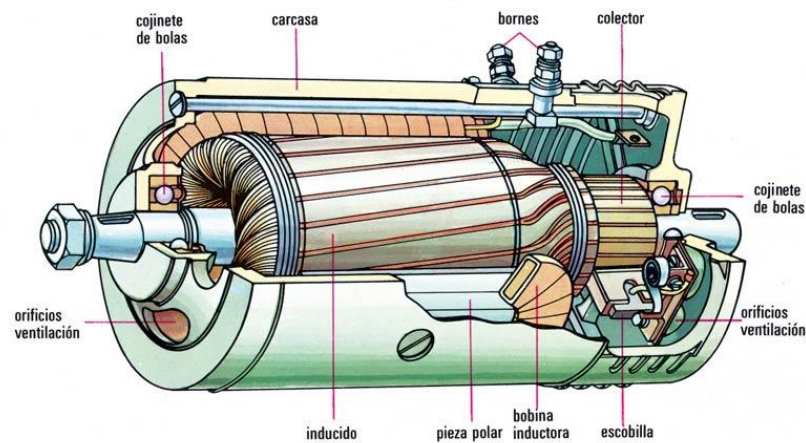
El inducido representa el cuerpo cilíndrico que gira entre los polos del estator. Está compuesto por el núcleo dentado del inducido y por el devanado arrollado en éste.

Otras de las partes que constituyen a la máquina de corriente continua (DC) y que son las que en realidad hacen la diferencia con las de corriente alterna (AC), son el colector y las escobillas. El colector es el elemento que tiene la función de “rectificar” la corriente de AC proveniente del devanado para que

pueda ser tomada por las escobillas que son las que tienen la función de extraer la corriente (DC). [16]

A continuación se presenta un generador de corriente continua (DC) en la figura 15 con sus respectivas partes.

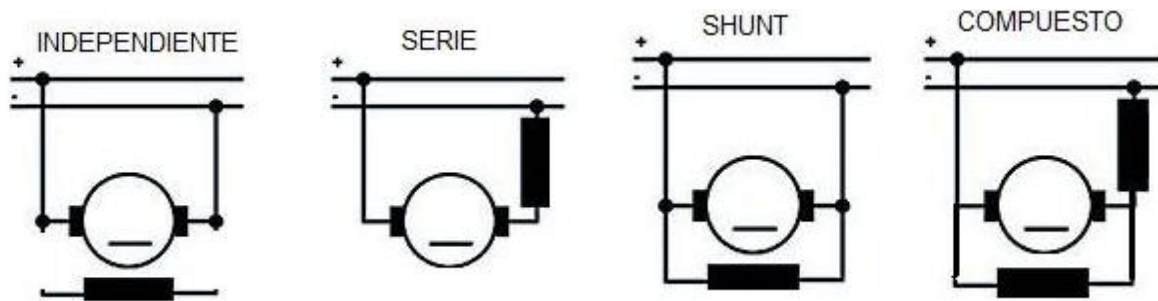
Figura 14. Partes principales en el Generador de corriente continua DC⁶.



1.2.2.1.1 Clasificación de los generadores de DC. En la figura 16 se presenta la clasificación de los generadores de DC de acuerdo a la conexión del devanado de campo del generador y su respectivo montaje físico.

Figura 15. Generador de DC (independiente, serie, shunt y compuesto)

⁶ Tomado de EBRISA ONLINE, La Enciclopedia Multimedia del Siglo XXI. **Bobina.** [Http: www.ebrisa.com/](http://www.ebrisa.com/). 20 de Abril del 2010.

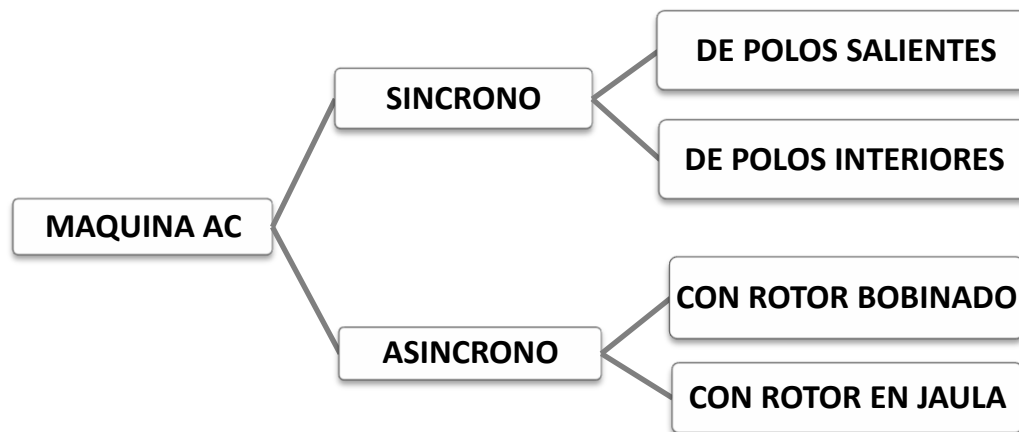


- **Generador con excitación independiente.** Este tipo de generador necesita una fuente externa para su excitación
- **Generador Serie.** Es un tipo de generador eléctrico en el cual, el devanado del inducido y el devanado del estator o de excitación van conectados en serie.
- **Generador Shunt.** Tiene la característica que el devanado del inducido se encuentra en paralelo con la excitación.
- **Generador Compuesto.** Se usa para lograr diferentes torques de funcionamiento y combina el shunt y serie. [16]

1.2.2.2 Generadores de corriente alterna (AC). Son máquinas de corriente alterna (AC), actúan con el mismo principio de inducción que las máquinas de corriente continua (DC), tienen las mismas partes constructivas, la excepción es que las máquinas de corriente alterna (AC) no están provistos de colector debido a que no tienen la necesidad de “rectificar” la señal obtenida en la inducción.

Existen dos tipos de máquinas eléctricas de corriente alterna (AC) las cuales se pueden apreciar en la figura 16.

Figura 16. Clasificación de las máquinas de corriente alterna (AC).



Teniendo en cuenta esta clasificación de los generadores de corriente alterna (AC). A continuación se presentan sus respectivas descripciones:

1.2.2.2.1 Máquina de AC síncrono. Este tipo de máquina es usada comúnmente en centrales de generación como generadores o compensadores síncronos.

Se caracteriza por que la velocidad “n” de rotación depende específicamente de la frecuencia de la red “f” y de “p” que es el número de polos de la máquina.

$$n = f * p$$

Además porque son excitadas con corriente continua (DC), los generadores síncronos según su construcción se dividen en:

- Generadores de polos interiores
- Generadores de polos salientes

- **Generadores de polos interiores.** También son conocidas comúnmente como turboalternadores, están diseñados particularmente para trabajar a velocidades de rotación altas (1800 a 3600 rpm), accionadas por turbinas en centrales térmicas o nucleares.

- **Generadores de polos salientes.** Son de velocidades pequeñas (200 a 300 rpm), se usan en las centrales hidráulicas o cuando se tienen motores de explosión como máquina motriz.

1.2.2.2.2 Máquina de AC Asíncrono. Este tipo de máquina se utiliza especialmente como motor, tienen la particularidad que su rotor está ranurado para la instalación del devanado. Pueden ser:

- Con rotor bobinado
- Jaula de ardilla

El funcionamiento de la máquina asíncrona se basa en el principio de interacción electromagnética entre el campo magnético giratorio creado por la inyección de corrientes trifásicas al devanado del estator y las corrientes que se inducen en el devanado del rotor cuando el campo giratorio cruza sus hilos conductores. Cuando el campo giratorio tiene carácter sinoidal su velocidad de rotación es:

$$n_1 = f * p$$

Se puede decir que la interacción electromagnética en la máquina asíncrona solo es posible cuando la velocidad del campo giratorio (n_1) y del rotor (n) son distintas es decir:

Según la relación entre n_1 y n la máquina asíncrona puede funcionar en:

- Régimen motor
- Régimen generador
- Régimen de frenado electromagnético

La máquina sincrónica funciona como **motor** cuando la velocidad se encuentra entre los límites de $n=0$, hasta $n=n_1$.

El funcionamiento como **generador** se da cuando la velocidad del rotor (n) es mayor que la velocidad del campo giratorio (n_1) es decir: $n > n_1$.

Y funciona como **freno electromagnético**, cuando por acción de algún elemento exterior al rotor empieza a girar en sentido contrario. Esto empieza cuando $n=0$

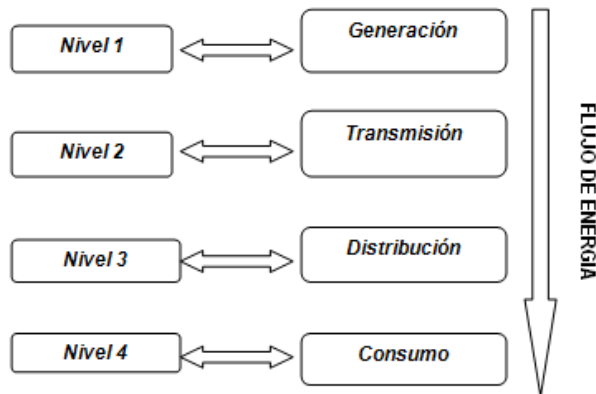
Y puede continuar hasta que $n=\infty$. [17]

1.3 GENERACION DISTRIBUIDA

La generación de energía eléctrica a partir de las fuentes de energía alternativas ha comenzado a fomentar, la generación lo más cerca posible al lugar del consumo, dar respaldo al sistema eléctrico o para compensar cualquier requerimiento adicional de compra o venta de energía eléctrica. A esta modalidad de generación se le conoce como Generación In-Situ, Generación Dispersa o más cotidianamente como Generación Distribuida.

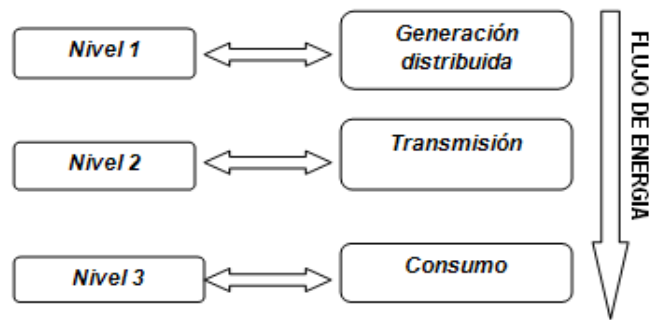
Con la implementación de la generación distribuida se pretende modificar un esquema de distribución tradicional y que ha estado en vigencia por más de 50 años, cuyo proceso se muestra en cuatro etapas o niveles (Generación, Transmisión, Distribución y Consumo); tal como se muestra en la Figura 17.

Figura 17. Esquema del sistema tradicional de generación de energía eléctrica.



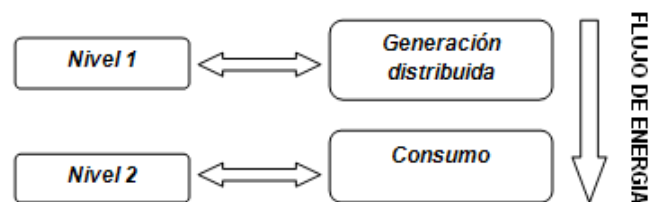
Para adoptar un esquema de tres niveles (Generación, Distribución y Consumo), el cuál ofrezca ahorro por transmisión y ahorro en pérdidas eléctricas; como se observa en la Figura 18. Dando la posibilidad de conectarse al Sistema de Transmisión Nacional cuando la cantidad de energía generada sea considerable.

Figura 18. Esquema de la Generación Distribuida en 3 etapas



O presentarse el ahorro de otra etapa para sitios industriales en donde no sea necesaria la venta de la energía producida sino que se utilice en su totalidad para su propio consumo y dejando en el esquema de flujo de energía únicamente dos etapas (Generación y Consumo) como se ve en la Figura 19. [18]

Figura 19. Esquema de la generación distribuida en 2 etapas.



1.3.1 Elevación de tensión. Esta etapa se la analizará en el caso en que al realizar el estudio de viabilidad se encuentre que se puede obtener una gran cantidad de energía tal que sea necesario la conexión del sistema de generación distribuida a la red. Por medio de una subestación, la cual es un punto dentro del sistema de potencia en donde se cambian los niveles de tensión y corriente con el fin de minimizar pérdidas y optimizar la distribución de la potencia por todo el sistema. Es además el centro donde se recibe y reparte la energía generada, maniobrando y controlando su destino final a los diferentes centros de consumo, con determinados requisitos de calidad.

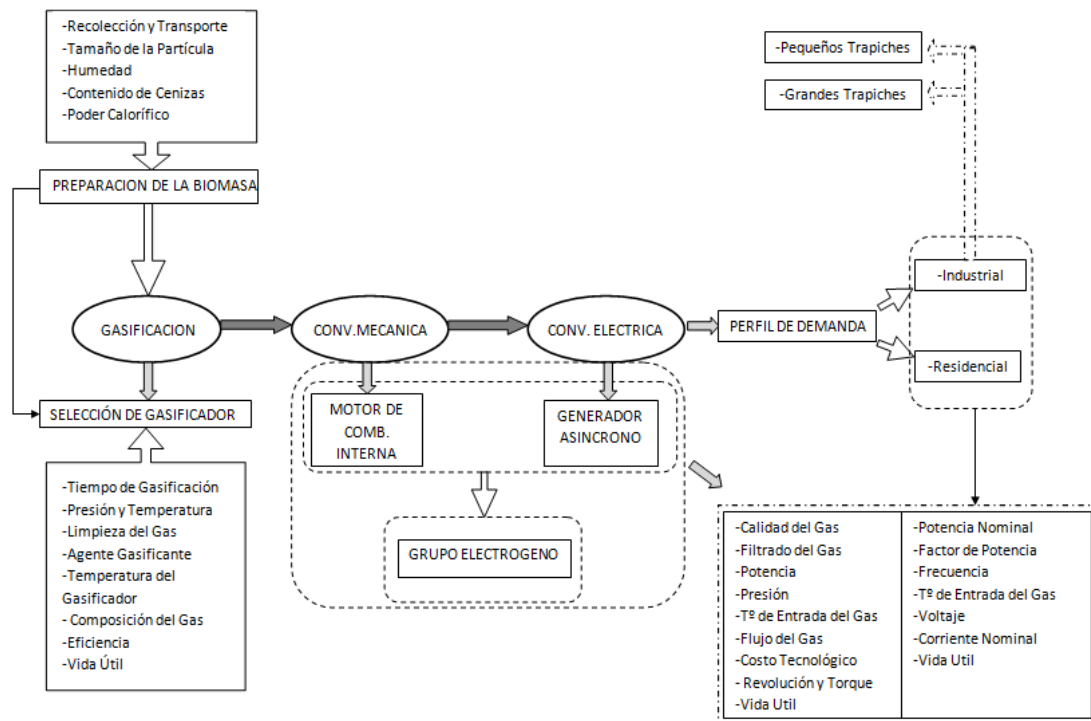
La subestación consta de un transformador capaz de elevar la tensión al nivel del sistema en el punto de generación, y sus respectivas protecciones eléctrica (pararrayos, seccionadores, interruptores, transformadores de medida). [19]

CAPITULO 2

2. CRITERIOS TÉCNICOS PARA EL DISEÑO DE CADA ETAPA DEL PROCESO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DISTRIBUIDA A PARTIR DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN

En este capítulo se hablará de los criterios técnicos a considerar en el proceso de generación de energía eléctrica mediante la gasificación, dichos criterios influyen en el resultado final del proceso de cada etapa del proyecto y en su eficiencia, estos criterios se muestran en la figura 20.

Figura 20. Criterios del proceso de generación mediante gasificación de biomasa.



2.1. PREPARACION DE LA BIOMASA.

Para lograr extraer la mayor cantidad de energía contenida en la biomasa, ésta requiere de un tratamiento particular en:

- Recolección, transporte y manejo
- Humedad
- Tamaño de la partícula a gasificar
- Poder calorífico del bagazo
- Contenido de cenizas

2.1.1 Recolección, transporte y manejo. El análisis parte en el hecho de aprovechar un recurso disponible y sin mayor uso como lo es el bagazo de caña en pequeños trapiches paneleros, para la producción de energía eléctrica.

Las condiciones para la recolección, el transporte y el manejo en planta de la biomasa son factores determinantes en la estructura de costos de inversión y

operación en todo proceso de conversión energética mediante gasificación de biomasa. Para este caso la influencia de estos costos sobre la producción de energía será mínima, debido a que el recurso se encuentra disponible en el sitio de conversión.

A pesar de que gran cantidad de recurso de biomasa se encuentra en el sitio de corte de la caña, esta parte no se tendrá en cuenta debido a que el costo para su recolección y transporte hasta el punto de acopio o de conversión serían muy elevados.

El bagazo disponible debe pasar por un tratamiento previo al proceso de gasificación comprendido principalmente por una etapa de extracción de humedad y otra de reducción del tamaño de la partícula.

2.1.2. Humedad. Para obtener mayor y mejor cantidad de gas a partir de un lote de bagazo se debe reducir al máximo el contenido de humedad. Este afecta el balance térmico del proceso de gasificación debido a que parte de la energía contenida en el bagazo es utilizado para evaporar el exceso de agua.

Para el proceso de gasificación se utilizan humedades inferiores al 20 %, con el fin de aumentar la temperatura de los gases, la velocidad de reacción y la cantidad de gases combustibles en la zona de reducción.

Si la biomasa con que se trabaja es de baja humedad (inferior a 15%), se gasifica con aire, dando como resultado un gas pobre con poder calorífico inferior a $5,5 \text{ MJ/m}^3$. Este gas, debido a su contenido en nitrógeno y su baja densidad energética no se suele almacenar, sino que se suele utilizar directamente en equipos de combustión para generar electricidad.

Si la biomasa seca se gasifica con oxígeno se obtiene el denominado gas de síntesis, con un poder calorífico superior al del gas pobre pero inferior al de los combustibles convencionales (propano, butano, etc.).[20]

El contenido de humedad de la biomasa a gasificar depende de la variedad o tipo de caña y de otros aspectos tales como la edad, la ubicación del residuo en la planta, el tiempo de intemperie después del corte, entre otras.

Cabe mencionar que si el contenido de humedad de la biomasa es superior al 20%, se puede hacer uso de procesos alternos, tales como:

- Secado por calor
- Secado por bomba de calor
- Secado por vacío

2.1.2.1 Secado por calor. En donde se introduce la biomasa apilada en una cámara con ventilador que produce una corriente de aire transversal. En dicha cámara existe también un sistema de calor que eleva la temperatura y un sistema de regulación de la humedad.

2.1.2.2 Secado por bomba de calor. Este sistema se basa en crear una atmósfera seca alrededor de la biomasa, con temperatura baja (inferior a 50°C). Además este sistema dispone igualmente de un ventilador y una o varias bombas de calor que eliminan la humedad del aire. Este tipo de secado es más lento aunque es más sencillo y económico.

2.1.2.3 Secado por vacío. Este sistema se fundamenta en disminuir la presión atmosférica, lo que hace que aumente la velocidad del agua en la pared celular y con ello disminuya el gradiente de humedad. El secadero consiste en una cámara de vacío junto con un ventilador, un sistema de calefacción y uno de regulación de humedad. Sin embargo este sistema sólo puede ser utilizado en las últimas fases de secado ya que el agua libre se elimina con la misma lentitud que cualquier otro sistema. [21]

Otra de las características físicas del bagazo que influyen en la eficiencia del proceso es tamaño de la partícula.

2.1.3 Tamaño de la partícula a gasificar. El tamaño de la partícula afecta la velocidad y el flujo de calentamiento de la biomasa a procesar, entre más pequeñas sea la partícula, mayor será la velocidad de calentamiento y por lo tanto más rápido la formación del carbón (char), de gas y demás productos generados en el proceso termoquímico. [22]

El tamaño excesivo de la biomasa provoca pérdidas de carga, disminuyendo la calidad del aire disponible en la zona de oxidación, dando como resultado la reducción de la calidad del gas, además aumentando el contenido de alquitranes en el gas.

El tamaño adecuado que se debe manejar para el proceso de gasificación debe ser igual o menor a 2 mm/partícula. [23]

Para obtener un tamaño adecuado es necesario realizar un proceso de reducción del tamaño de la biomasa, el cual usa uno de los tres métodos mostrados en la Figura 21. [24]

Figura 21. Reducción del tamaño de la biomasa⁷



Otra de las características para tener en cuenta previo al proceso de gasificación es contar con biomasa con el suficiente **poder calorífico** y un bajo **contenido de cenizas** que garantice un mayor rendimiento del proceso.

⁷

Tomada de la tesis de pregrado. CERÓN, Juan Carlos. Diseño y construcción de una máquina para picado de biomasa para uso en procesos termoquímicos.

2.1.4. Poder calorífico del bagazo. El poder calorífico es la máxima energía por unidad de masa obtenible en la combustión de una partícula. Varía por la composición química de la biomasa al cambiar de una zona a otra e incluso en la misma región, así como por algunos parámetros propios de la biomasa (caña de azúcar) o del sitio en donde se cultive, coseche o procese. [25]

En la Tabla N° 2 se muestra el valor del Poder Calorífico y Calor Específico de la caña en el Valle del Cauca.

Tabla 2. Poder calorífico, calor específico del bagazo de caña de ingenios azucareros y paneleros en el Valle del Cauca (año 1995). [26]

PROPIEDAD	BAGAZO DE CAÑA				
	Providencia	Rio Paila	Pichichi	El triangulo	La Esperanza
Calor Específico (KJ/Kg)	1,7	1,43	1,57	1,71	1,26
Poder Calorífico (Kcal/Kg)	3.925	3.668	3.452	3.180	4.450

En la Tabla 3 se muestra el Poder Calorífico necesario del bagazo que se procesa en la gasificación.

Tabla 3. Poder calorífico superior (PCS), Poder Calorífico Inferior (PCI), Poder Calorífico Útil (PCU). [27]

PODER CALORIFICO DEL BAGAZO (Kcal/Kg)		
PCS	PCI	PCU
4.378	4.055	2.054

2.1.5 Contenido de cenizas. El contenido de cenizas de la biomasa causa formación de escoria en el reactor del gasificador, la acumulación de escoria puede ocasionar la formación excesiva de alquitrán y el bloqueo total del reactor. En algunos casos existe la posibilidad que se produzcan fugas de aire con riesgo de explosión.

Por lo general no se observan formaciones de escoria en combustibles que poseen un contenido de cenizas inferiores al 5 o 6 %, si el contenido de

cenizas es mayor al 6%, la formación de escoria depende de la temperatura de fusión de las cenizas.

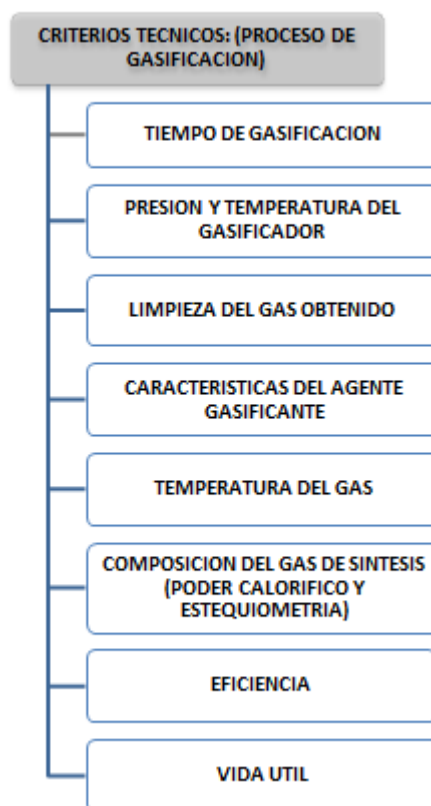
El contenido en cenizas del bagazo natural puede considerarse moderado, ubicándose entre 2 y 5 % (seca), y los residuos agrícolas cañeros, 9.5% aproximadamente. Sin embargo, como consecuencia directa de la mecanización de la cosecha puede tenerse mayor adherencia de los sólidos y sobre todo en época de lluvia; por lo que este parámetro puede elevarse considerablemente, llegándose a reportar valores extremos de 12 a 15 %.[27].

2.2 PROCESO DE GASIFICACION

Para la elección del gasificador a utilizar se requiere del estudio de una amplia variedad de factores, tales como el tiempo de gasificación de la biomasa, del tipo de biomasa, usos del gas, temperatura y presión. A demás de estos se debe contar con que el gas producido debe estar libre de alquitranes, polvo y cenizas, que el poder calorífico del gas sea alto y que la construcción sea simple, de bajo mantenimiento y robusto. [28]

En éste análisis de tendrán en cuenta los criterios que se muestran en la figura 22.

Figura 22. Criterios técnicos: (proceso de gasificación)



2.2.1 Tiempo y velocidad de gasificación. El aumento de la velocidad en el proceso de gasificación es de suma importancia en la composición del gas de síntesis, principalmente en el aumento de CH_4 y H_2 . Esto se debe a que a mayores velocidades se disminuye el tiempo de permanencia en los gases del reactor y con ello las reacciones de reformado y craqueo que transforman estos hidrocarburos ligeros. [29].

2.2.2 Temperatura y presión en el gasificador. Los gasificadores de lecho móvil trabajan por lo general a presión atmosférica y los de lecho fluidizado suelen trabajar a presiones mayores (alcanzándose hasta los 30 bar en algunos casos). Para presiones bajas se evidencia un aumento en las proporciones de hidrocarburos y alquitranes.

La temperatura influye directamente en la producción de la cantidad de gas; a mayor velocidad de calentamiento y alta temperatura se produce mayoritariamente gas, mientras que para velocidades de calentamiento y temperatura menores se producen líquidos y sólidos.

En un proceso de gasificación la temperatura estará dentro del intervalo 700-900°C. Un incremento en la temperatura supone una mayor concentración de H_2 y CO , lo que aumenta el PCI del gas producto. Pero también incrementa la cantidad de alquitranes presentes, por lo cual tampoco es conveniente elevarla excesivamente. [30]

2.2.3 Limpieza del gas obtenido. El proceso de gasificación de biomasa exige la limpieza y acondicionamiento del gas para la generación de energía eléctrica, ya sea en motores de combustión interna o turbina de gas.

La cantidad de ceniza existente en el gas pobre a la salida del gasificador depende del diseño del equipo, de la carga del gasificador y del tipo de combustible empleado. La cantidad de ceniza por m^3 existente en el gas aumenta generalmente con la carga del gasificador, por la simple razón de que a mayores cargas se producen mayores velocidades del gas y con ello un mayor arrastre de ceniza.

A continuación en la Tabla N° 4 se presenta el porcentaje por tamaño de partícula de la ceniza contenido en el gas de síntesis.

Tabla 4. Distribución por tamaños del polvo del gas. [31]

Tamaño de las partículas de polvo μm	Porcentaje en el gas %
más de 1000	1,7
1000 – 250	24,7
250 – 102	23,7
102 – 75	7,1
75 – 60	8,3
menos de 60	30,3
Pérdidas	4,2

Para que el gas pueda ser usado en un motor de combustión interna o en una turbina de gas se debe limpiar, los sistemas de limpieza utilizados que tienen

mejor efecto de depuración se obtiene utilizando filtros de tela. Sin embargo, los filtros normales de tela son muy sensibles a la temperatura del gas.

En el caso de la gasificación de residuos agrícolas, el punto de condensación del gas está alrededor de los 70°C. Por debajo de esta temperatura el agua se condensa en los filtros, ocasionando la obstrucción de la corriente de gas y una caída inaceptable de presión en la sección de filtrado del sistema de gasificación. A temperaturas superiores, los filtros normales de tela tienden a carbonizarse y a descomponerse en la corriente de gas caliente. Otro de sus inconvenientes es que están sujetos a una acumulación rápida de polvo, por lo que necesitan una limpieza frecuente.

Otro método de limpieza conocido son los filtros electrostáticos, éstos tienen excelentes propiedades para la separación de partículas. Sin embargo, estos filtros son caros y por esta razón sólo se prevé su empleo en instalaciones grandes, es decir, equipos que producen 500 kW o más potencia eléctrica.

2.2.4 Temperatura del gas. En promedio la temperatura del gas que sale del generador de gas está entre 300 y 400 °C. Este gas debe ser secado y enfriado para evitar que el porcentaje de humedad y el valor de temperatura superen lo permitido, para ello se usa el sistema de secado por refrigeración; el cual consiste en disminuir la temperatura del gas, separar el condensado de agua y devolver el gas a la temperatura necesaria para ser introducido en los motores. [32]

2.2.5 Composición del gas de síntesis (poder calorífico y estequiometría). La Tabla 5 muestra la composición típica del gas de síntesis obtenido del proceso de gasificación.

Tabla 5. Composición del gas de síntesis. [33]

Elementos	Valores
CO	15 a 30%
H ₂	12 a 40%
CH ₄	4 a 9%

En la Tabla 6 se presenta información puntual sobre la composición del gas de síntesis para una marca de fabricante de gasificador establecida en el mercado.

Tabla 6. Características de la composición del gas. [30]

Tipo de gasificador	Composición del gas seco (% vol.)					
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	N ₂	PCS(MJ/Nm ³)
Lecho Fluidizado	9	14	20	7	50	5.4
Lecho móvil Downdraft	17	21	13	1	48	5.7
Lecho móvil Updraft	12	17	9	3	59	5.1

Se puede apreciar que los gasificadores de lecho fijo en equicorriente (downdraft), producen un gas pobre más limpio (menor cantidad de alquitranes), aspecto que facilita el proceso de acondicionamiento y limpieza previa a su uso en motores de combustión interna, es el más barato y es sencillo en cuanto al modo de operación. Considera también que la biomasa utilizada como combustible debe tener una humedad menor o igual al 20%. Además son de uso común para la generación de bajas potencias eléctricas.

El poder calorífico del gas está en el rango de 4 a 13 MJ/Nm³, siendo que los menores valores corresponden a la gasificación con aire y los mayores a la gasificación con vapor de agua y mezclas vapor de agua/oxígeno.

También se debe tener en cuenta que la composición del gas de síntesis varía con las características de la biomasa, del agente gasificante y de las condiciones del proceso [30]

2.2.6 Característica del agente gasificante. El agente gasificante es el encargado de generar la cantidad suficiente de energía para mantener el proceso en las condiciones adecuadas de rendimiento.

En el proceso de gasificación, el oxígeno del aire como agente gasificante quema parcialmente el residuo carbonoso procedente de la pirolisis, y se genera el calor necesario para el proceso. Al no necesitar fuente de calor externa, este proceso permite el aprovechamiento local con un bajo costo.

El producto a obtener es un gas combustible de bajo contenido energético (inferior a 6 MJ/Nm³). [34]

2.2.7 Eficiencia del gasificador. La eficiencia se ve afectada directamente por los seis criterios del proceso de gasificación nombrados y explicados anteriormente.

Esta eficiencia se puede calcular fácilmente con la siguiente ecuación:

$$\eta = ((H_g * Q_g) / (H_s * M_s)) * 100(\%)^8$$

Donde:

η = eficiencia mecánica de la gasificación (%)

H_g = valor calorífico del gas (kJ/m³)

Q_g = flujo en volumen de gas (m³/s).

H_s = valor calorífico inferior del combustible del gasificador

M_s = consumo de combustible sólido del gasificador (kg/s).

2.2.8 Vida útil. La vida útil del gasificador estará afectada directamente por el tipo de biomasa que se procese, debido a que cada biomasa tendrá determinado un tipo de gasificador para su transformación a gas de síntesis.

El gasificador junto con el generador deberán ser los elementos con mayor periodo de vida útil en este tipo de proyectos; debido a que son los elementos principales de la propuesta.

Por lo general este tipo de proyectos se diseñan para tener una vida útil mayor a 20 años, por lo cual lo ideal sería que el gasificador mantuviera el mismo periodo o mayor si es posible con el mínimo de intervenciones para mantenimiento o reposición de sus partes.

8

Tomado de: <http://www.fao.org/docrep/T0512S/t0512s03.htm> el 05/09/2011

2.3 GENERACION DE ENERGIA

Para la generación de energía eléctrica a partir del gas de síntesis obtenido del proceso de gasificación, se deben tener en cuenta dos procesos.

El primero es la conversión de energía mecánica mediante los **motores de combustión interna** o por medio de **turbinas de gas**, y el segundo es la conversión de energía eléctrica mediante un **generador**. O el equivalente de los dos procesos anteriores con un **grupo electrógeno**.

2.3.1 Conversión energía mecánica. La conversión de energía mecánica se puede realizar de dos modos (motor de combustión interna o turbina de gas). Para este trabajo solo se hablara del motor de combustión interna; debido a su mayor conveniencia para aplicaciones en pequeñas potencias.

Para proyectos cuya potencia requerida o la posibilidad de generar sea mayor, se deberá tener en cuenta el uso de las turbinas de gas.

Los motor de combustión interna son las máquinas que mejor se adaptan para trabajar con buen rendimiento a cargas parciales (un valor típico del rendimiento al 50% de la carga nominal es de aproximadamente el 90% del valor del rendimiento a plena carga, mientras que una turbina sólo alcanzaría el 75% del valor a plena carga). Los motores alternativos soportan bien los arranques y las paradas continuas, lo que en una turbina de gas se traduce en un acortamiento muy sensible de su vida útil. [35]

Por otra parte son adecuados para aplicaciones en las que además de electricidad, se requiere calor (cogeneración) a diferentes niveles de temperatura (medios o bajos).

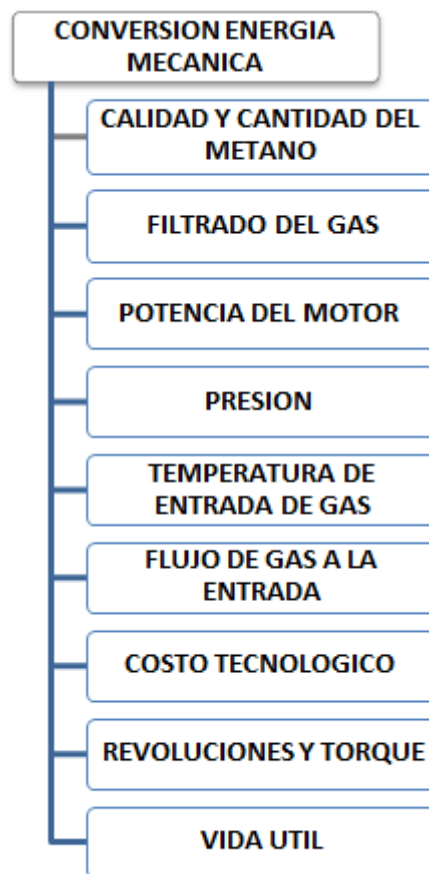
Un punto adicional a favor de los motores de combustión interna es la prestación de servicio continuo, especialmente si están sobrealimentados o a distintas condiciones ambientales (presión, temperatura y humedad relativa).

Un inconveniente de los motores de combustión interna es que presentan elevado peso y volumen por unidad de potencia producida frente a otros tipos de motores térmicos. Asimismo, son motores contaminantes tanto en emisiones gaseosas como en acústicas. [35].

Es importante mencionar, que para la utilización de un motor de combustión interna que ha sido diseñado para funcionar con un combustible fósil líquido y que ahora se pretenda utilizar con gas pobre, se debe realizar unas modificaciones necesarias. Entre estas modificaciones se encuentra el sistema de enfriamiento, sistema de encendido, adaptador de un mezclador de combustibles etc.

En la Figura 25, se presentan las consideraciones técnicas que se deben tener en cuenta para la selección de un motor de combustión interna a usar en generación con gas de síntesis.

Figura 23. Criterios técnicos para la selección de un motor de combustión interna



2.3.1.1 Calidad y cantidad del metano. En la calidad del metano obtenido del proceso de gasificación influyen varias características especialmente

relacionadas con la preparación de la biomasa. Si se tiene un gas con alto contenido de elementos contaminantes se realizara el proceso de filtrado; el cual reducirá en un 4% de su valor inicial los elementos no deseados contenidos en el gas metano. El metano resultante es de una mejor calidad debido a que se le ha retirado gran parte de sus impurezas.

2.3.1.2 Filtrado del gas. Para proteger el motor contra cualquier material sólido, el gas producido en la gasificación se pasa a través de un filtro de tela de fibra de vidrio que quita cualquier elemento sólido que haya pasado por las secciones anteriores de filtrado.

Cuando se emplea un sistema gasificador junto con un requisito importante es que el motor se alimente con gas suficientemente libre de polvo, alquitranes y ácidos. Las cantidades tolerables de estas sustancias variarán dependiendo del tipo y de motor.

La Tabla 7 presenta algunas cantidades medias, tolerables para los motores a gas actualmente disponibles en el mercado.

Tabla 7. Cantidades tolerables de polvo, alquitrán y ácidos para los motores de combustión interna. [31]

Cantidades tolerables de polvo, alquitrán y ácidos para los motores de combustión interna	
Polvo	Menos de 50 mg/m ³ de gas. Preferiblemente 5 mg/m ³ de gas
Alquitranes	Menos de 500 mg/m ³ de gas.
Ácidos	Menos de 50 mg/m ³ de gas (medido como ácido acético).

2.3.1.3 Potencia del motor cuando se utiliza gas pobre. La potencia de un motor que funciona con gas de síntesis está determinada por los siguientes factores.

- El valor calorífico de la mezcla combustible del gas de síntesis y el aire que entra en el motor en cada golpe de combustión.
- La cantidad de mezcla del combustible que entra en el motor durante cada golpe de combustión.

- La eficiencia con que el motor transforma la energía térmica de la mezcla combustible en energía mecánica (potencia en el eje)
- El número de golpes de combustión (número de revoluciones por minuto: rpm).
- La eficiencia del motor puede caer muchísimo si la velocidad de combustión de la mezcla y la velocidad media del pistón se hacen del mismo orden de magnitud.

Conforme aumenta la potencia del motor mejor es su funcionamiento, pues su capacidad de mantener el calor, de esta forma el rendimiento eléctrico aumentará entre el 27,7% y el 43,9%. [35]

2.3.1.4 Presión. La variación de la presión en el motor de combustión va a afectar directa y severamente la potencia generada. Pero en si lo que hace que este parámetro varíe y pueda afectar la potencia del motor es el volumen del cilindro, debido a que la cantidad de aire y de combustible inyectable por ciclo, se limita al volumen generado por la carrera del pistón.

Para lograr la extracción de una mayor potencia del motor se puede pensar en motores sobrealimentados en donde el aire es impulsado hacia el interior del cilindro a una mayor presión, con lo cual se logra inyectar mucho más combustible por cada ciclo del pistón (debido a que hay más cantidad de aire para la combustión). Lo anterior se puede hacer con un mecanismo denominado motor turbocargado, con lo que se lograría una inyección 60% mayor de aire, incremento de 30% de consumo de combustible y 45% de potencia generada.

Viendo la eficiencia desde este punto de vista está claro que es mucho mayor que para los motores en condiciones normales de funcionamiento, pero también se debe tener en cuenta que este equipo necesita mantenimiento especial, el cual es muy difícil de obtener en zonas aisladas y un mal mantenimiento de este equipo es el causante de la mayor indisponibilidad de las plantas de generación.

2.3.1.5 Temperatura. Para el motor es de vital importancia mantener la temperatura adecuada de operación de elementos sometidos a elevados

esfuerzos térmicos como lo son las partes interiores del motor y en los inyectores. Al permitir que la temperatura suba la eficiencia se va a ver afectada considerablemente e incluso se podría llegar a presentar daños.

La refrigeración sirve para aumentar la densidad del gas con el fin de que entre una máxima cantidad de combustible en el cilindro del motor, en cada carrera del pistón.

Si se reduce un 10% de la temperatura del gas aumenta la producción máxima del motor casi en 2%.

La refrigeración contribuye también a la depuración del gas y permite evitar la condensación de la humedad del gas después de mezclarse con el aire y antes de entrar al motor.

Mientras la temperatura sea elevada en el motor el contenido en alquitrán no representa un problema puesto que está en estado líquido. Sin embargo, cuando el motor se enfría, los alquitranes que se han depositado en el motor se solidifican y su extracción resulta muy complicada. Por ello será conveniente mantener una temperatura elevada en el motor en todo momento.

Con un funcionamiento continuo periódico de 7.500 horas al año (21 horas de funcionamiento al día aproximadamente), con lo que el problema de los alquitranes quedaría solucionado, puesto que el motor podría ser calentado durante las 3 horas restantes para impedir la solidificación de los alquitranes [21].

2.3.1.6 Flujo del gas a la entrada. Los motores diesel se pueden adaptar para funcionar con gas de síntesis disminuyendo el índice de compresión e instalando un sistema de encendido por chispa.

Otra posibilidad es hacer funcionar un motor diesel normal, con el sistema de "doble combustible", en cual el motor proporciona del 0 - 90% de potencia, a base de gas de síntesis, siendo necesario el resto de gasoil para el encendido de la mezcla combustible gas/aire. La ventaja de este último sistema está en su flexibilidad en caso de un desnivel en el funcionamiento del gasificador o de falta de combustible de biomasa, generalmente es posible un cambio inmediato, operando totalmente con diesel. Cabe tener en cuenta que la

adaptación de un motor para funcionar con gas pobre o con doble combustible lleva generalmente a una reducción de la potencia.

2.3.1.7 Costo tecnológico. El costo tecnológico tiene en cuenta aspectos como la decisión de usar equipos nuevos o usados, nacionales o extranjeros, operación y mantenimiento. La decisión de inclinarse por un equipo nuevo o usado debe estar guiada por la facilidad para acceder a la capacitación en el manejo de estos equipos; es decir un equipo totalmente nuevo será más avanzado y requerirá de mano de obra especializada para su manejo. El equipo nuevo tendrá a favor la garantía que ofrezca el fabricante en su tiempo de vida útil.

Para tomar la decisión entre equipos extranjeros importados, equipos extranjeros comprados en Colombia o equipos nacionales se deberá analizar los costos que eso implica. Por ejemplo un equipo extranjero con marca establecida en el mercado tendrá un costo muy elevado y además trae consigo un gasto adicional que es la importación, por otra parte los equipos extranjeros comprados en Colombia ofrecen grandes beneficios en cuanto al tiempo de adquisición, pero tendrán un valor agregado importante representativo del tiempo que ahorra al consumidor en trámites de importación. Sin duda la opción económicamente más viable sería poder contar con equipos nacionales y que ofrezcan la tranquilidad que ofrecen los equipos extranjeros con marcas establecidas en el mercado.

2.3.1.8 Revoluciones y torque. Se puede establecer que la potencia del motor se define por unidad de tiempo, dicha potencia depende de la velocidad. Para motores diesel, la potencia de salida está en relación aproximadamente lineal con las rpm. Para motores con encendido de chispa el incremento de potencia es inferior al lineal debido a los cambios de los diferentes factores de eficiencia.

La velocidad máxima de los motores alimentados con gas de síntesis viene limitada por la velocidad de combustión de la mezcla combustible de gas pobre y aire.

Cuando la velocidad a trabajar es baja, puede usarse ventajosamente el ciclo de dos carreras para aumentar la producción de la potencia, pero este tipo de motor es más propenso a fallas ocasionadas por esfuerzos térmicos.

Por tal razón es mejor utilizar un motor con ciclo de cuatro carreras que puede trabajarse a altas velocidades sin que experimente temperaturas excesivas, que ocasionen discontinuidad en la lubricación y rotura de las partes metálicas.

Cabe mencionar que un motor con ciclo de dos carreras cuyo escape y proceso de barrido tienen rendimientos relativamente bajos, no puede normalmente inducir en la carrera de admisión tanto aire, como lo hace el motor con ciclo de cuatro carreras, a menos que se emplee una bomba suplementaria para el aire.

Los más modernos diseños de motores encendido por compresión, con ciclo de dos carreras, no emplean el método de comprimir la carga de aire en el cárter; en cambio, se emplean compresores movidos por la flecha principal del motor, para llevar el aire a una presión de 0,1406 a 0,3515 kg/cm² (2 a 5 lb/plg²) para el barrido y para surtir al cilindro del motor. [36]

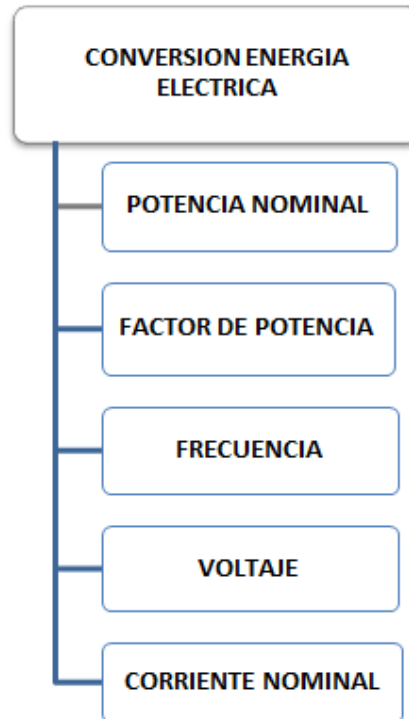
2.3.1.9 Vida útil. Por lo general la vida útil de estos equipos está estipulada en horas de funcionamiento. Es deber analizar económicamente la vida útil que se desea del elemento.

En sitios en donde el uso de los equipos no sea continuo se puede pensar en comprar equipos con vida útil menor a 15.000 horas.

Pero si el trabajo de los proyectos requiere de más horas de funcionamiento se pensara en adquirir equipos con vida útil entre 1.500 a 50.000 horas o en ocasiones con vida útil mayor a 50.000 horas. Esto se verá reflejado directamente en los costos de los equipos.

2.3.2 Conversión de energía eléctrica. Tal como se estableció en la parte arriba en este proceso se encuentra acoplado al proceso de conversión de energía mecánica. En la figura 24 se muestran los criterios que se tendrán en cuenta de ésta etapa del proceso de generación.

Figura 24. Criterios técnicos de la conversión de energía eléctrica



2.3.2.1 Potencia nominal. Para determinar la potencia de un generador se tiene que evaluar para que y como utilizar. Posteriormente hay algunas clasificaciones para determinar que generador es el correcto para cada proyecto. Además se debe tener en cuenta la potencia requerida en el momento de arranque.

2.3.2.2 Frecuencia. La frecuencia de generación para este tipo de centrales no está regulada aún pero se desean frecuencias entre 59,8 a 60,2 Hz. En ningún caso esta frecuencia debe ser inferior a 57,5 Hz.

2.3.2.3 Voltaje de línea. Los niveles de tensión que se manejan en este tipo de proyectos deben ser los niveles directos de consumo; es decir, que ahorren la etapa de elevación de tensión. Se está hablando de los valores típicos en

Colombia que son 110V y 220V para usos residenciales, 440V para usos industriales.

2.3.2.4 Corriente nominal. Los niveles de corriente dependerán directamente de las cargas a las cuales alimente el proyecto.

2.3.2.5 Factor de potencia. Los factores de potencia de los equipos que se usan para la generación se encuentran entre ($\cos\phi$ 0.8 a $\cos\phi$ 0.9).

2.4. PERFIL DE DEMANDA

Los perfiles de demanda estarán sujetos estrechamente a la potencia eléctrica requerida por el trapiche del cual se haga el análisis y a la cantidad de caña que este procese.

Los perfiles de demanda no tendrán un comportamiento homogéneo debido a que la cantidad de caña procesada por cada uno de estos trapiches es muy variada.

Para simplificar el análisis se han clasificado los trapiches en dos tipos (T. Pequeños y T. Grandes). Para los valores representativos de demandas energéticas se muestran a continuación en la Figura 25.

Figura 25. Perfiles de demanda.



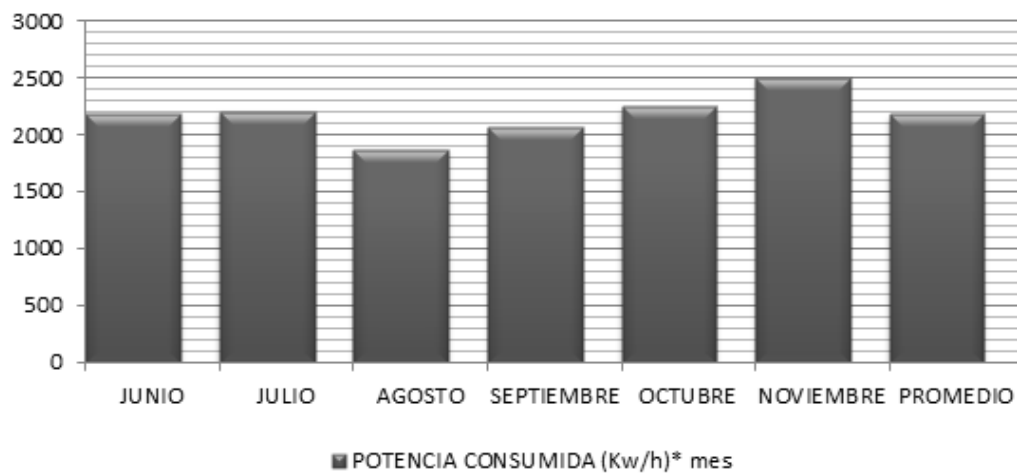
2.4.1 Demanda de pequeños trapiches. Son empresas por lo general de tipo familiar, ubicadas en zonas rurales de los pueblos de la región, en los cuales se procesa aproximadamente 100 toneladas semanales de caña. Estos ajustan sus molinos para lograr una extracción del 60 % del contenido de la caña dejando como residuo el 40 %, que tras un secado natural de aproximado de quince días se obtiene un residuo equivalente al 20 % de la caña procesada .

Para obtener algunos valores de las demandas requeridas por los trapiches paneleros hacia los que esta apuntado este trabajo, hubo necesidad de indagar sobre éstos datos personalmente en estos sitio.

Se obtuvo como resultado que los trapiches visitados no sobrepasan una potencia instalada de 20 Kw. Dentro de esa potencia instalada se cuenta la iluminación de la empresa, el funcionamiento de sus equipos y por lo general un hogar adjunto a cada empresa.

En la Figura 26 se presenta la demanda de algunos trapiches pequeños.

Figura 26. Perfiles de demanda para trapiche pequeños⁹.



⁹ Tomada de un recibo de energía eléctrica de trapiches paneleros en el Mpio de Sandona (Nariño)

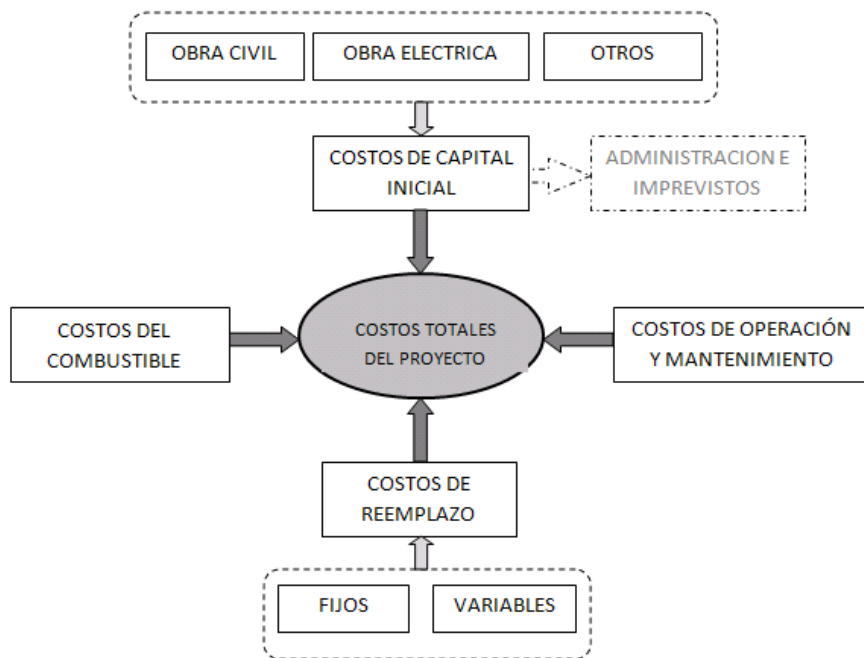
2.4.2 Demanda de grandes trapiches. Son empresas que se caracterizan en la región por su producción y por el fomento de trabajo de las personas. Estas cuentan con la tecnología instalada para el procesamiento de 110 toneladas diarias. De las cuales se obtiene el 30% de residuos después del proceso industrial

CAPITULO 3

3. EVALUACION DE LOS COSTOS EL PROCESO DE GASIFICACIÓN DEL BAGAZO DE CAÑA PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

El estudio que se presenta a continuación evalúa la estructura de costos que se utilizan en un proyecto para la generación de energía eléctrica, dicha composición de costos se muestra en la figura 27.

Figura 27. Costos Asociados al Proyecto.

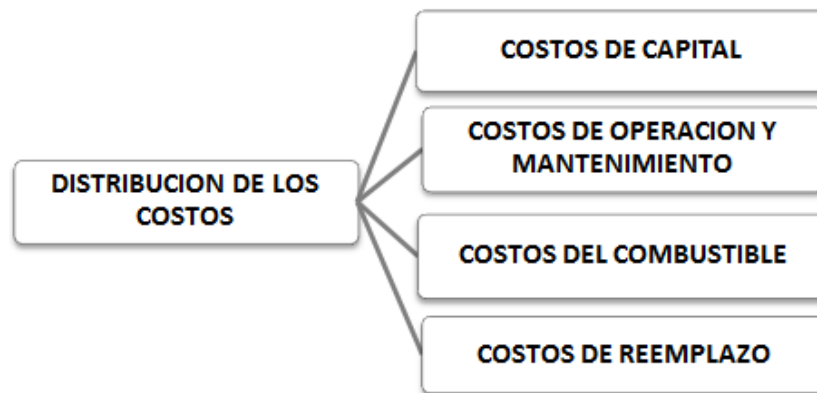


Con base en esta estructura de costos mostrada en la figura 27, se debe proceder a desarrollar un análisis económico para los proyectos que tienen como función satisfacer las necesidades ya sean individuales o colectivas de un sector del país, en donde por distintos motivos no sea viable el suministro de energía comercial.

Para realizar el análisis de viabilidad económica del proceso de gasificación para la generación de energía eléctrica se usará el concepto de costo de vida útil del proyecto; donde se tiene en cuenta el costo inicial o de capital y los costos asociados al funcionamiento del proyecto, tales como los de operación y mantenimiento del sistema de generación, los fondos para reemplazos de partes del sistema que se deterioran con el uso. [37]

A continuación se muestra en la figura 28 las especificaciones mencionadas de los costos de un proyecto, y posteriormente se detalla la composición de cada uno de los subtemas de la distribución de los costos del proyecto mencionados.

Figura 28. Distribución de los costos que pertenecen al proyecto.

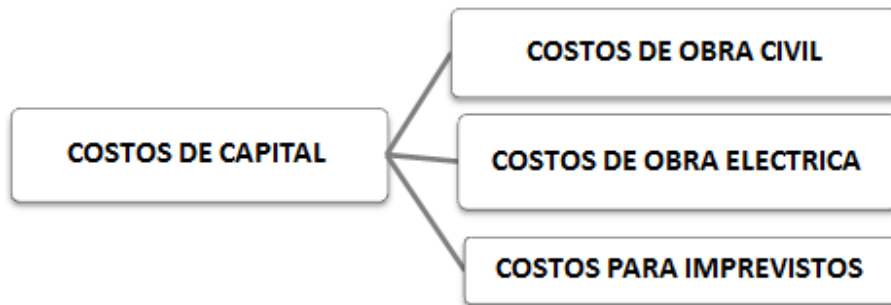


3.1 COSTOS DE CAPITAL (CC)

El costo de capital es un pago único que se hace al inicio del proyecto y está conformado por el costo de los equipos incluyendo el diseño e ingeniería del sistema y su instalación.

En la figura 29 se muestra la composición de los costos de capital de un sistema de gasificación para la generación de energía.

Figura 29. Distribución de los Costos Iniciales.



Partiendo de la idea que el bagazo obtenido, sea un residuo sin uso alguno, y se pueda convertir en el combustible principal de los trapiches paneleros, para generar su propia energía eléctrica en sus procesos productivos, y que permita la independencia del sector eléctrico, se vuelve bastante atractiva la idea de generación mediante el proceso de gasificación.

Para poder implementar la generación de energía eléctrica a partir de los proyectos de biomasa se debe tener en cuenta la tecnológica a través del tiempo, y los beneficios que en el tiempo esta tecnología genera y que la hace competente con otras alternativas existentes. [38]

A continuación se detallará la composición de cada uno de los subtemas del costo de capital.

3.1.1 Costos de obra civil. Incluye la adecuación del sitio para la ubicación y construcción de una caseta que proteja al sistema de generación (gasificador más grupo electrógeno) contra los rigores del clima. Dicha construcción debe cumplir con ciertas características necesarias para el proyecto como es el contar con un piso de concreto de alta dureza para darle una estabilidad al gasificador, que evite encharcamientos de agua, accidentes y posibles daños por oxidación de la planta de gasificación y/o grupo electrógeno.

3.1.2 Costos para la obra eléctrica. Se componen de la adquisición del gasificador, sistema de limpieza del gas, sistemas auxiliares, equipos de control, y del grupo de generación (grupo electrógeno). Adicionalmente se

debe tener en cuenta un presupuesto cercano para una red de distribución en el caso que sea necesario y el proyecto permita la distribución a una comunidad.

Para la elección de cada uno de los elementos que conforman el sistema de gasificación se debe tener en cuenta los criterios técnicos expuestos en el capítulo anterior y además se debe analizar las ofertas de equipos en el mercado.

Para la elaboración del presupuesto de la obra eléctrica se hizo uso de tres presupuestos para proyectos con diferentes potencias a construir en una Zona No Interconectada (ZNI) para la generación de energía eléctrica con combustible fósil. Este presupuesto se encuentra adjuntado en el **ANEXO 1**.

A este presupuesto se le adiciona el costo del gasificador de biomasa para que este sirva de uso para el análisis de este trabajo, además se descontaran algunos costos que no aplican para este análisis, los cuales son de administración y utilidad principalmente.

Para determinar el precio del gasificador para el uso en las potencias analizadas en este trabajo, se parte del precio otorgado por estudio de alternativas para la electrificación rural en la zona de selva del Perú¹⁰. De donde se asume que el costo del gasificador aumenta linealmente con la potencia y el costo **por Kw** de un gasificador está entre \$ 1.810.452 pesos y \$3.879.540 pesos, se asume un precio promedio de \$ 2.198.406 pesos, con base a este precio se procede a calcular el precio de los gasificadores para tres proyectos a construir en una Zona No Interconectada (ZNI), cuyas potencias son 50 Kw, 70 Kw y 88 Kw. Cabe mencionar que los anteriores precios se encontraban en euros y estos se convirtieron a moneda nacional, de acuerdo al precio del Euro, el cual es \$ 2.586,36¹¹ pesos colombianos.

¹⁰ Dato tomado de Estudio de alternativas para la electrificación rural en la zona de selva del Perú

¹¹ Dato tomado de la página www.oanda.com/lang/es/currency/converter el día 22 de mayo del 2011 a las 2:15 pm

Calculo del costo del gasificador para los tres proyectos de las ZNI.

Costo del gasificador para una potencia de 50 kW

$$\text{\$ Gasificador de 50Kw} = \frac{2.198.406 * 50\text{Kwe}}{1\text{Kwe}} = \$109.920.300$$

Costo del gasificador para una potencia de 75 kW

$$\text{\$ Gasificador de 75Kw} = \frac{2.198.406 * 75\text{Kwe}}{1\text{Kwe}} = \$164.880.450$$

Costo del gasificador para una potencia de 88 kW

$$\text{\$ Gasificador de 88Kw} = \frac{2.198.406 * 88\text{Kwe}}{1\text{Kwe}} = \$193.459.728$$

A continuación se presentan los presupuestos mejorados de las ZNI para la generación de energía eléctrica

En la tabla 8 se muestra el costo de capital para el montaje de un proyecto de generación de energía eléctrica mediante el proceso de gasificación, para una potencia de 50 kW.

Tabla 8. Distribución de los Costos Iniciales (Proyecto N°1 – 50kW).

COSTO DE CAPITAL			
		DESCRIPCIÓN	COSTO \$
PRESUPUESTO N° 1 (50 kw)	OBRA CIVIL	Bodegaje de materiales, descapote de sitios, replanteo de obra y construcción de la caseta	15.371.000
	OBRA ELECTRICA	Gasificador, sistema de limpieza y adecuación del gas	109.920.300
		Grupo electrógeno y sistema distribución	29.870.000
TOTAL			155.161.300
TOTAL POR kW INSTALADO			3.103.226

En la tabla 9 se muestra el costo de capital para el montaje de un proyecto de generación de energía eléctrica mediante el proceso de gasificación, para una potencia de 75 kW.

Tabla 9. Distribución de los Costos Iniciales (Proyecto N°2 – 75kW).

COSTO DE CAPITAL			
		DESCRIPCIÓN	COSTO \$
PRESUPUESTO N° 2 (75 kw)	OBRA CIVIL	Bodegaje de materiales, descapote de sitios, replanteo de obra y construcción de la caseta	19.529.561
	OBRA ELECTRICA	Gasificador, sistema de limpieza y adecuación del gas	164.880.450
		Grupo electrógeno y sistema distribución	34.220.000
	TOTAL		
TOTAL POR kW INSTALADO			2.915.600,147

En la tabla 10 se muestra el costo de capital para el montaje de un proyecto de generación de energía eléctrica mediante el proceso de gasificación, para una potencia de 88 kW.

Tabla 10. Distribución de los Costos Iniciales (Proyecto N°3 – 88kW).

COSTOS DE CAPITAL			
		DESCRIPCIÓN	COSTO \$
PRESUPUESTO N° 3 (88 kw)	OBRA CIVIL	Bodegaje de materiales, descapote de sitios, replanteo de obra y construcción de la caseta	15.531.521
	OBRA ELECTRICA	Gasificador, sistema de limpieza y adecuación del gas	193.459.728
		Grupo electrógeno y sistema distribución	39.150.000
	TOTAL		
TOTAL POR kW INSTALADO			2.819.786,92

3.1.1.4 Costos para imprevistos. Es un valor destinado a cubrir los gastos que se presenten durante la ejecución del proyecto por los riesgos en que se incurre por parte del ente encargado del montaje civil y eléctrico. Esta cantidad está en el orden del 3% al 5% de la inversión inicial destinada a la instalación civil y eléctrica.

Para obtener un valor en este análisis se asumió un costo de imprevistos del 4% de la inversión inicial. Determinada en la tabla 11.

Tabla 11. Determinación de los costos imprevistos.

COSTOS IMPREVISTOS				
Presupuesto	Costos Capital (\$) por año	Costos por Imprevistos (4%) por año	Costos Capital (\$) por kW	Costos por Imprevistos (4%) por kW
Presupuesto N°1 (50 kW)	155.161.300	6.206.452	3.103.226	124.129,04
Presupuesto N°2 (75 kW)	218.670.011	8.746.800,44	2.915.600,14	116.624,00
Presupuesto N°3 (88 kW)	248.141.249	9.925.649,96	2.819.786,92	112.791,47

Sumando los **costos iniciales** con los **costos por imprevistos** se obtendrá un capital inicial total destinado por cada proyecto según se muestra en la tabla. 12 que se muestra a continuación.

Tabla 12. Determinación del capital inicial total.

Presupuesto	Costos Iniciales (\$) total	Costos Iniciales (\$) totales por kW
Presupuesto N°1 (50 kW)	161.367.752	3.227.355,04
Presupuesto N°2 (75 kW)	227.416.811,4	3.032.224,1
Presupuesto N°3 (88 kW)	258.066.899	2.932.578,39

3.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

3.2.1 Operación. Dependiendo del tiempo de funcionamiento de la planta se puede requerir entre 1 a 3 turnos de operarios. Además se debe tener en cuenta la capacitación del personal para el manejo de la planta.

3.2.2 Mantenimiento. Este consiste en la revisión preventiva del aceite del motor y el estado del generador, además de revisar el sistema de retiro de cenizas.

Para determinar el costo de operación y mantenimiento se parte de un equivalente a un 2% de la inversión inicial, debido a que generalmente el OPEX (Operative expenditure o gastos de operación) de una planta de gasificación se encuentra entre 10-20% del CAPEX (Capital expenditure o inversión de capital). Dentro del OPEX se encuentran incluidos los costos de materia prima, mano de obra, mantenimiento, depreciación de la planta. Por lo que conociendo el importe de los otros factores, se estima el % de mantenimiento. [39]

En la tabla 13 que se muestra a continuación se presenta el valor del cálculo del costo de mantenimiento por año y por kW instalado en el año.

Tabla 13. Determinación de los costos de mantenimiento por año.

COSTOS POR MANTENIMIENTO				
Presupuesto	Costos Iniciales (\$)	Costos por mantenimiento (2%)	Costos Iniciales (\$) por kW	Costos por mantenimiento (2%) por kW
Presupuesto N°1 (50 kW)	161.367.752	38.728.260,48	3.227.355,0	774.565,2
Presupuesto N°2 (75 kW)	227.416.811,4	54.580.034,74	3.032.224,1	727.733,784
Presupuesto N°3 (88 kW)	258.066.899	61.936.055,86	2.932.578,3	703.818,79

3.3 COSTOS DE COMBUSTIBLE

Para la determinación de este costo, se parte de la base del ahorro que se puede lograr al reemplazar un combustible líquido de elevado costo por un combustible obtenido de biomasa, generalmente de bajo costo.

Una forma de evaluar los beneficios y perjuicios de trabajar con la biomasa, es la de comparar sus costos de generación unitarios y las tasas de retorno financiera y económica con un combustible fósil, con base en las inversiones requeridas, y así poder evaluar la conveniencia económica.

Cabe tener en cuenta que los costos de la biomasa como combustible es el parámetro más importante en la simulación de los costos de generación de cualquier tecnología basada en la generación con biomasa. El costo de la biomasa depende de muchos parámetros, incluyendo la localización del proyecto, el tipo de biomasa utilizada como materia prima, la cantidad requerida, poder calorífico etc. El costo de la biomasa como combustible puede variar ampliamente, en este estudio se utiliza un valor aproximado.

3.3.1 Cálculo del costo del combustible. Para el cálculo del costo del bagazo que se obtiene de los trapiches paneleros, se debe tener en cuenta que parte de este producto agrícola se utiliza con el objetivo de disponer solo la energía necesaria para el proceso de la fábrica y los excedentes pueden ser almacenados o vendidos. O bien estos residuos agrícolas pueden ser acondicionados para su transformación en energía eléctrica para la fábrica mediante gasificación.

Independientemente al uso, el bagazo de caña en el trapiche, se debe tener en cuenta, que el manejo de este producto genera un valor bajo, pero importante al momento de realizar el análisis económico. Dicho valor esta dado por los costos asociados a la producción de su producto principal, como es el caso de la panela. Estos costos asociados son el transporte de la caña cortada al trapiche, pago de trabajadores para el corte y alce de la caña entre otros.

Dado a que es muy amplia la cuantificación de este valor, se parte de un costo inicial de la caña por tonelada, el cual es de \$ 29.120 pesos colombianos¹².

De acuerdo a este precio, ahora se procede a determinar el precio del costo del bagazo de caña con los cuales se desea trabajar, para ello a continuación se presenta un resumen de este, en la tabla 14.

¹² Dato tomado de la facturación de otros bienes del Ingenio MARIA LUISA S.A, del ANEXO 2.

Tabla 14. Cálculo del valor de la biomasa para Trapiches Pequeños y Trapiches Grandes.

CALCULO DEL VALOR DE LA BIOMASA		
SEMANAL	PEQUEÑOS TRAPICHES	GRANDES TRAPICHES
Toneladas de caña semanales	110	700
Cantidad de bagazo resultante toneladas	20	210
Precio por tonelada	\$ 29.120	\$ 29.120
Ahorro en combustible semanal	\$ 5.82.400	\$ 6.115.200
Ahorro en combustible anual	\$27.955.200	\$293.529.600

3.4 COSTOS DE REEMPLAZO.

La decisión de reemplazar un equipo debe tener un análisis económico que incluya costos fijos y variables, como aquellos en los que se incurra cuando la maquinaria este parada.

Cabe tener en cuenta que con el transcurso del tiempo es tal el deterioro de los componentes que en vez de constituir un bien de producción se convierte en un gravamen. Por otra parte es cada vez más frecuentes averías aumentan los tiempos improductivos del proyecto. [40]

En el reemplazo de equipo, existen dos situaciones claramente definidas, que a su vez obligan a definir un método específico de evaluación económica.

La primera situación surge cuando la maquinaria a sustituir solo es parte del proceso productivo y no produce ingresos por sí misma, esto quiere decir que contribuye a la elaboración de un producto y es muy fácil cuantificar con precisión con cuanto contribuye el trabajo de esa máquina, al costo real del

producto. En este caso, como la máquina bajo estudio no produce un ingreso directo porque que con otras máquinas elaboran un producto, la evaluación económica más recomendable es una comparación de costos por el método de costo anual uniforme equivalente.

Si la máquina bajo estudio produce directamente un artículo terminado que al venderse produce ingresos, aunque la misma empresa produzca una gran variedad de artículos, es posible aislar la evaluación económica de esa maquinaria por el método de análisis incremental, el cual permite introducir al análisis toda serie de datos reales que se pueden originar, como son aumento de la productividad, disminución de costos, depreciación, impuestos etc.

El análisis incremental cuantifica aumentos de inversión a los cuales deben corresponder aumentos de ingresos, es decir, se tiene un equipo trabajando normalmente y este produce un determinado ingreso, la inversión actual es cero, puesto que el equipo se compró hace tiempo. Como se pretende reemplazar dicho equipo, se produce un incremento de inversión por la compra del equipo nuevo; a este incremento de inversión debe corresponder un aumento proporcional de ingresos, de no ser así la inversión tendría que rechazarse. [41]

3.5 RESUMEN DE PRESUPUESTOS PARA TRES POTENCIAS ANALIZADAS

A continuación se presenta un resumen del presupuesto para los tres proyectos analizados por kW instalado.

Figura 30. Resumen de presupuesto para una potencia de 50kW.

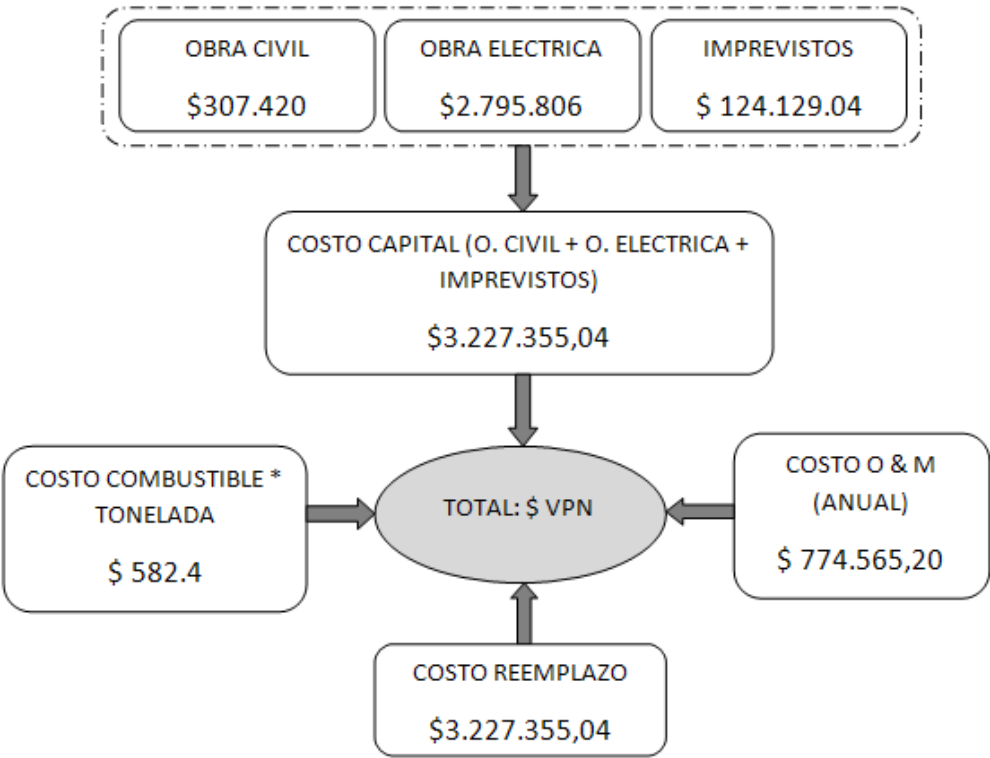


Figura 31. Resumen de presupuesto para una potencia de 75kW

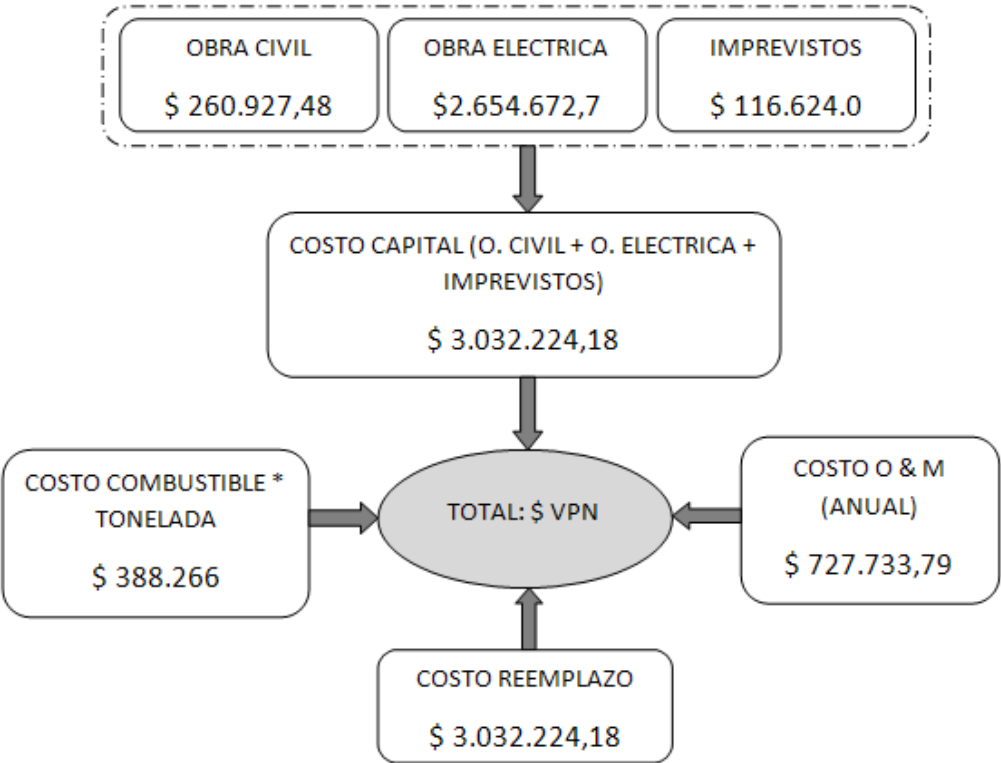
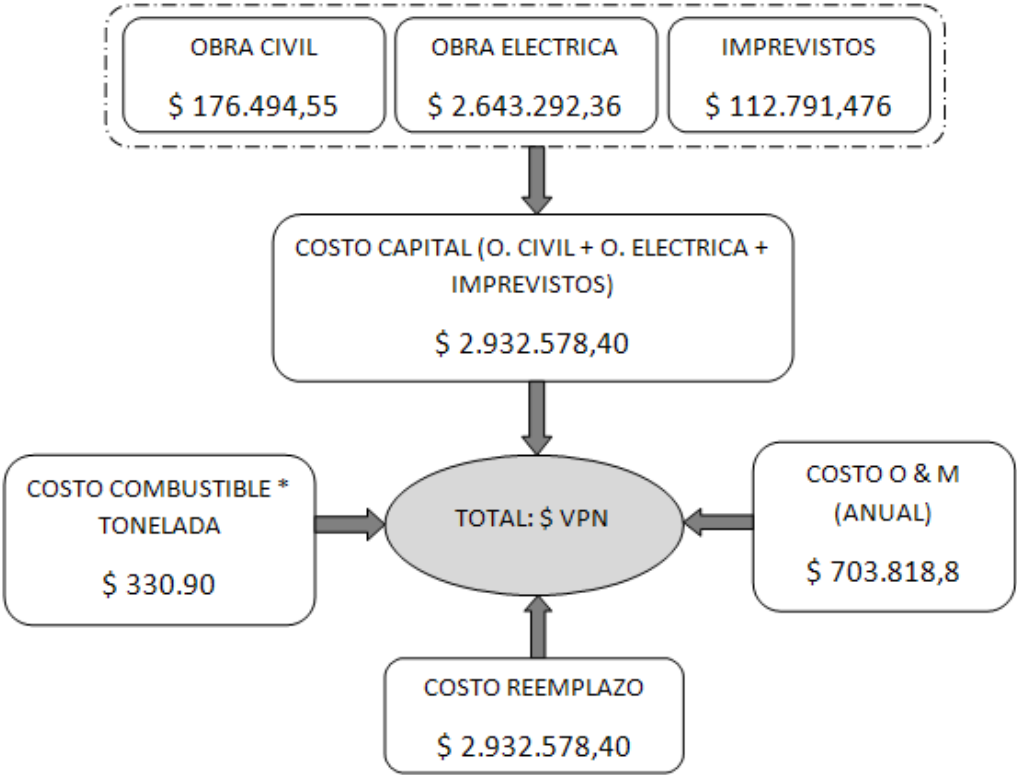


Figura 32. Resumen de presupuesto para una potencia de 88kW



CAPITULO 4

4. EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PROYECTO DE GASIFICACIÓN DE BAGAZO

Para evaluar la viabilidad del proyecto se debe tener en cuenta los aspectos técnicos y económicos mencionados anteriormente para hacer un balance prudente entre lo factible en el aspecto técnico y lo aceptable en el aspecto económico. Para eso se deben usar los métodos de evaluación económica que ayuden a encontrar el punto en donde se mantenga un balance aceptable entre lo económico y lo técnico.

La evaluación económica es la parte final de toda secuencia de análisis de factibilidad de un proyecto. Basándose principalmente en los costos de inversión inicial necesaria para el proyecto y los costos en que se incurre en la etapa productiva.

Todos esos costos son tenidos en cuenta en el método de análisis económico que se presenta en **ANEXO 3**. Y que además es la base del análisis que usa el programa de simulación HOMER.

Este programa de simulación además de realizar un análisis económico, brinda la posibilidad de analizar el grado de hipótesis para cambios en los parámetros del proyecto, y así cuantificar las consecuencias económicas de una posible variación o la implementación de otro recurso disponible en el sector, con el fin de ampliar las posibilidades de una electrificación rentable.

4.1. PROGRAMA DE SIMULACION HOMER. [42]

El programa de simulación HOMER es una herramienta computacional que permite modelar microistemas de energía eléctrica fuera de la red e interconectados a la red, a partir de múltiples fuentes de energía renovables o no renovables disponibles en el sector. Con el fin de confrontar estas tecnologías para determinar la factibilidad de uno de estos modelos.

4.1.1 Características del programa de simulación HOMER. El programa de simulación HOMER trabaja bajo tres tareas, las cuales permiten encontrar la combinación del microsistema de menor costo, y que satisfaga la demanda eléctrica. Estas son:

- Simulación
- Optimización
- Análisis sensibilidad

4.1.1.1 Simulación. El proceso de simulación del programa HOMER consiste en ingresar los datos de entrada de los recursos de las diferentes configuraciones de los microsistemas eléctricos con las que se desea trabajar. Estos datos de entrada describen las opciones tecnológicas, los costos de los componentes y la disponibilidad de los recursos.

Con base a estos datos de entrada se procede a simular y obtener los resultados que se visualizan en una amplia variedad de tablas y gráficos que ayudan a comparar las configuraciones y evaluarlas en base a sus ventajas económicas y técnicas. Así, de esta forma se determina la configuración más factible, es decir, si puede o no satisfacer la demanda eléctrica bajo las condiciones que se especifiquen, y poder estimar el costo de la instalación y operación del sistema durante el tiempo de vida del proyecto. Los cálculos del costo del sistema consideran tanto los costos de inversión, como de reemplazo, operación y mantenimiento, así como de los combustibles.

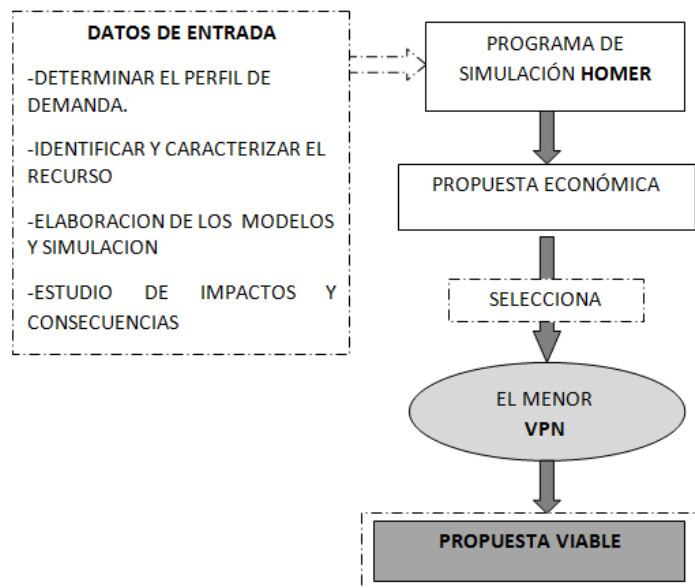
4.1.1.2 Optimización. El proceso de optimización del programa HOMER, determina la mejor configuración del microsistema que se está trabajando, bajo los requisitos técnicos que satisfagan las necesidades que realiza el usuario al menor Valor Presente Neto (VPN), dichos criterios son la cantidad de componentes del sistema, la estrategia de despacho que el sistema debería usar, etc.

4.1.1.3 Análisis de sensibilidad. Una vez se encuentra la configuración del sistema óptimo, bajo los criterios de entrada. El programa HOMER procede a realizar el análisis de sensibilidad el cual se basa en las múltiples optimizaciones, teniendo en cuenta cada una las diferentes variables de entrada. Dicho de otra forma el análisis de sensibilidad revela la sensibilidad de los resultados a los cambios de entrada

4.2 METODOLOGÍA DEL PROGRAMA DE SIMULACIÓN HOMER [42]

La metodología que se presenta en la figura 34 involucra el software evaluado y un conjunto de pasos establecidos habitualmente para el diseño de un microsistema eléctrico, considerando como premisas tener un rendimiento óptimo y funcional.

Figura 33. Metodología utilizada por el programa HOMER, para el desarrollo de la propuesta económica.



De acuerdo a la anterior figura, a continuación se hablará de cada uno de los pasos de la metodología del programa de simulación HOMER.

1. Identificar y caracterizar el recurso que se va a utilizar, ya sea renovable o no renovable, o la combinación de estas. Para ello se debe tener en cuenta la identificación y cuantificación de los recursos que se dispongan en el sitio.
2. Determinar el perfil de demanda energético del sector donde se vaya a implementar una tecnología de generación de energía eléctrica a través de fuentes alternativas de energía.
3. Una vez identificado y cuantificado los anteriores pasos se procede a elaborar los modelos y simular la operación de las instalaciones experimentales

y plantas pilotos, teniendo en cuenta el ingreso de los datos técnicos y económicos de cada una de las tecnologías (fuentes de energía alternativa renovable o no renovable).

4. Después del ingreso de los datos, se procede a determinar la alternativa más adecuada, a partir del análisis económico que maneja el programa HOMER, el cual es el **MENOR VALOR DEL PRESENTE NETO** que arroje la evaluación de las propuestas económicas. Además se debe tener en cuenta el proceso de optimización y el análisis de sensibilidad que maneja este programa de simulación HOMER, con el fin de ayudar a realizar un análisis de la propuesta económica.

5. Estudio de impactos y consecuencias de aplicar la tecnología con base en los datos que suministra el programa en el HOMER, una vez se ha realizado la simulación.

4.3 SIMULACION DEL PROCESO DE GASIFICACION DEL BAGAZO DE CAÑA.

De acuerdo al anterior conjunto de pasos, a continuación se presentan los datos que se ingresaran al programa de simulación HOMER para el análisis del proceso de generación de energía eléctrica mediante el proceso de gasificación del bagazo de caña.

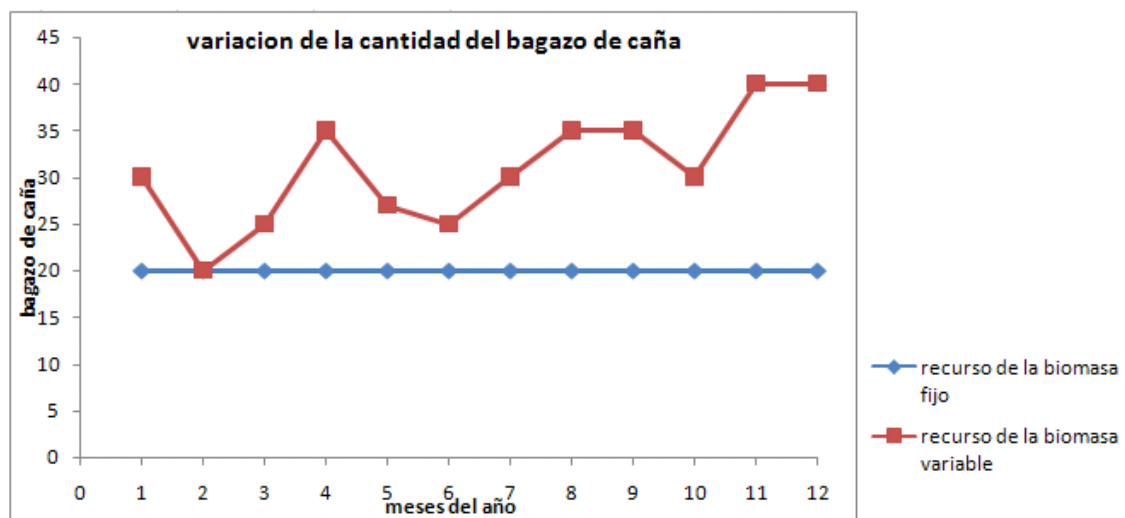
4.3.1 Caracterización del bagazo de caña. Para determinar la caracterización del bagazo de caña, se debe tener en cuenta los criterios técnicos y económicos expuestos en el capítulo dos de este documento. Estos datos son:

- La cantidad de bagazo de caña en el año
- El costo por tonelada del bagazo
- El poder calorífico
- El contenido de cenizas

A partir de estos datos se establecen varios escenarios en los cuales se varía tanto la cantidad de bagazo como el costo de este, con el fin de proporcionar una idea clara sobre la viabilidad del sistema de gasificación ante otro sistema de electrificación.

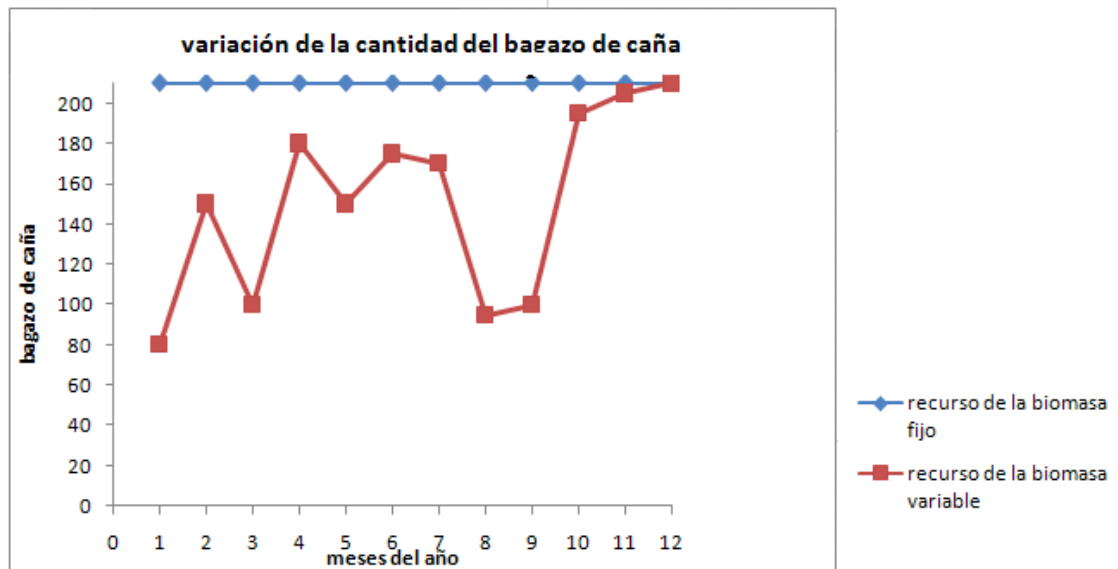
4.3.1.1 Cantidad de bagazo de caña en el año. Para determinar la cantidad de bagazo de caña, se tuvo en cuenta la cantidad de caña que se procesa en un trapiche pequeño y en un trapiche grande, este dato se toma del capítulo dos de este documento. Con base a estos datos se procedió a estimar una variación del bagazo de caña para estos dos tipos de trapiches, tal como se muestra en la siguiente figura 35 y figura 36, respectivamente.

Figura 34. Variación de la cantidad del bagazo de caña para pequeños trapiches¹³



¹³ Estas graficas hacen referencia a la variación del bagazo de caña, para ello se consideraron que los datos suministrados fueron de nuestra propia autoría.

Figura 35. Variación de la cantidad del bagazo de caña para grandes trapiches



4.3.1.2 Costo por tonelada del bagazo de caña. Para determinar la variación del precio del bagazo de caña se parte del precio que se estableció en el capítulo anterior, con base a este, a continuación se presentan estos valores del bagazo en la siguiente tabla 15, tanto para los grandes y pequeños trapiches.

Tabla 15. Precio del bagazo de caña para los pequeños y grandes trapiches.

Precio de la tonelada del bagazo de caña	Precio del bagazo de caña variable ¹⁴
\$ 29.120 pesos	\$ 27.132 pesos
	\$ 25.525,5 pesos
	\$ 23.383,5 pesos
	\$ 22.312,5 pesos
	\$ 19.99,2 pesos
	\$ 17.850 pesos

4.3.1.3 Poder calorífico, contenido de humedad y contenido de cenizas del bagazo de caña.

A continuación se presentan los valores tomados del capítulo dos estos son el contenido de humedad, contenido de cenizas y el poder calorífico del bagazo de caña en la tabla 16.

Tabla 16. Propiedades del bagazo de caña

Propiedades del bagazo de caña	Valor	Unidades
Poder calorífico	3.735	(Kcal/Kg)
Contenido de humedad	20	%
contenido de cenizas	2	%

¹⁴ Este valor hace referencia a la variación del precio del bagazo de caña, para ello se debe tener en cuenta los criterios técnicos que se consideraron en el capítulo anterior de este documento, para este caso de estudio estos fueron aleatoriamente por nosotros.

4.3.2 Estimación de la demanda.

Para dimensionar un proyecto de electrificación, se debe realizar un pronóstico de la demanda de potencia, la cual está dada en función del tiempo que los elementos eléctricos se encuentran conectados al sistema, y así poder estimar la potencia pico, la cual varía de acuerdo a las características de la zona de estudio.

Es decir que estas pueden ser residenciales, comerciales o industriales. Para determinar la demanda de energía, es necesario definir el número de horas en las cuales funcionan los aparatos o elementos eléctricos.

A continuación se presenta una metodología, que representa las acciones más importantes para determinar la demanda futura de energía, esta consiste en simular una curva de demanda. Estas curvas se pueden generar con base en el comportamiento de demandas similares, ya sean residenciales o industriales.

Se debe tener cuidado para no sobrestimar la demanda, porque habrá un sobre dimensionamiento del proyecto, en lo que se refiere a las obras civiles y equipos electromecánicos.

También se debe tener cuidado cuando la demanda es subestimada, porque implica que para abastecer la demanda real se deberá esforzar los equipos, disminuyendo la vida útil de los equipos y del proyecto en general.

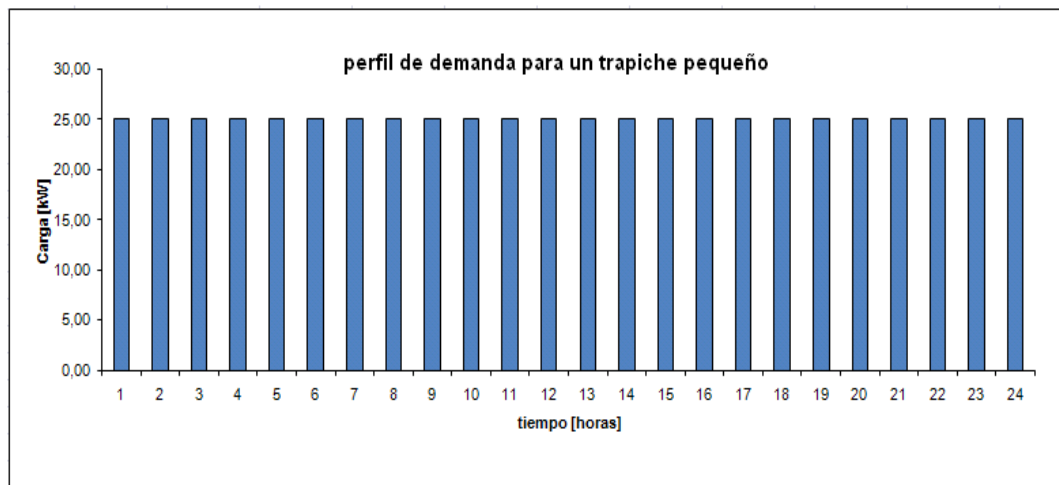
Con base en estos requerimientos sobre la estimación de la demanda, con la cual se va a realizar este trabajo. Se tomarán dos escenarios a simular de acuerdo al intervalo de potencias que se manejan en el capítulo dos, tanto para grandes trapiches como para los pequeños. Con el fin de determinar que tanto afecta este parámetro en la viabilidad del proyecto. Estos dos escenarios son:

- **Perfiles demanda constante:** Este tipo de curva de demanda, relaciona la potencia y el consumo en horas. En este caso la curva de la carga es constante a medida que pasan las horas.
- **Perfiles demanda variable:** Este tipo de curva de demanda, relaciona la potencia y el consumo en horas, cabe mencionar que el comportamiento de

esta curva de la carga varía de acuerdo a la hora. Para la realización de esta curva se tomaron como base las curvas de la CREG ¹⁵

4.3.2.1 Perfil de demanda constante para los trapiches paneleros. A continuación se presentan los perfiles demanda constante para los trapiches pequeños de 25 kW y 30 kW para los grandes trapiches, en las figuras 37 y figura 38, respectivamente.

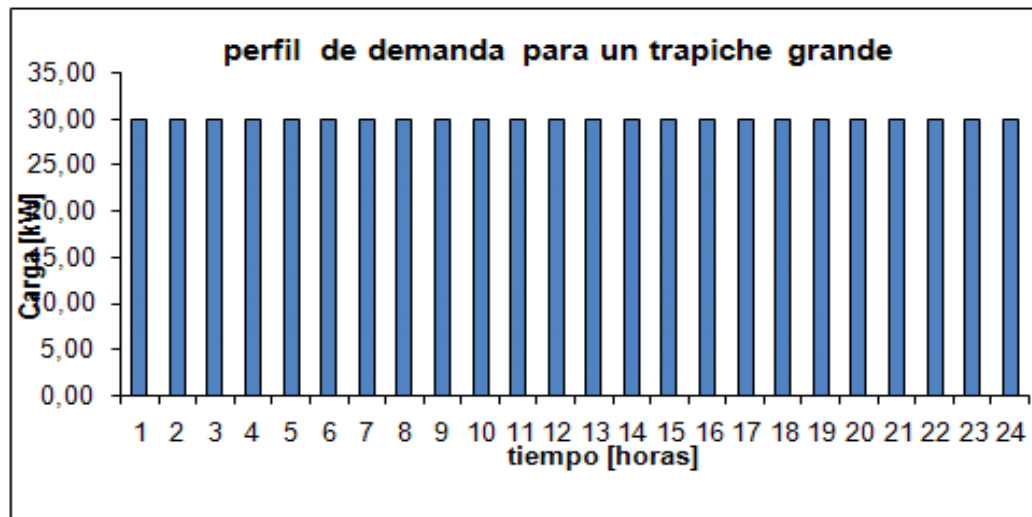
Figura 36. Perfil de demanda constante para un trapiche pequeño de 25 kW.¹⁶



¹⁵ Dato tomado de la curva de demanda de la CREG. ANEXO 4

¹⁶ Este valor hace referencia a la variación del perfil de demanda eléctrica de un trapiche panelero, para ello se debe tener en cuenta los criterios técnicos que se consideraron en el capítulo anterior de este documento.

Figura 37. Perfil de demanda constante para un trapiche grande de 30 kW.¹⁷



4.3.2.2 Perfil de demanda variable para los trapiches paneleros. A continuación se presentan los perfiles de demanda variable para los trapiches paneleros de acuerdo a la variación de potencia que se presenta por cada hora en el día, en las figuras 39 y 40 se muestran las demandas tanto para los grandes como para los pequeños trapiches.

¹⁷ Este valor hace referencia a la variación del perfil de demanda eléctrica de un trapiche panelero, para ello se debe tener en cuenta los criterios técnicos que se consideraron en el capítulo anterior de este documento.

Figura 38. Perfil de demanda variable para un trapiche pequeño¹⁸

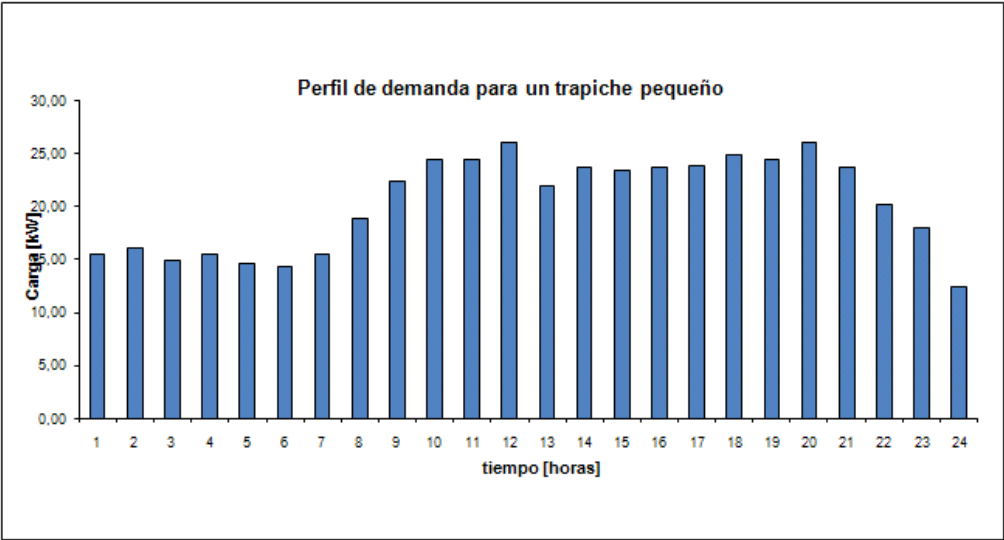
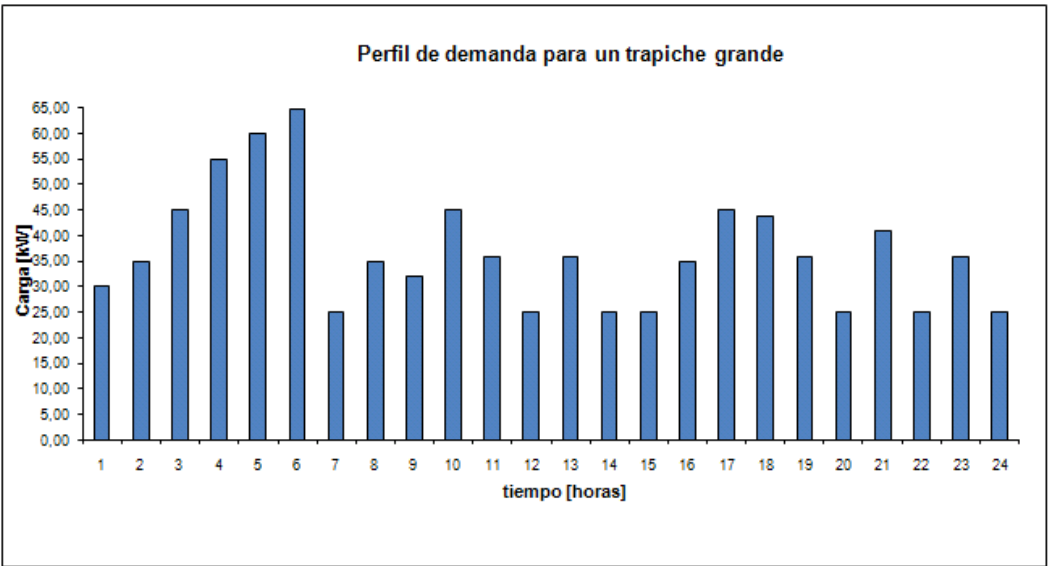


Figura 39. Perfil de demanda variable para un trapiche grande¹⁹



¹⁸ Valores tomados y modificados de las curvas de demanda de potencias de la CREG

¹⁹ Valores tomados y modificados de las curvas de demanda de potencias de la CREG

4.3.3 Elaboración de los modelos a simular.

Para la elaboración de los modelos de un proyecto que se desea trabajar en el programa HOMER, se debe tener en cuenta la caracterización de los recursos energéticos a utilizar y las tecnologías que estos emplean.

Cabe mencionar que en este trabajo se utilizará el bagazo de caña como único recurso renovable para la generación de energía eléctrica a través del proceso de gasificación.

Se tomaron varios escenarios que corresponden a la utilización de:

- Un grupo electrógeno con combustible fósil versus un grupo electrógeno más el gasificador de biomasa.
- Un grupo electrógeno más gasificador de biomasa que trabaje de forma dual con el combustible fósil.

De acuerdo a esto, a continuación se presenta un resumen de los datos técnicos y económicos del combustible fósil su respectiva tecnología, al igual que el sistema de gasificación.

Tabla 17. Datos a ingresar al programa HOMER, para la simulación de un sistema de gasificación

Combustible	propiedades	Valor	Costo del combustible (\$)	Tecnología	Costo de la tecnología (\$)
Diesel	Poder calorífico	43.2 MJ/kg	1440 el litro de combustible	Grupo electrógeno	\$ 16.000.000 y 19.200.000 de pesos
	Densidad	820 kg/m ³			
	Contenido de carbono	0.33 %			
Combustible	propiedades	Valor	Costo del combustible (\$)	Tecnología	Costo de la tecnología (\$)
Bagazo de caña	Poder calorífico	37.35 MJ/Kg	25000 la tonelada de bagazo	Grupo electrógeno más gasificador	\$ 29.870.000 y 39.150.000 de pesos
	Densidad	n/a			
	Contenido de carbono	n/a			

De acuerdo a estos datos, se procede a simular estos escenarios en el programa de simulación HOMER. A continuación se presentan los resultados.

4.3.4 Análisis y resultados.

Una vez se han elaborado los modelos posibles de las configuraciones del sistema, el programa de simulación HOMER ordena los resultados de todas las configuraciones que atienden la demanda de menor Valor Presente Neto (VPN) a mayor Valor Presente Neto (VPN), con el fin de determinar la factibilidad del proyecto.

Cabe mencionar que para la realización de la simulación en el programa de simulación HOMER, los datos de entrada deben estar en dólares, ya que este programa requiere estas especificaciones para simular, en vista de esto se convirtió a moneda extranjera (dólares) los datos de entrada , de acuerdo al

precio del dólar, el cual es **\$ 1782.5 pesos**²⁰. Estos valores se encuentran en los respectivos anexos de cada simulación presentados en este documento. Una vez se obtuvieron los resultados de cada una de las simulaciones se procedió a cambiar los valores, de acuerdo al anterior precio del dólar.

4.3.4.1 Resultados de la simulación

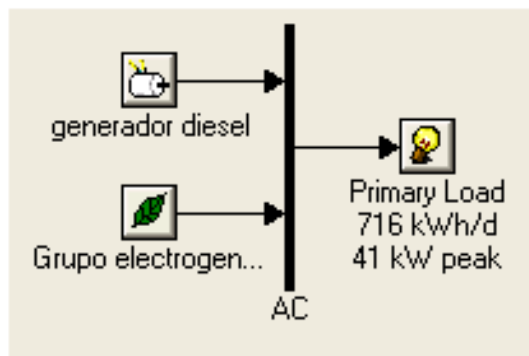
A continuación se presentan los resultados de las simulaciones de los dos tipos de trapiches a trabajar bajo la variación de los diferentes parámetros expuestos anteriormente, estos son:

- Perfil de demanda eléctrica
- Costo del bagazo de caña
- Cantidad de bagazo de caña
- Costo del combustible diesel

CASO 1. Grupo electrógeno DIESEL versus grupo electrógeno mas sistema de gasificación para un trapiche de 25 Kw.

El esquema a simular en la figura 40. Representa un microsistema a considerar para un trapiche panelero.

Figura 40. Grupo electrógeno DIESEL Vs Sistema de gasificación



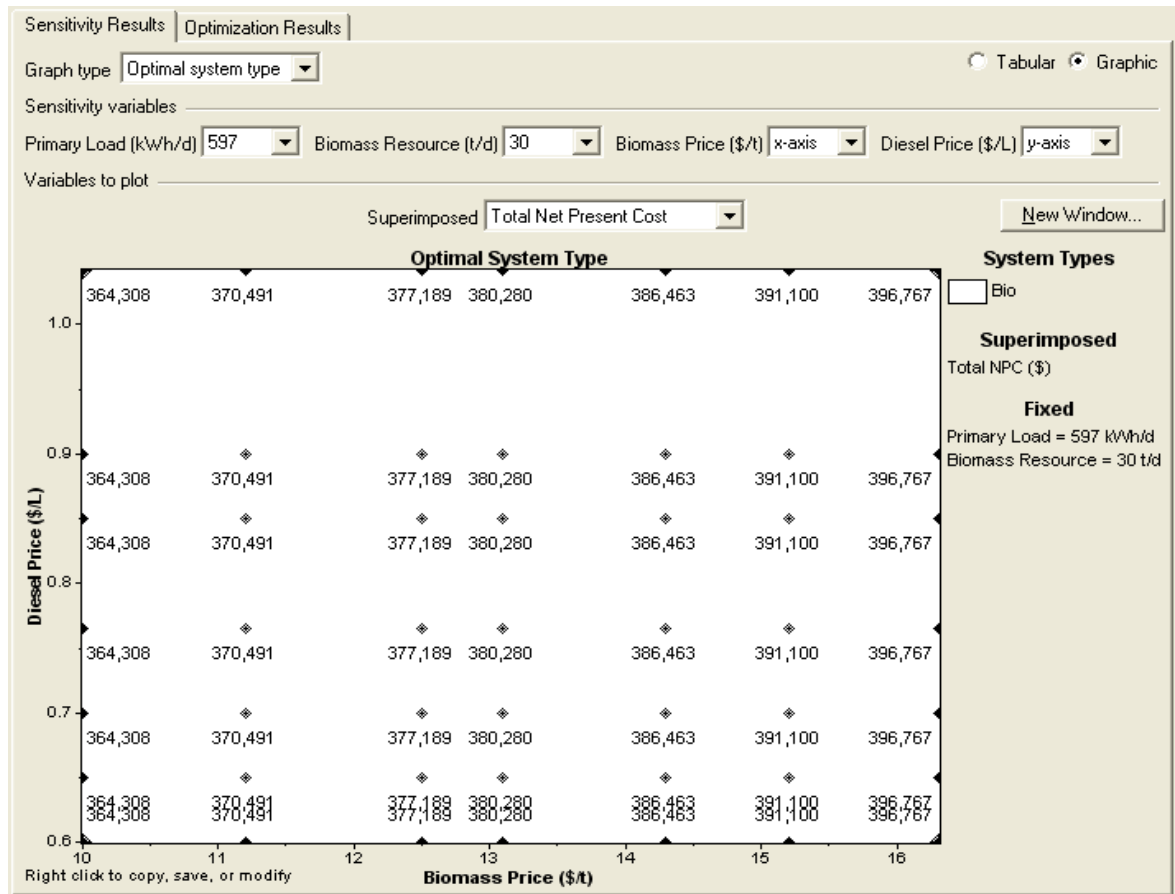
Con base a estas variaciones a continuación en la figura 41 y figura 42 se presentan los resultados de la simulación para un grupo electrógeno DIESEL

²⁰ Dato tomado de la página www.oanda.com/lang/es/currency/converter el día 24 de mayo del 2011 a las 2:15 pm

versus grupo electrógeno más sistema de gasificación para un trapiche de 25 Kw.

Figura 41, Optimización de los resultados para un trapiche de 25 kW.

Figura 42, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 25 kW.



CASO 1.1. Grupo electrógeno DIESEL versus grupo electrógeno mas sistema de gasificación para un trapiche de 30 Kw.

Con base en el anterior esquema, a continuación en la figura 43 y figura 44 se presentan los siguientes resultados de la simulación.

Figura 43, optimización de los resultados para un trapiche de 30 kW.

Sensitivity Results Optimization Results

Sensitivity variables

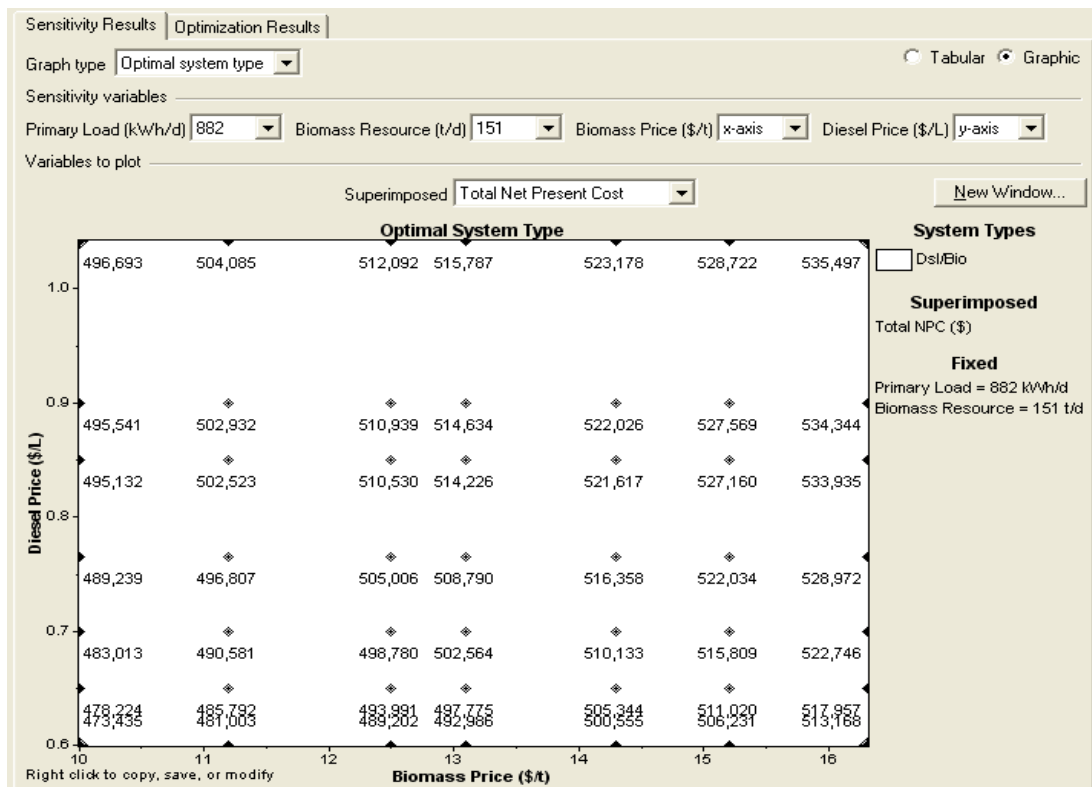
Primary Load (kWh/d) 882 Biomass Resource (t/d) 210 Biomass Price (\$/t) 16.3 Diesel Price (\$/L) 1.04

Double click on a system below for simulation results.

☒ Categorized ☐ Overall [Export...](#) [Details...](#)

	Dsl (kW)	Bio (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Biomass (t)	Dsl (hrs)	Bio (hrs)
	50	75	\$ 37,399	51,286	\$ 535,497	0.171	0.99	842	634	154	8,760
		88	\$ 21,908	56,154	\$ 567,292	0.181	1.00		608		8,760
	88		\$ 22,886	137,881	\$ 1,362,023	0.436	0.00	108,554			8,760

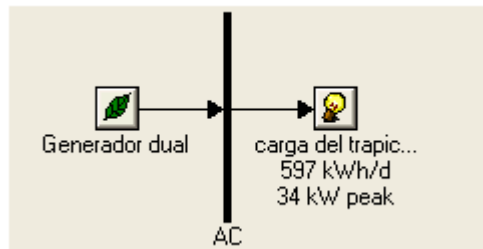
Figura 44, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 30 kW.



Caso 2. Simulación de un grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche de 25 Kw a partir de un sistema de gasificación.

El esquema a simular en la figura 45 representa un microsistema dual diesel-biogás para un trapiche panelero de 25 Kw.

Figura 45. Grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche panelero.



Con base a las variaciones de los parámetros de entrada a ingresar al programa de simulación HOMER que se plantearon en el caso 1. A continuación en la figura 46 y figura 47 se presentan los resultados de la simulación para este sistema de generación de energía eléctrica

Figura 46, optimización de los resultados para un trapiche de 25 kW.

Sensitivity Results

Optimization Results

Sensitivity variables

Primary Load 1 (kWh/d)

597

Biomass Resource (t/d)

30

Biomass Price (\$/t)

16.3

Diesel Price (\$/L)

1.04

Double click on a system below for simulation results.

☒ Categorized

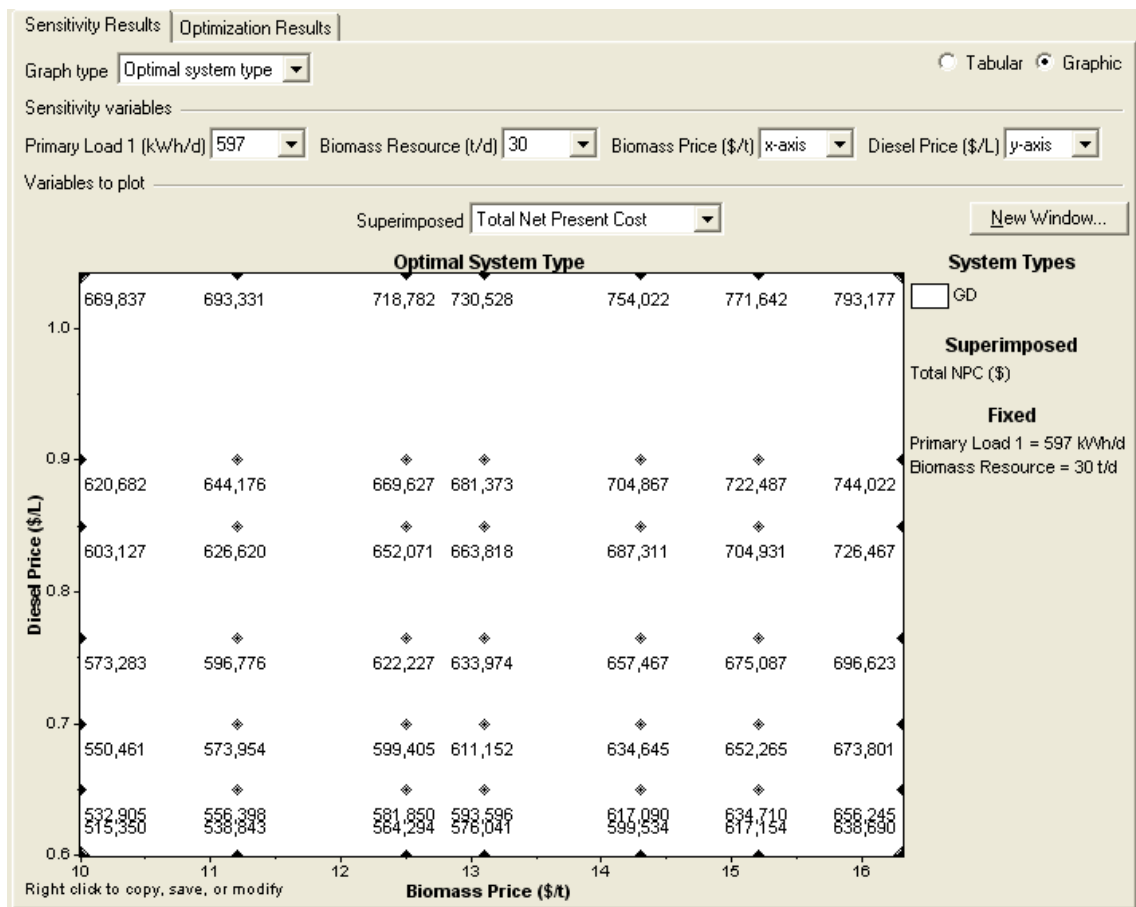
☐ Overall

Export...

Details...

	GD (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Biomass (t)	GD (hrs)
	50	\$ 10,000	61,265	\$ 793,177	0.285	0.80	27,466	1,532	8,760

Figura 47, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 30 kW.



Caso 2.1 Simulación de un grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche de 30 Kw a partir de un sistema de gasificación.

Con base en el anterior esquema, a continuación en la figura 48 y figura 49 se presentan los siguientes resultados de la simulación.

Figura 48, optimización de los resultados para un trapiche de 30 kW.

Sensitivity Results Optimization Results

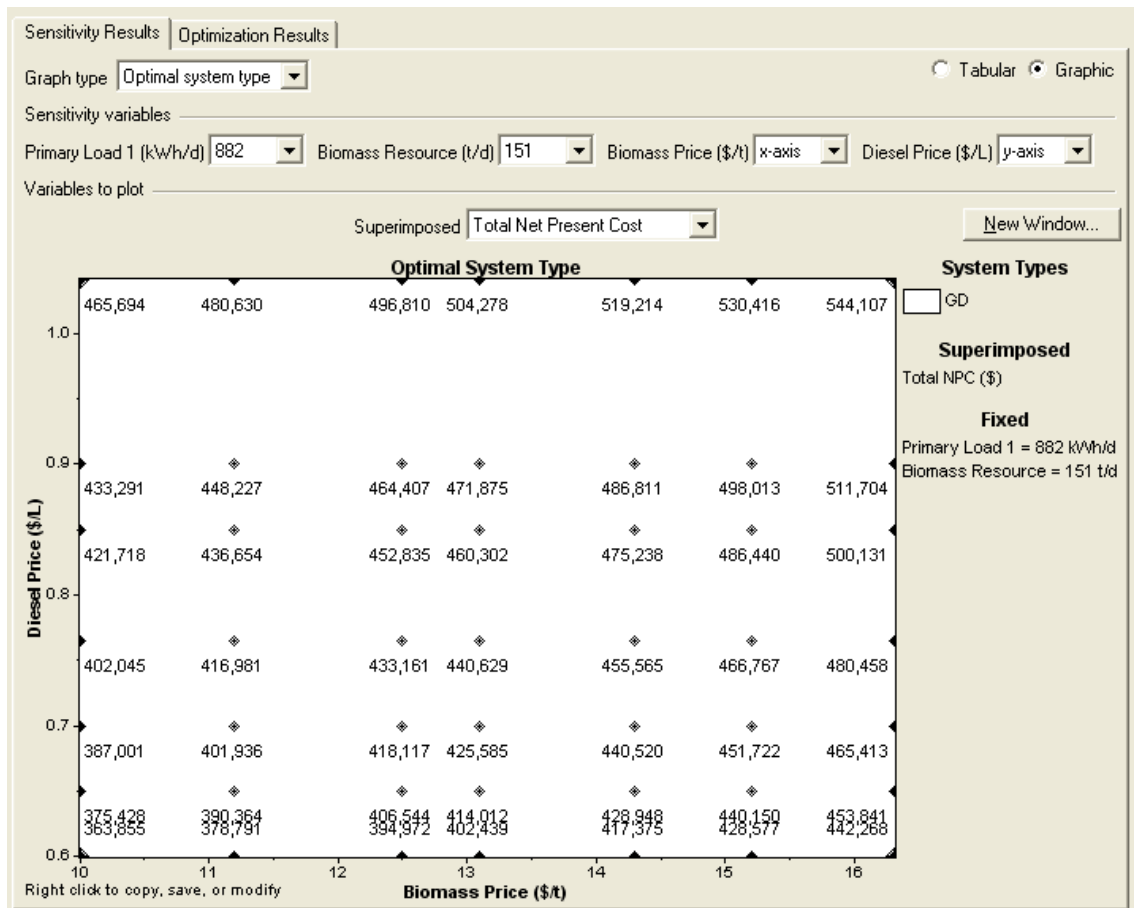
Sensitivity variables:

Primary Load 1 (kWh/d): 882 Biomass Resource (t/d): 151 Biomass Price (\$/t): 16.3 Diesel Price (\$/L): 1.04

Double click on a system below for simulation results. ☒ Categorized ☐ Overall Export... Details...

	GD (kW)	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Diesel (L)	Biomass (t)	GD (hrs)
	85	\$ 12,144	54,772	\$ 544,107	0.174	0.79	23,831	1,282	8,760

Figura 49, Tipo de sistema óptimo para un trapiche de 30 kW.



4.3.4.2 Análisis de los resultados

En el mismo orden en que se procedió a realizar las simulaciones en el programa HOMER para los dos tipos de trapiches paneleros, se decide las mejores variantes en función de parámetros económicos tales como el costo de la energía eléctrica producida (\$/KWh.) y el costo presente neto, este último es el valor que relaciona todos los costos anuales que se incurren en la operación del sistema, divididos por el factor de recuperación del capital, que es función de la tasa de interés bancaria y el tiempo de vida del proyecto. Es decir que las decisiones que toma HOMER para definir una variante por encima de otras no son otra cosa que análisis económico del sistema desde el diseño hasta el último día de explotación del mismo. [04]

A continuación se presentan los resultados de las simulaciones, de acuerdo a los modelos establecidos.

Caso 1. Simulación para un grupo electrógeno DIESEL versus grupo electrógeno mas sistema de gasificación para un trapiche de 25 Kw.

Los resultados que se obtuvieron en la simulación de este caso se pudo observar que en base a la variación de perfil de demanda eléctrica, el costo del bagazo de caña, la cantidad de bagazo de caña, el costo del combustible diesel, los resultados variaban muy poco. Pero a pesar de estas variaciones el sistema óptimo es el grupo electrógeno con sistema de gasificación tal como se muestra en la figura 41.

De acuerdo a la figura 41, se procede a analizar cada uno de los sistemas.

Primera: El costo de la energía eléctrica es de 0,187 \$/KWh dólares o 333,32 \$/KWh pesos, un costo presente neto \$ 396.767 dólares o \$ 7.072.373,5 pesos, y un capital inicial de \$ 16.715 dólares o \$ 29.794.487,5 pesos.

Segunda: El grupo electrógeno DIESEL incrementa los costos de la producción total del sistema, esto provoca un ligero incremento del costo de la energía eléctrica, también del costo presente neto y del costo de inversión. Cabe mencionar que en este caso el grupo diesel no consume combustible sino que se encuentra como respaldo para solventar un requerimiento de demanda eléctrica adicional.

Tercera: Posee mayor costo de la energía eléctrica, mayor costo presente neto, esto se debe a que en este caso de estudio solo se trabaja con el combustible diesel y a su vez tiene mayor tiempo de trabajo, dando como resultado encarecer el proyecto.

Las dos últimas variantes son las más caras con menor viabilidad por las mismas razones analizadas en los casos anteriores. De este análisis se puede definir, que la mejor de todas la variantes (óptima), es la que menor costo presente neto posee, menor costo de la electricidad.

En la figura 42 se muestran los resultados optimizados propuestos por el programa de simulación HOMER, en función del costo del bagazo de caña y del costo del combustible diesel.

A partir de estos se determina económicamente o energéticamente la influencia a la hora de seleccionar el sistema óptimo con el cual se trabajara en la región o sitio de interés particular.

Con base en esto se observa, en la figura 42 que el sistema optimo es el uso del bagazo de caña. Esto se da porque el combustible diesel tiende a aumentar su costo en la medida en que tanto este recurso energético como los derivados del petróleo se ven afectados por el agotamiento de las reservas.

A parte de esto también se debe tener en cuenta el transporte de este combustible hasta el lugar donde se desea implementar un sistema de generación de energía eléctrica, lo cual incrementara considerablemente los costos y que aquí no son tenidos en cuenta.

Caso 1.1. Simulación para un grupo electrógeno DIESEL versus grupo electrógeno mas sistema de gasificación para un trapiche de 30 Kw.

En los resultados que se obtuvieron en la simulación de este caso se pudo observar que con base a la variación de perfil de demanda eléctrica, el costo del bagazo de caña, la cantidad de bagazo de caña, el costo del combustible diesel, los resultados variaban de acuerdo a estos.

Dichas variaciones permitieron deducir que el sistema óptimo para la generación de energía es la combinación del grupo electrógeno diesel y el grupo electrógeno con sistema de gasificación.

De acuerdo a esto, se procede a analizar cada uno de estos casos de la figura 43.

Primera: Este primer caso de optimización es de un sistema de generación eléctrica, combinando un grupo electrógeno a base de combustible diesel y un grupo electrógeno con sistema de gasificación de biomasa ambos de una potencia de 50 Kw, con el fin de solventar la demanda de potencia eléctrica de un trapiche panelero de 882 kWh/d. El costo de la energía eléctrica 0,171 \$/KWh dólares o 304,80 \$/KWh pesos, el costo presente neto \$535.497 dólares o \$ 954.523.402,5 pesos y un capital inicial de \$ 37.399 dólares o \$ 66.663.717,5 pesos.

Segunda: En la alternativa anterior el costo de inversión inicial es de \$ 37.399 dólares o 66.663.717,5 pesos, el cual es alto en comparación con el segundo caso, este es de \$ 21.908 dólares o de 39.051.010 pesos para un sistema de gasificación del bagazo de caña como fuente de energía eléctrica, ambos para una misma demanda de potencia eléctrica de 882 kWh/d.

Dado esto se puede observar que en el primer caso aunque se incrementan los

costos iniciales por el uso del combustible diesel no genera un incremento en el costo de la energía eléctrica ni en el valor del costo del presente neto del sistema energético. Esto se debe a que para manejar una demanda de potencia grande se necesita solventar esta con un respaldo de otra fuente de energía alterna, lo cual quiere decir que para este caso de estudio se utiliza ambos recursos disponibles pero bajo la medida de que se utiliza más el recurso que a largo plazo es factible, que para este caso es la biomasa tal como se muestra en el **ANEXO 5**. O tal como lo muestra el segundo caso usar un grupo electrógeno más un sistema de gasificación de mayor potencia que trabaje de forma independiente, pero trayendo como consecuencia un incremento en los gastos de operación y mantenimiento entre otros.

Tercera: posee mayor costo de la energía eléctrica y a su vez mayor costo presente neto, ya que se consume combustible diesel, el generador tiene mayor tiempo de trabajo.

Las dos últimas variantes son las más costosas y de menor viabilidad, por las mismas razones analizadas en los casos anteriores. De este análisis se puede definir, que la mejor de todas las variantes (óptima), es la que menor costo presente neto posee, menor costo de la electricidad.

En la figura 44 se muestra los resultados optimizados propuestos por el programa de simulación HOMER, en función del costo del bagazo de caña y del costo del combustible diesel.

A partir de estos se determina el sistema óptimo el cual es en este caso el uso del bagazo de caña y el uso del combustible diesel de forma combinada. El recurso del combustible diesel se utiliza poco debido a que como se había mencionado anteriormente en el **caso 1**, este combustible fósil tiende a aumentar su costo en la medida en que se incurre en el transporte hasta el lugar donde se desea implementar un sistema de generación de energía eléctrica, así el costo del combustible diesel sea más económico respecto al costo del bagazo de caña.

Caso 2. Simulación de un grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche de 25 Kw a partir de un sistema de gasificación.

En los resultados que se obtuvieron en este caso de estudio, se puede observar que al realizar las variaciones de los parámetros de entrada tales como el perfil de demanda eléctrica, el costo del bagazo de caña, la cantidad de bagazo de caña, el costo del combustible diesel. Los resultados variaban de

acuerdo a estos, como por ejemplo en el costo de mantenimiento, operación del equipo, el costo de la energía producida, el costo inicial y por último la potencia del grupo electrógeno con el cual se desea trabajar, este se debe a la variación de la demanda de potencia eléctrica.

Cabe mencionar que a pesar que este grupo electrógeno trabaja de forma combinada entre biogás obtenido del proceso de gasificación del bagazo de caña y el combustible diesel, el combustible que más trabaja es el bagazo de caña de azúcar, esto se debe a que a largo plazo el uso del bagazo de caña es factible dado a que se incurre poco dinero en el transporte y manejo de este combustible por ser utilizado cerca al lugar donde se está generado este recurso energético, de lo contrario se elevarían los costos y cambiaría el análisis.

De acuerdo a estas especificaciones a continuación se muestra la descripción de los resultados de la figura 46 del sistema óptimo que arrojo el programa de simulación HOMER.

Primera: el costo de la energía eléctrica 0,285 \$/KWh dólares o 508.0 \$/KWh pesos, un costo presente neto \$ 793.177 dólares o 1.413.838.003 pesos, capital inicial de \$ 10.000 dólares o 17.825.000 pesos. En cuanto a la cantidad de combustible que se va a utilizar es 27.466 litros de diesel y 1.532 toneladas de bagazo de caña para una demanda de potencia de 597 kWh/d.

De la figura 48, se puede observar que el valor presente neto del sistema óptimo con el cual se desea trabajar se incrementa con el valor del costo del bagazo de caña como con el costo del combustible diesel, cabe recordar que este sistema de generación de energía trabaja de forma combinada entre los dos combustibles, esto se hace con el fin de buscar un respaldo a la hora de suplir la demanda energética con la que se cuenta en el lugar.

Caso 2.1 Simulación de un grupo electrógeno de mezcla dual para un trapiche de 30 Kw a partir de un sistema de gasificación.

En los resultados que se obtuvieron para este caso de estudio, se puede observar que a pesar de realizar variaciones de los parámetros de entrada tales como perfil de demanda eléctrica, el costo del bagazo de caña, la cantidad de bagazo de caña, el costo del combustible diesel. Los resultados variaban muy poco de acuerdo a estos.

Además cabe mencionar que a pesar que este grupo electrógeno trabaja de forma combina entre biogás obtenido del proceso de gasificación del bagazo de caña y el combustible diesel, el combustible que más trabaja es el biogás, esto se debe a que a largo plazo el uso del bagazo de caña es factible dado a que se incurre poco dinero en el transporte y manejo de este combustible por ser utilizado cerca al lugar donde se está generado este recurso energético, de lo contrario se elevarían los costos y cambiaria el análisis.

De acuerdo a estas especificaciones a continuación se muestra la descripción de los resultados de la figura 48 del sistema optimo que arrojo el programa de simulación HOMER.

Primera: el costo de la energía eléctrica 0,174 \$/KWh dólares o 310,155 \$/KWh pesos, un costo presente neto \$ 398.882 dólares o 711.007.165 pesos, el capital inicial de \$ 12.144 dólares o 21.646.680 pesos, en cuanto a la cantidad de combustible que se va a utilizar es 23.831 litros de diesel y 1.282 toneladas de bagazo de caña para una demanda de potencia de 882 kWh/d.

De la figura 49, se puede observar que el valor presente neto del sistema óptimo con el cual se desea trabajar, aumenta a medida que tanto el valor del costo del bagazo de caña como el costo del combustible diesel se incrementan, cabe recordar que este sistema de generación de energía trabaja de forma combinada entre los dos combustibles, esto se hace con el fin de buscar un respaldo a la hora de suplir la demanda energética con la que se cuenta en el lugar.

4.4 FACTIBILIDAD ECONOMICA

Si se hace una comparación entre el sistema de producción de electricidad propuesta por HOMER para un trapiche panelero ya sea pequeño o grande, a partir de de una fuente de energía, que en este caso es el uso del diesel o del bagazo de caña, se puede notar que los criterios económicos del costo de producción de la energía eléctrica (\$/kWh) y el costo presente neto (costos anuales de mantenimiento, combustibles, reposición de equipos y tiempo de recuperación del capital). El sistema más factible es el sistema de generación dual

CONCLUSIONES

- Para los casos analizados en donde se tienen pequeñas demandas y se dispone de abundante recurso energético en sitio, la biomasa como combustible y el proceso de gasificación como tecnología para generación de energía eléctrica; son dignos de tenerse en cuenta por encima de la opción de generación con combustible fósil (diesel).
- Los resultados muestran claramente un beneficio para el medio ambiente causado por la disminución de elementos contaminantes emitidos en el proceso de generación de energía mediante gasificación.
- El aprovechamiento de algunos tipos de biomasa contribuye a la creación de puestos de trabajo y a la mejora socioeconómica en el sector rural.
- La independencia en el uso de los combustibles fósiles y el uso de fuentes de energía para las labores cotidianas; puede causar disminución del costo y mejoramiento en la calidad de vida de las personas.
- La aplicación de la gasificación de la biomasa refuerza el sistema de generación de energía eléctrica y promueve la electrificación de las zonas rurales y de zonas aisladas o no interconectadas.
- A pesar del que el costo inicial para la generación con biomasa es alto respecto a los combustibles fósiles. La biomasa tendera hacer más viable entre estas fuentes de energía, debido a que no se incurre en gastos de transporte hasta el sitio.
- A pesar que el proceso de gasificación de biomasa para la generación de energía eléctrica es una tecnología con un alto grado de desarrollo en países Europeos y en EU, en Colombia su aplicación apenas se está implementando y puede llegar a ser una fuente importante de energía debido a la abundancia de recurso natural que poseemos
- Gracias a la herramienta computacional HOMER, se pudo constatar que la alternativa más viable de los microsisistemas simulados, es la utilización de la biomasa como fuente de energía a partir de un sistema de gasificación, esto se debe a que a largo tiempo, no se recupera el dinero invertido, el aprovechamiento de este recurso biomasico disminuye

RECOMENDACIONES

Para la generación de electricidad a partir de la gasificación de biomasa es necesario:

- Mayor experiencia en el uso de motores de combustión interna con gas procedente de la gasificación de biomasa.
- Adaptar turbinas de gas a baja potencia y a gas de bajo- medio poder calorífico.

BIBLIOGRAFIA

- [1] GARCES, Rosa Virginia. MARTINEZ, Sandra Viviana. Estudio del poder calorífico del bagazo de caña de azúcar en la industria azucarera de la zona de Risaralda, Pereira 2007
- [2] HOS, J.J. GROENEVELD, M. J. Biomass – Regenerable Energy, editado por HALL, D. O. y OVEREND, R. P., John Wiley&Sons Ltd, 1987.
- [3] UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICO – UPME. Documento ANC 631/03 Rev. 00. Potencialidades de los cultivos energéticos y residuos agrícolas en Colombia. Bogotá D.C. Julio de 2003.
- [4] BESEL, S.A. Instituto Para La Diversificación Y Ahorro De Energía “Biomasa: Gasificación”, Madrid, Octubre de 2007.
- [5] MARTÍNEZ, María Elena. Provisión de servicios energéticos básicos de “Ioyola school”, Madrid, Junio 2008.
- [6] BOLDE, Oscar Pérez. Factibilidad financiera en la producción de bioenergía, un estudio de caso en el estado de Tabasco, México. Febrero de 2009.
- [7] LEON S, Jose Manuel. Analisis de problemas operacionales en tecnologías de gasificación en lecho fluido de residuos polimericos. Mayo de 2010.
- [8] HASLER, Ph. BUEHLER, R. NUSSBAUMER, Th. Evaluation of gas Cleaning Technologies for Biomass gasification. Biomass for Energy and Industry. 10th European Conference and Technology Exhibition. Commission of the European Communities. Alemania, 1998.
- [9] DEL VAL GENTO, Verónica, ANTOLÍN G, Gregorio. Planta de cogeneración mediante gasificación de biomasa residual. Valladolid - España, 2009.
- [10] KRISTIANSEN, A. Understanding Coal Gasification, IEACR/86, IEA Coal Research, Londres, 1996.

[11] SAAVEDRA, Luis Eduardo. Gasificación térmica de biomasa para la Costa Pacífica Colombiana. Cali, Diciembre de 1997.

[12] GONZÁLEZ G, Manuel. Sistema de generación eléctrica con pila de Combustible de óxido sólido alimentado con Residuos forestales y su optimización mediante Algoritmos basados en nubes de partículas. 2008

[13] RENSFELT, E. K. W. Atmospheric CFB Gasification - The Grève plant and Beyond En: Biomass Gasification &Pyrolysis. State of the Art and Future Prospects, (1997),

[14] GIRALDO S.Y., COBAS V.R.M., LORA E.S. Generación a pequeña escala, gasificador de biomasa- sofco: diseño de un sistema de limpieza para el gas de síntesis.

[15] ORTIZ F, Ramiro. Guía de clases - Introducción a la generación.

[16] Kostenko M.P y Piotrovsky L.M., “Maquinas eléctricas tomo I”, MIR MOSCÚ, URSS (1979).

[17] Kostenko M.P y Piotrovsky L.M., “Maquinas eléctricas tomo II”, MIR MOSCÚ, URSS (1979).

[18] ZEBALLOS, Raúl. VIGNOLO, Mario. ¿Redes de transmisión o generación distribuida?. <http://iie.fing.edu.uy/investigacion/grupos/syspot/TvsGD.pdf>.15 de Marzo del 2010.

[19] Aponte Guillermo., “Subestaciones Eléctricas - Notas de Clase” UNIVERSIDAD DEL VALLE

[20]. ZANZI, R. SJOSTROM, K. BJORNBOOM E. Rapid high-temperature pyrolysis of biomass in a free-fall reactor. *Fuel*. Julio de 1994.

[21] PENA SANCHEZ, Paloma. Proyecto fin de carrera: gasificación de paulownia para central de 2 Mwe. 2010

[22] PÉREZ, Juan, BERGE, David, AGUDELO, John Proceso de gasificación de biomasa: una revisión de estudios teórico – experimentales. Marzo de 2009.

[23] PÉREZ B, Juan Fernando. DÍAZ I, Oscar Homero Roberto. OBANDO E, Carlos. MOLINA O, Alejandro. Diseño conceptual de un gasificador de biomasa de lecho fijo en equicorriente a escala piloto. Julio de 2009.

[24] CERÓN, Juan Carlos. Diseño y construcción de una máquina para picado de biomasa para uso en procesos termoquímicos.

[25] ROSALES S., A.M.; LARRAHONDO A, J.E.; CASTILLO M, E.F. Determinación del poder calorífico y las cenizas en bagazo de caña de azúcar por espectroscopia de infrarrojo cercano (NIR). 2008.

[26]. BIBLIOTECA MARIO CARVAJAL. Universidad del Valle. Trabajo de Grado Caracterización del bagazo de caña para los trapiches e ingenios de la región. (Valle del cauca 1995).

[27]. REYES Montiel, Jorge Luis. PEREZ Bermúdez Raúl. BETANCOURT Mena, Jesús. Uso de la biomasa cañera como alternativa para el incremento de la eficiencia energética y la reducción de la contaminación ambiental. Centro de Estudios de Termoenergética Azucarera (CETA), Universidad Central de Las Villas (UCLV).

[28] RODRÍGUEZ R, Manuel. CORVALAN V, La utilización potencial de la biomasa forestal en Chile como fuente de energía. Chile.

[29] ALMEIDA, Juan Manuel. Gasificación de lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas (EDAR). Madrid, España. 2010.

[30] GUTIÉRREZ B Elver Manuel. Caracterización del gas de síntesis de una planta piloto a alta presión. Tesis de Pregrado. Mayo de 2010.

[31] Distribución por tamaños del polvo del gas de gasificación, Tomado de <http://www.fao.org/docrep/t0512s/t0512s03.htm#2.1.%20aprovisionamiento%20de%20motores%20con%20gas%20pobre>. (16/NOV/2010; 10:50 PM)

[32] RAJVANSHI, Anil K. Biomass Gasification. 2009.

[33] SILVA L, Electo. VIEIRA A, Eduardo Rubenido. OLIVARES G, Edgardo. VILAS BOAS DE SALES, Cristina. ALMEIDA DE MELO, Bráulio. BRITO SAUVANELL, Angel Luis. MERENCIO, Deni Oliva. Principales resultados de los proyectos en gasificación de biomasa en el núcleo de excelencia en generación termoeléctrica y distribuida de la universidad federal de Itajubá. Brasil. 2006.

- [34] ORTIZ TORRES, Luis. Libro de energías xilogeneradas. Octubre 1994.
- [35] LARIVE M, Alejandro. Proyecto fin de carrera; Análisis de la viabilidad técnica-económica de un ciclo combinado con motor de combustión interna alternativo y ciclo de rankine orgánico. Junio de 2006
- [36]. CABRERA C, Gerardo. Motores de combustión interna. Universidad autónoma de Querétaro. Diciembre 2009.
- [37] MARTÍNEZ L, Sergio. Evaluación de la biomasa como recurso energético renovable en Cataluña. Universidad de Girona. Instituto de Medio Ambiente. 2009.
- [38] PONTT O, Carlos. Estudio de contribución de las ERNC al SIC al 2025, Informe Sectorial Final, Potencial de Biomasa en Chile. 28 de Julio de 2008.
- [39] CEBOLLERO CAMPO, Eduardo. Estudio técnico – económico para el aprovechamiento del O₂ en el proyecto de HY- Robres.
- [40] CANTILLO Maza, Víctor. Reemplazo económico de los equipos. Pag/http://ciruelo.uninorte.edu.co/pdf/ingenieria_desarrollo/3_4/reemplazo_economico_de_los Equipos.pdf. 05/09/2011.
- [41] BACA URBINA, Evaluación de proyectos, 1996
- [42] GUILLÉN SOLÍS, Omar. Herramientas de análisis para simulación de sistemas híbridos, Instituto de Investigaciones Eléctricas, Gerencia de Energías No Convencionales.

ANEXOS

ANEXO 1: PRESUPUESTO DE LA GOBERNACION DEL VALLE PARA LA ELECTRIFICACION DE LAS ZONAS NO INTERCONECTADAS DEL BAJO SAN JUAN (CHACHAJO- AGUACLARA – CHAMAPURO).

PROYECTO 1					
Codigo	Descripcion	Und	Cant	V.Unit.	V.Parcial
010219	Relleno roca muerta compactado saltarin	m3	1,10	24.670,00	27.137,00
060323	Cable triplex awg 3AC #2/0	ml	1.040,00	21.500,00	22.360.000,00
060608	Poste de concreto 9x510 kg	und	25,00	424.050,00	10.601.250,00
060615	Poste de concreto 12x510 kg D.i	und	1,00	601.570,00	601.570,00
061002	S11 A Corrido un puesto ang 0 - 3	und	15,00	53.160,00	797.400,00
061012	S21 A Corrido un puesto ang 3 -60	und	6,00	53.160,00	318.960,00
061022	S31 A Terminal sencillo un puesto	und	5,00	53.160,00	265.800,00
061032	S41 A Terminal doble un puesto	und	2,00	68.890,00	137.780,00
061055	T1 Sin ducto interno, tierra sin ducto interno	und	3,00	282.890,00	848.670,00
061056	Vo1 Retenida a tierra secundario	und	12,00	121.790,00	1.461.480,00
061081	Caja de derivacion para acometida 4 usuarios	und	10,00	306.040,00	3.060.400,00
061083	Conector perforacion amfru para acometida	und	12,00	14.700,00	176.400,00
061345	Aterrizaje caja de contador	und	1,00	132.960,00	132.960,00
100101	Bodegaje	mes	3,00	75.400,00	226.200,00
100108	Descapote manual mas retiro h = 0.20 mts	m2	40,80	2.490,00	101.592,00
100113	Localizacion replanteo obra arquitectonica	m2	26,90	2.260,00	60.794,00
100601	Excavacion tierra a mano	m3	12,60	7.670,00	96.642,00
100605	Relleno material sitio manual	m3	5,00	10.230,00	51.150,00
100607	Retiro de escombros mnual -volqueta <= 10 km	m3	9,00	14.060,00	126.540,00
120101	Acero de refuerzo flejado 6000 psi 420 Mpa	kl	297,00	3.080,00	914.760,00
120201	Concreto ciclopeo 3000 Psi relacion 60c/40p	m3	2,30	201.500,00	463.450,00
120210	Solado espesor E = 0.05M 3000 psi 210 Mpa	m2	7,40	17.590,00	130.166,00
120212	Zapata de concreto 3000 Psi 210 Mpa	m3	1,20	242.550,00	291.060,00
120301	Viga cimiento enlace H=20 -40 cms	m3	1,76	378.810,00	666.705,60
120401	Pedestal concreto	m3	0,44	290.830,00	127.965,20
130102	Acero refuerzo flejado 60000 Psi 420 Mpa	kl	1.817,00	3.080,00	5.596.360,00
130201	Columna amarre muro	ml	10,00	22.290,00	222.900,00
130202	Columna amarre muro culata E= 15 cm -20 cm	ml	2,40	23.550,00	56.520,00
130204	Columna concreto 3000 psi	m3	1,30	532.940,00	692.822,00
130212	Cinta cofinamiento muro	ml	6,50	14.700,00	95.550,00
130413	Viga concreto aerea 3000 psi	m3	3,90	476.670,00	1.859.013,00
130417	Viga concreto amarre muro culata 10 -12x20cm	ml	15,80	18.260,00	288.508,00
130610	Losa caseton esterilla E= 31-35 cm (Torta)	m2	21,00	77.100,00	1.619.100,00
140219	Muro ladrillo sogá limpio revitado 2c	m2	17,80	42.460,00	755.788,00
140233	Muro culata ladrillo sogá limpio 2c	m2	21,60	42.960,00	927.936,00
170137	Cable cobre thwn #1/0	ml	40,00	29.630,00	1.185.200,00
170140	Cable cobre thwn #4/0	ml	40,00	56.700,00	2.268.000,00
170865	Totalizador 3x70-25 Kamp	und	2,00	618.370,00	1.236.740,00
170881	Totalizador 3x175-42 Kamp	und	1,00	1.275.720,00	1.275.720,00
171107	Celda baja tension 12 circuitos	und	1,00	1.494.130,00	1.494.130,00
180141	Tensor estr. Varilla diametro 3/8"	ml	250,00	4.450,00	1.112.500,00
180602	Caballete teja asbesto cemento ventilacion	ml	6,44	20.530,00	132.213,20
180619	Teja asbesto cemento	m2	52,00	19.280,00	1.002.560,00

182113	Perfil abierto hr c160 x 60 mm -2.0 mm c.14	ml	50,00	25.620,00	1.281.000,00
200321	Tablon gres 25x25 grafitado	m2	24,80	31.380,00	778.224,00
200428	Peldaño gravilla lavada	ml	10,50	36.660,00	384.930,00
200821	Guardaescoba gres h= 10 cm	ml	19,00	6.610,00	125.590,00
290406	Esmalte sobre lamina lineal	ml	50,00	1.810,00	90.500,00
360301	Tuberia de acero de 3/8"	ml	6,00	5.960,00	35.760,00
360302	Cargador bateria planta de emergencia hasta 100 kw	und	1,00	290.000,00	290.000,00
360314	Tanque de combustible 1000 lts	und	1,00	696.000,00	696.000,00
360404	Planta de emergencia 40 kw 50 kva	und	1,00	29.870.000,00	29.870.000,00
710143	Aceite combustible para motor acpm	gln	240,00	6.100,00	1.464.000,00
710143	Aceite combustible para motor acpm	gln	265,00	6.100,00	1.616.500,00
700101	Transporte (Incremento por distancia)	%	1	17.797.995,00	17.797.995,00

SUBTOTAL OBRA COSTOS DIRECTOS

120.298.891

PROYECTO 2					
Codigo	Descripcion	Und	Cant	V.Unit.	V.Parcial
060323	Cable triplex awg 3AC #2/0	ml	620,00	21.500,00	13.330.000,00
060608	Poste de concreto 9x510 kg	und	17,00	424.050,00	7.208.850,00
060615	Poste de concreto 12x510 kg D.i	und	1,00	601.570,00	601.570,00
061002	S11 A Corrido un puesto ang 0 - 3	und	13,00	53.160,00	691.080,00
061012	S21 A Corrido un puesto ang 3 -60	und	1,00	53.160,00	53.160,00
061022	S31 A Terminal sencillo un puesto	und	4,00	53.160,00	212.640,00
061032	S41 A Terminal doble un puesto	und	1,00	68.890,00	68.890,00
061055	T1 Sin ducto interno, tierra sin ducto interno	und	3,00	282.890,00	848.670,00
061056	Vo1 Retenida a tierra secundario	und	7,00	121.790,00	852.530,00
061081	Caja de derivacion para acometida 4 usuarios	und	12,00	306.040,00	3.672.480,00
061083	Conector perforacion amfru para acometida	und	12,00	14.700,00	176.400,00
061345	Aterrizaje caja de contador	und	1,00	132.960,00	132.960,00
100101	Bodegaje	mes	3,00	75.400,00	226.200,00
100108	Descapote manual mas retiro h = 0.20 mts	m2	40,80	2.490,00	101.592,00
100113	Localizacion replanteo obra arquitectonica	m2	26,90	2.260,00	60.794,00
100601	Excavacion tierra a mano	m3	12,60	7.670,00	96.642,00
100605	Relleno material sitio manual	m3	5,00	10.230,00	51.150,00
100607	Retiro de escombros mnual -volqueta <= 10 km	m3	9,00	14.060,00	126.540,00
120101	Acero de refuerzo flejado 6000 psi 420 Mpa	kl	297,00	3.080,00	914.760,00
120201	Concreto ciclopeo 3000 Psi relacion 60c/40p	m3	2,30	201.500,00	463.450,00
120210	Solado espesor E = 0.05M 3000 psi 210 Mpa	m2	7,40	17.590,00	130.166,00
120212	Zapata de concreto 3000 Psi 210 Mpa	m3	1,20	242.550,00	291.060,00
120301	Viga cimientto enlace H=20 -40 cms	m3	1,76	378.810,00	666.705,60
120401	Pedestal concreto	m3	0,44	290.830,00	127.965,20
130102	Acero refuerzo flejado 60000 Psi 420 Mpa	kl	3.180,00	3.080,00	9.794.400,00
130201	Columna amarre muro	ml	10,00	22.290,00	222.900,00
130202	Columna amarre muro culata E= 15 cm -20 cm	ml	2,40	23.550,00	56.520,00
130204	Columna concreto 3000 psi	m3	1,30	532.940,00	692.822,00
130212	Cinta confinamiento muro	ml	6,50	14.700,00	95.550,00
130413	Viga concreto aerea 3000 psi	m3	3,90	476.670,00	1.859.013,00
130417	Viga concreto amarre muro culata 10 -12x20cm	ml	15,80	18.260,00	288.508,00
130610	Losa caseton esterilla E= 31-35 cm (Torta)	m2	21,00	77.100,00	1.619.100,00
140219	Muro ladrillo sogá limpio revitado 2c	m2	17,80	42.460,00	755.788,00
140233	Muro culata ladrillo sogá limpio 2c	m2	21,60	42.960,00	927.936,00

170140	Cable cobre thwn #4/0	ml	40,00	56.700,00	2.268.000,00
170860	Totalizador r 3x20-25 Kamp	und	1,00	602.550,00	602.550,00
170864	Totalizadorr 3x60-25 Kamp	und	1,00	618.370,00	618.370,00
170881	Totalizador 3x175-42 Kamp	und	1,00	1.275.720,00	1.275.720,00
170883	Totalizador 3x250- 42 Kamp	und	1,00	1.275.720,00	1.275.720,00
171106	Celda baja tension 12 circuitos	und	1,00	1.494.130,00	1.494.130,00
180141	Tensor estr. Varilla diametro 3/8"	ml	250,00	4.450,00	1.112.500,00
180602	Caballote teja asbesto cemento ventilacion	ml	6,44	20.530,00	132.213,20
180619	Teja asbesto cemento	m2	52,00	19.280,00	1.002.560,00
182113	Perfil abierto hr c160 x 60 mm -2.0 mm c.14	ml	50,00	25.620,00	1.281.000,00
200321	Tablon gres 25x25 grafitado	m2	24,80	31.380,00	778.224,00
200428	Peldaño gravilla lavada	ml	10,50	36.660,00	384.930,00
200821	Guardaescoba gres h= 10 cm	ml	19,00	6.610,00	125.590,00
290406	Esmalte sobre lamina lineal	ml	50,00	1.810,00	90.500,00
360301	Tuberia de acero de 3/8"	ml	6,00	5.960,00	35.760,00
360302	Cargador bateria planta de emergencia hasta 100 kw	und	1,00	290.000,00	290.000,00
360314	Tanque de combustible 1000 lts	und	1,00	696.000,00	696.000,00
360405	Planta de emergencia 60 kw 75 kva	und	1,00	34.220.000,00	34.220.000,00
360503	Instalacion planta de emergencia	und	1,00	1.935.470,00	1.935.470,00
710143	Aceite combustible para motor acpm	gln	265,00	6.100,00	1.616.500,00
700101	Transporte (Incremento por distancia)	%	1	17.043.403,00	17.043.403,00

SUBTOTAL OBRA COSTOS DIRECTOS

115.697.932

PROYECTO 3					
Codigo	Descripcion	Und	Cant	V.Unit.	V.Parcial
010219	Relleno roca muerta compactado saltarin	m3	1,10	24.670,00	27.137,00
060323	Cable triplex awg 3AC #2/0	ml	920,00	21.500,00	19.780.000,00
060608	Poste de concreto 9x510 kg	und	29,00	424.050,00	12.297.450,00
060615	Poste de concreto 12x510 kg D.i	und	1,00	601.570,00	601.570,00
061002	S11 A Corrido un puesto ang 0 - 3	und	1,00	53.160,00	53.160,00
061012	S21 A Corrido un puesto ang 3 -60	und	3,00	53.160,00	159.480,00
061022	S31 A Terminal sencillo un puesto	und	6,00	53.160,00	318.960,00
061032	S41 A Terminal doble un puesto	und	1,00	68.890,00	68.890,00
061055	T1 Sin ducto interno, tierra sin ducto interno	und	5,00	282.890,00	1.414.450,00
061056	Vo1 Retenida a tierra secundario	und	9,00	121.790,00	1.096.110,00
061081	Caja de derivacion para acometida 4 usuarios	und	22,00	306.040,00	6.732.880,00
061083	Conector perforacion amfru para acometida	und	12,00	14.700,00	176.400,00
061345	Aterrizaje caja de contador	und	1,00	132.960,00	132.960,00
100101	Bodegaje	mes	3,00	75.400,00	226.200,00
100108	Descapote manual mas retiro h = 0.20 mts	m2	40,80	2.490,00	101.592,00
100113	Localizacion replanteo obra arquitectonica	m2	26,90	2.260,00	60.794,00
100601	Excavacion tierra a mano	m3	12,60	7.670,00	96.642,00
100605	Relleno material sitio manual	m3	5,00	10.230,00	51.150,00
100607	Retiro de escombros mnual -volqueta <= 10 km	m3	9,00	14.060,00	126.540,00
120101	Acero de refuerzo flejado 6000 psi 420 Mpa	kl	297,00	3.080,00	914.760,00
120201	Concreto ciclopeo 3000 Psi relacion 60c/40p	m3	2,30	201.500,00	463.450,00
120210	Solado espesor E = 0.05M 3000 psi 210 Mpa	m2	7,40	17.590,00	130.166,00
120212	Zapata de concreto 3000 Psi 210 Mpa	m3	1,20	242.550,00	291.060,00
120301	Viga cimiento enlace H=20 -40 cms	m3	1,76	378.810,00	666.705,60
120401	Pedestal concreto	m3	0,44	290.830,00	127.965,20
130102	Acero refuerzo flejado 60000 Psi 420 Mpa	kl	1.817,00	3.080,00	5.596.360,00

130201	Columna amarre muro	ml	10,00	22.290,00	222.900,00
130202	Columna amarre muro culata E= 15 cm -20 cm	ml	2,40	23.550,00	56.520,00
130204	Columna concreto 3000 psi	m3	1,30	532.940,00	692.822,00
130212	Cinta cofinamiento muro	ml	6,50	14.700,00	95.550,00
130413	Viga concreto aerea 3000 psi	m3	3,90	476.670,00	1.859.013,00
130417	Viga concreto amarre muro culata 10 -12x20cm	ml	15,80	18.260,00	288.508,00
130610	Losa caseton esterilla E= 31-35 cm (Torta)	m2	21,00	77.100,00	1.619.100,00
140219	Muro ladrillo sogá limpio revitado 2c	m2	17,80	42.460,00	755.788,00
140233	Muro culata ladrillo sogá limpio 2c	m2	21,60	42.960,00	927.936,00
170141	Cable cobre thwn #4/0	ml	40,00	56.700,00	2.268.000,00
170861	Totalizador 3x30-25 Kamp	und	1,00	602.550,00	602.550,00
170864	Totalizador 3x60-25 Kamp	und	1,00	618.370,00	618.370,00
170867	Totalizador 3x100-25 Kamp	und	1,00	618.370,00	618.370,00
170869	Totalizador 3x150- 42 Kamp	und	1,00	962.150,00	962.150,00
170871	Totalizador 3x300- 42 Kamp	und	1,00	2.341.580,00	2.341.580,00
171107	Celda baja tension 12 circuitos	und	1,00	1.494.130,00	1.494.130,00
180141	Tensor estr. Varilla diametro 3/8"	ml	250,00	4.450,00	1.112.500,00
180602	Caballote teja asbesto cemento ventilacion	ml	6,44	20.530,00	132.213,20
180619	Teja asbesto cemento	m2	52,00	19.280,00	1.002.560,00
182113	Perfil abierto hr c160 x 60 mm -2.0 mm c.14	ml	50,00	25.620,00	1.281.000,00
200321	Tablon gres 25x25 grafitado	m2	24,80	31.380,00	778.224,00
200428	Peldaño gravilla lavada	ml	10,50	36.660,00	384.930,00
200821	Guardaescoba gres h= 10 cm	ml	19,00	6.610,00	125.590,00
290406	Esmalte sobre lamina lineal	ml	50,00	1.810,00	90.500,00
360301	Tuberia de acero de 3/8"	ml	6,00	5.960,00	35.760,00
360302	Cargador bateria planta de emergencia hasta 100 kw	und	1,00	290.000,00	290.000,00
360314	Tanque de combustible 1000 lts	und	1,00	696.000,00	696.000,00
360406	Planta de emergencia 70 kw 88 kva	und	1,00	39.150.000,00	39.150.000,00
360503	Instalacion planta de emergencia	und	1,00	1.935.470,00	1.935.470,00
700101	Incremento por distancia grado de dificultad	und	1,00	17.431.740,00	17.431.740,00
710143	Aceite combustible para motor acpm	gln	265,00	6.100,00	1.616.500,00
SUBTOTAL OBRA COSTOS DIRECTOS					133.199.106

	SUBTOTAL OBRA COSTOS DIRECTOS				369.195.929
900101	Administracion	%	18,50%		68.301.247
900102	Imprevistos	%	5,00%		18.459.796
900103	Utilidad	%	8,00%		29.535.674
TOTAL COSTOS OBRA					485.492.647

ANEXO 2a: COSTO DEL BAGAZO DE CAÑA



Factura de Venta
No. 722674
Página: 1 / 1

SOMOS GRANDES CONTRIBUYENTES RES.5818 DIC. 19.94.
FAVOR NO PRACTICAR RETENCIÓN EN LA FUENTE
SOMOS AUTORETENEDORES RESOLUCIÓN 0254 DE DIC. 27 DE 1994
SOMOS AGENTES DE RETENCIÓN DEL IMPUESTO SOBRE LAS VENTAS
SOMOS RESPONSABLES DEL IMPUESTO SOBRE LAS VENTAS - REGIMEN COMÚN

PLANTA SAN ANTONIO DE LOS
CABALLEROS CARRETERA A
FLORIDA(VALLE)
TELS. 092-4187080
FAX: 092-2627326

ESTA FACTURA DEBE SER CANCELADA MEDIANTE CONSIGNACIÓN NACIONAL EN CUALQUIERA DE LAS SIGUIENTES CUENTAS A NOMBRE DE Ingenio María Luisa S.A.
BANCOLOMBIA CUENTA No.061210144-09 BANCO BOGOTÁ CUENTA No.31403366-3

SEÑORES: SETAS COLOMBIANAS S.A. CRA.43 A No.1 A SUR No.29 OF.302 5001 /EL POBLADO, CO NIT. 8001519880-136022	ENTREGAR EN: SETAS COLOMBIANAS S.A. CRA.43 A No.1 A SUR No.29 OF.302 IM1 B/EL P CO 136022 TEL.F: 0543117315	Fec. Factura Día Mes Año 01 06 2011	Vencimiento Día Mes Año 11.06.2011	Expedida Florida (IML)	Pedido No. 30008055	Su Orden No. VENTA DE BAGAZO	Doc. Tra 82473424
		Cod. Vendedor 00013378 WILDER QUINTERO Catular: 3123183597		Condiciones de Pago CREDITO A 10 DIAS INGENIO* N			

ESTA FACTURA SE ASEMEJA EN TODOS SUS EFECTOS LEGALES A UNA LETRA DE CAMBIO SEGUN ART. 774 DEL C. DEL CIO.

CODIGO	DESCRIPCION	IVA	PLU	UNID	CANT.	PRECIO	CANT.	PRECIO	VALOR SIN IVA
7	BAGAZO A GRANEL	16		KG	99980	29	99980	29.12	2,911,431
SUBTOTAL									2,911,431
FLETE:									
Totales									
Totales IVA: iva 16% 465,829 Iva 10% 0									
99,980 99,980									

Facturación Res # 150000036780 03-12-2009 719.168 - 800.000 Somos responsables del impuesto sobre la venta. Régimen común. Autorretenedor ICA - Florida. Resolución No.002 de Febrero 2005.
Aut. Facturación Res # 150000036780 03-12-2009 719.168 - 800.000 Somos responsables del impuesto sobre la venta. Régimen común. Autorretenedor ICA - Florida. Resolución No.002 de Febrero 2005.

EL CARGAMENTO VIAJA POR CUENTA Y RIESGO DEL CLIENTE Y/O DE LA CIA. TRANSPORTADORA DESDE NUESTROS DEPOSITOS A SU DESTINO FINAL. LA DEVOLUCION DEL PEDIDO POR ERROR DEL CLIENTE, ACARREARA EL COBRO DEL RESPECTIVO FLETE. AL CANCELAR, FAVOR HACERLO UNICAMENTE AL TRANSPORTADOR IMPRESO EN LA FACTURA.

AUTORIZACION NC FIRMAS	COD. MOTIVO	No NC ND	SUBTOTAL	2,911,431
EN LETRAS			VALOR IVA	465,829
TRES MILLONES TRESCIENTOS SETENTA Y SIETE MIL DOSCIENTOS SESENTA PESOS MCTE*****			VALOR ICA	0
			TOTAL	3,377,260
OBSERVACIONES: EXIJA AL VENDEDOR EL RECIBO DE CAJA, ES LA UNICA GARANTIA DE PAGO			Pago Parcial	
Descuente: 0 SI CANCELA HASTA: 11.06.2011. Descuente: 0 SI CANCELA HASTA: 01.06.2011			TOTAL	
PLACA No.:	TRANSPORTADOR	DESPACHOS	- COPIA 1 -	

DESPACHOS

ANEXO 2b: COSTO DEL BAGAZO DE CAÑA

ANEXO K - GIML.GAD-688

					
Facturación de Otros Bienes					
FACTURACION OTROS BIENES					
Nombre o Razón Social: <u>SETAS DE COLOMBIA</u>			Fecha: <u>Junio 01 de 2011</u>		
Dirección: <u>Carrera 43A No 1A Sur 29, Ofic.302, Edificio Colmena</u>			Cédula o Nit: <u>800.151.988-0</u>		
Teléfono: <u>3117315 - 3525088</u>			Forma de Pago: <u>Credito 10 días</u>		
Cargo/Actividad: _____			Cliente: <u>136022</u>		
UBM	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	VALOR	VALOR TOTAL	
TON	Venta de bagazo según tiquetes 61437-61462-61488-61498	99,98	29120	\$ 2.911.417,60	
				\$ -	
	SUBTOTAL			\$ 2.911.417,60	
	IVA			\$ 465.826,82	
	TOTAL			\$ 3.377.244,42	
Observaciones: <u>Orden N: 70003882</u>					
Revisó y Elaboró: <u>Max. Admiba Fabria</u> L.E. Almacén		Autorizó: _____ Líder Responsable	Aprobó: _____ Líder Equipo Gerencia IML	Facturó: _____ LE.Bodega P.T.	

ANEXO K - GIML.GAD-688

ANEXO 3: ASPECTO ECONOMICO

Los costos en que se incurren para la generación de energía por medio del proceso de gasificación se pueden clasificar de acuerdo a diferentes criterios.

Si se considera el tiempo, se habla de costos iniciales o de capital y otros costos asociados al funcionamiento los cuales se presentan posteriormente en el tiempo. Al primer grupo pertenecen todos los costos en equipos, instalaciones, derechos de conexión (en el caso de extensión a la red). Pero para mantener el sistema funcionando es necesario pagar operarios que se ocupen de la operación y mantenimiento del sistema de generación, además de disponer de fondos para hacer reemplazos de partes del sistema que se deterioran con el uso.

De acuerdo a los anteriores costos estos se pueden clasificar en:

- Costos de capital o iniciales
- Costos de O&M (Operación y Mantenimiento, incluyendo reparaciones)
- Costo de combustible (este hace referencia a la disposición de la biomasa, con la cual se desee trabajar)
- Costo de reemplazos

El sistema de gasificación para la generación de energía tendrá inicialmente un costo más elevado que otras alternativas; por ejemplo un sistema de plantas diesel o a gasolina puede ser en un principio más económico, y su operación y mantenimiento pueden ser bajos; pero el precio del combustible con el cual funcionan es elevado, más aun cuando se tienen que transportar a zonas remotas. Por lo que es de gran importancia el considerar los costos asociados a toda la vida útil del proyecto.

Para afrontar la parte económica del proyecto “ANALISIS DE VIABILIDAD TECNICO-ECONOMICA PARA LA GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA USANDO EL PROCESO DE GASIFICACION” se usará el método de análisis denominado Costo de Ciclo de Vida Útil (CCVU).

El CCVU es un método de evaluación económica que calcula el costo total de un sistema durante la vida útil del mismo. Este método considera el costo inicial y todos los demás costos necesarios para que el sistema funcione

apropiadamente. Además este método permite evaluar diferentes tasas de interés e inflación.

El CCVU de un sistema está dado por la siguiente expresión:

$$CCVU = C_{vp} + O\&M_{vp} + E_{vp} + R_{vp} - V_{vp}$$

Donde el subíndice VP enfatiza que se trata de los costos calculados en Valor Presente. A continuación se consideran los índices de los costos de la anterior ecuación:

Costo de capital o inicial (C_{vp}): Este costo es el costo de los equipos incluyendo el diseño e ingeniería del sistema y su instalación. Es un pago único que se hace al inicio del proyecto.

Costo de operación y mantenimiento ($O\&M_{vp}$): Es la suma total de los costos anuales actualizados (Valor Presente), tales como costo de operarios, inspección de equipos, seguros, impuestos, mantenimiento prepagado, etc. No incluye el costo de combustible, ni el de reemplazo de los equipos ni el de reparaciones mayores. Estos costos se generan anualmente durante toda la vida útil del proyecto.

El costo del combustible (E_{vp}): Es la suma de todos los costos anuales actualizados de todos los combustibles o energía consumida por el sistema, estos costos varían anualmente a una tasa diferente a la de O&M, razón por la cual se consideran separadamente. En este proyecto se espera disponer con gran cantidad de biomasa combustible con el fin de reducir estos costos a \$0.0

El costo de reemplazo (R_{vp}): Es la suma de todos los costos anuales actualizados de reparaciones mayores y reemplazo de equipos que terminen su vida útil en un periodo menor a la del proyecto. Estos costos no se generan muy regularmente.

Se incluye también un valor de recuperación o salvamento (V_{vp}) que es el valor útil de los equipos al final de la vida útil del sistema.

Debido a que los costos ocurren en diferentes años entonces es necesario transformarlos a valor presente, para ello se emplean factores de descuento debido a la variación del valor del dinero con el tiempo. La tasa de descuento

empleada tiene un gran impacto sobre los resultados finales, una tasa de descuento baja enfatizara los costos futuros debido a que se descuentan menos que los costos iniciales, mientras que una alta tasa de descuento enfatizara los costos iniciales sobre los costos futuros.

La tasa de descuento debe reflejar el nivel potencial de ganancias del propietario del sistema, independiente del tipo de propietario que sea.

La tasa de rendimiento nominal no es la tasa de rendimiento real o efectiva percibida por el inversionista. La inflación hará disminuir el valor de las ganancias futuras. Por lo tanto es preciso restar el porcentaje de inflación de la tasa de rendimiento nominal para obtener la tasa de descuento real.

PASOS PARA LA APLICACIÓN DE CCVU

Para aplicar el CCVU se deben ejecutar cinco pasos, de los cuales los dos primeros son expuestos en el capítulo II, los demás son expuestos en detalle más adelante, a continuación se presentan estos pasos:

- Determinar la carga que debe atender el sistema
- Determinar la capacidad del sistema
- Determinar las condiciones económicas de la evaluación y la vida útil del proyecto
- Determinar el valor presente total del sistema (incluyendo los costos que se presentan durante la vida útil del proyecto)
- Comparar diferentes posibilidades de generación

DETERMINACION DE LAS CONDICIONES ECONÓMICAS DE LA EVALUACIÓN Y LA VIDA ÚTIL DEL PROYECTO

Para determinar las condiciones económicas del proyecto se debe tener en cuenta los siguientes aspectos:

- **Vida útil del proyecto:** Es el tiempo en el que se espera que el sistema de gasificación este funcionando. Esta vida útil puede ser superior a la de los equipos por lo que sería necesario reponerlos.

- **Tasa de inflación:** Es la tasa de aumento del dinero que es necesario pagar para comprar los mismos bienes o servicios durante un periodo de tiempo dado
- **Tasa de descuento:** Es la tasa empleada para reducir el valor del dinero futuro en relación al dinero presente.
- **Tasa real de descuento:** Es la Tasa de Descuento menos la Tasa de Inflación (Aplica únicamente en el caso que se deba comprar la biomasa combustible para el funcionamiento del sistema)
- **Tasa de estalación o aumento de combustible:** Es una tasa que considera el aumento de los costos del combustible. Puede ser igual a la tasa de inflación, pero generalmente es superior (Aplica únicamente en el caso que se deba comprar la biomasa combustible para el funcionamiento del sistema).
- **Costo de los combustibles:** es el costo de la biomasa incluyendo los costos de transporte al sitio del proceso (Aplica únicamente en el caso que se deba comprar la biomasa combustible para el funcionamiento del sistema).

Después de calcular el valor presente (en \$ o US\$) y valor presente unitario (\$/KWh o US\$/KWh) se puede comparar la efectividad del proyecto considerando además de los valores anteriores la inversión inicial.

ANEXO 4: PERFILES DE DEMANDA

Procedimiento para la escalar perfiles diarios de demanda a partir de un perfil establecido:

1. Obtener de los datos horarios del perfil diario de demanda, el valor promedio de potencia demandada y de demanda base (esto se logra ingresando los datos horarios del perfil a un programa como Homer® y se obtienen los valores citados).

2. Dividir el dato de potencia horaria del perfil sobre el valor de la potencia promedio obtenida del software, obteniendo el porcentaje del valor con respecto a la curva.

3. Multiplicar el valor de la demanda diaria estimada (kWh/día) por cada uno de los porcentajes obtenidos y calcular el nuevo perfil de demanda diaria.

Ejemplo:

Al lado izquierdo se tabularán los datos de una curva establecida que será nuestra referencia en cuanto al perfil diario de demanda.

Paso No.1: El valor de potencia promedio demandada se encuentra resaltada al final de los datos tabulados.

Paso No.2: Se dividen los datos de potencia horaria del perfil diario de demanda (base) sobre el valor de potencia promedio obtenido en el punto anterior (los resultados se resaltan en azul).

Paso No. 3: Se multiplican los valores de la columna azul por el nuevo valor de la potencia valor de la potencia diaria expresada en kWh/día y los resultados son los establecidos en la columna verde.

Finalmente se obtiene un nuevo valor de potencia promedio diaria para un perfil establecido. Esto es válido cuando los requerimientos de electricidad cambian y es necesario replantear el dimensionamiento del sistema.

Paso No.1

Perfil diario de demanda (base)	
Hora	P[kW]
1	30,00
2	35,00
3	45,00
4	55,00
5	60,00
6	65
7	25,00
8	35,00
9	32,00
10	45,00
11	36,00
12	25,00
13	36,00
14	25,00
15	25,00
16	35,00
17	45,00
18	44,00
19	36,00
20	25,00
21	41,00
22	25,00
23	36,00
24	25,00

Potencia promedio	36,92	kW
Demanda base	886,00	kWh/día
Demanda estimada	882	kWh/día

Paso No. 2

0,81264108
0,94808126
1,21896163
1,48984199
1,62528217
1,76072235
0,6772009
0,94808126
0,86681716
1,21896163
0,9751693
0,6772009
0,9751693
0,6772009
0,6772009
0,94808126
1,21896163
1,19187359
0,9751693
0,6772009
1,11060948
0,6772009
0,9751693
0,6772009

Paso No. 3

P[kW]
29,86
34,84
44,80
54,75
59,73
64,71
24,89
34,84
31,86
44,80
35,84
24,89
35,84
24,89
24,89
34,84
44,80
43,80
35,84
24,89
40,81
24,89
35,84
24,89

Demanda diaria	882,00	Wh/día
Potencia promedio	36,75	Kw
Carga pico	0,82	Kw
Factor de carga	44,81707317	

Convenciones

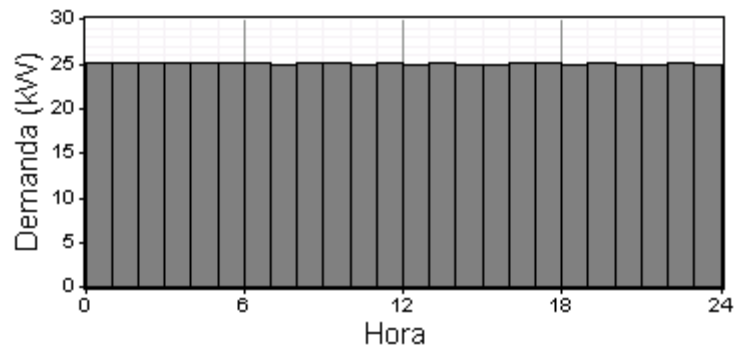
Perfil base
Nuevo perfil

ANEXO 5a: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y UN GRUPO ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW

DATOS DE ENTRADA

Componentes	Valor
Datos diariamente divulgados	9 %
Datos divulgados en horas	6%
Promedio anual en escala de la demanda de potencia	597 kWh/d
	485 kWh/d
Escala de carga máxima	34.5 kW
	28.0 kW
Factor de carga	0.722

Perfil de carga del sistema a simular

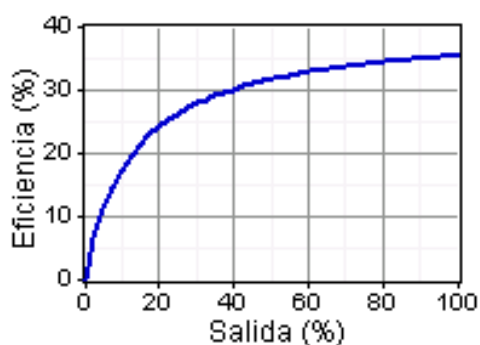


DATOS DEL GENERADOR DIESEL

Tamaño (kW)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/hr)
50	18.250	18.250	0,750
75	21.300	21.300	1,250
88	22.886	22.886	1,457
110	25.570	25.570	1,867

Componentes	Valor	Unidades
Ciclo de vida del producto	15,000	horas
Carga mínima de producción	30	%
Combustible usado	Diesel	
Intercepto del combustible de la curva	0.0333	L/hr/kW
Pendiente del combustible en la curva	0.253	L/hr/kW

Curva de eficiencia del sistema

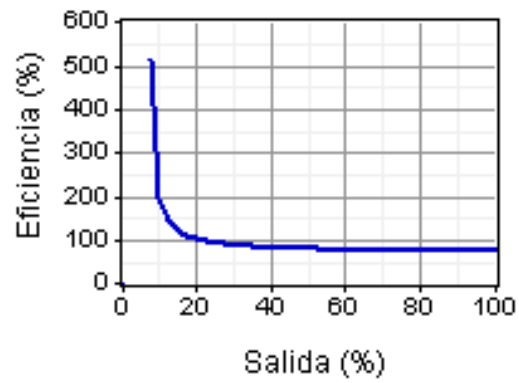


DATOS DEL GRUPO ELECTRÓGENO MAS EL SISTEMA DE GASIFICADOR

Tamaño (kW)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/hr)
50.000	16,715	16,715	2.470
75.000	19,149	19,149	3.480
88.000	21,908	21,908	3.956
110.000	26,577	26,577	4.020

Componentes	Valor	Unidades
Ciclo de vida del producto	15000	horas
Carga mínima de producción	30	%
Combustible usado biomasa	biomasa	
Intercepto del combustible de la curva	-0.0909	L/hr/kW
Pendiente del combustible en la curva	1.4	L/hr/kW

Curva de eficiencia del grupo electrógeno más el sistema de gasificación



DATOS DE COMBUSTIBLE DIESEL

Componentes	Valor	Unidades
Precio	1.04	\$/L
	0.90	
	0.85	
	0.76	
	0.70	
	0.65	
	0.60	
Valor inferior de calentamiento	43.2	MJ/kg
Densidad	820	kg/m ³
Contenido de carbón	88	%
Contenido de sulfuro	0.330	%

Datos del recurso de la biomasa

Mes	Biomasa disponible (toneladas/ día)
Enero	30
Febrero	30
Marzo	30
Abril	30
Mayo	30
Junio	30
Julio	30
Agosto	30
Septiembre	30
Octubre	30
Noviembre	30
Diciembre	30

Componentes	Valor	unidades
Escala del promedio anual	30	(toneladas/día)
	31.1	
Precio promedio de la biomasa	16.3	(\$/tonelada)
	15.2	
	14.3	
	13.1	
	12.5	
	11.2	
	10.0	
Contenido del carbón	2	%
Porcentaje de gasificación	0.5	kg gas /kg biomasa
LHV del biogás	3.75	MJ/kg

DATOS ECONÓMICOS

Componentes	Valor	Unidades
Tasa de interés anual real	6	%
Duración del ciclo de vida del proyecto	15	Años
Penalización por falta de capacidad	0	\$/kWh
Costo del sistema del capital fijo	0	\$
Costo del sistema de O&M fijo	0	\$

DATOS DEL CONTROL DEL GENERADOR

Componentes	valor
Seguimiento de la carga de control	No
Ciclo de control de la carga	Si
Posición del estado de la carga	80%
Dar permiso a los sistemas con generadores múltiples	Si
Aceptar generadores múltiples para operar simultáneamente	Si
Aceptar sistemas con capacidad de generación menos de la carga máxima	Si

EMISIONES

Componentes	Valor
Penalización del dióxido de carbono	\$ 0/t
Penalización del monóxido de carbono	\$ 0/t
Penalización por la quema de hidrocarburos	\$ 0/t
Penalización por material con partículas	\$ 0/t
Penalización por dióxido de azufre	\$ 0/t
Penalización por oxido de nitrógeno	\$ 0/t

RESTRICCIONES

componentes	Valor
Insuficiencia anual máxima de la capacidad	0%
Fracción renovable mínima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de carga de cada hora	10 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la carga máxima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia solar de salida	25 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia del viento de salida	50%

RESULTADOS DEL SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y EL SISTEMA ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 Kw

CASO DE SENSIBILIDAD

Escala promedio de la carga primaria: 597 kWh/d.

Datos de la escala promedio de la biomasa: 30 t/d

Precio de la biomasa: 16.3 \$/t

Precio del combustible Diesel: 1.04 \$/L

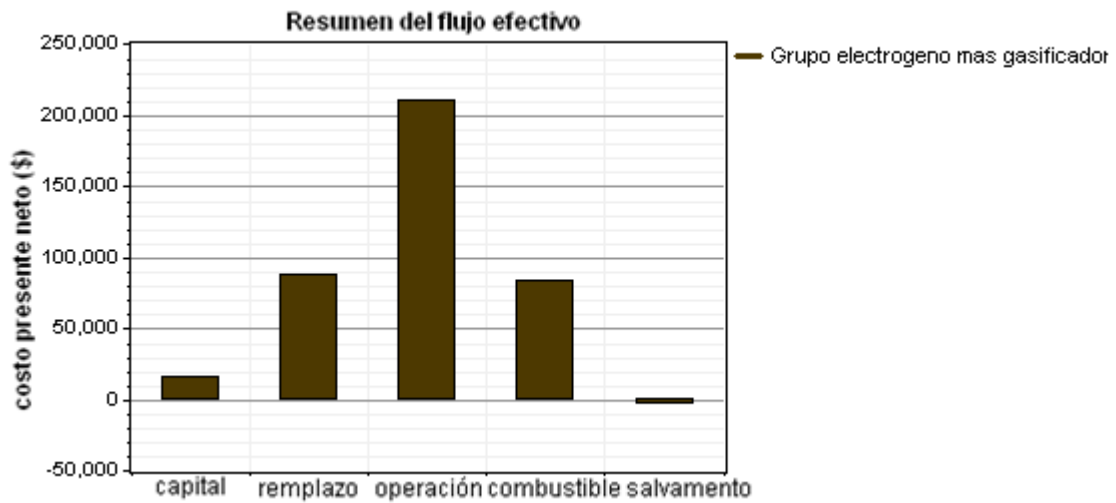
ARQUITECTURA DEL SISTEMA

Grupo electrógeno mas gasificador de 50 kW

RESUMEN DEL COSTO DEL SISTEMA

Costo total del valor presente neto	\$ 396,767
Costo de la energía	\$ 0.187 /kWh
Costo de operación del sistema	\$ 39,131 / año

Grafica del flujo efectivo del sistema



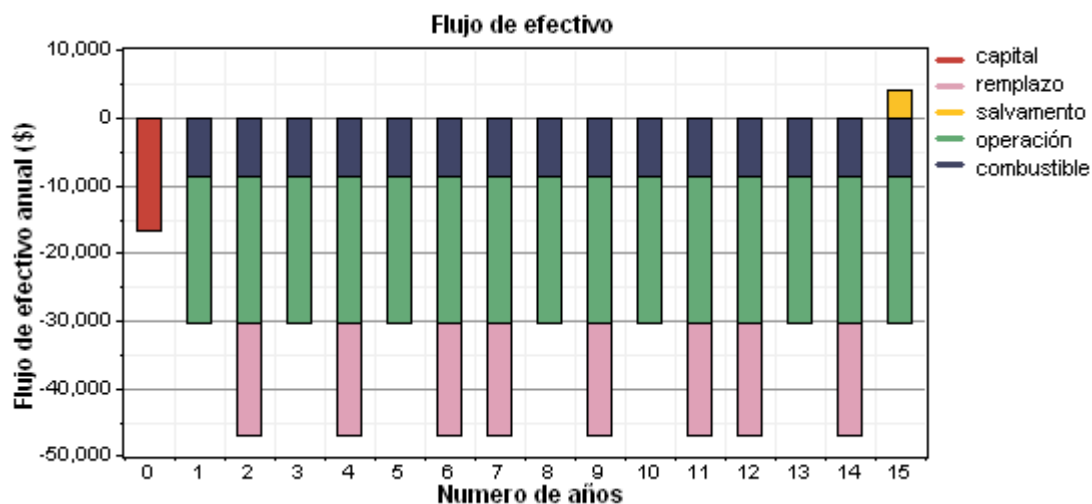
Costo del presente neto

Componentes	Capital	reemplazo	O&M	Combustible	salvamento	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Grupo electrógeno mas gasificador	16,715	87,597	210,146	83,983	-1,674	396,767
Sistema	16,715	87,597	210,146	83,983	-1,674	396,767

Costos anuales

Componentes	Capital	reemplazo	O&M	Combustible	salvamento	Total
	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)
Grupo electrógeno mas gasificador	1,721	9,019	21,637	8,647	-172	40,852
Sistema	1,721	9,019	21,637	8,647	-172	40,852

Grafica del flujo efectivo de los componentes del sistema

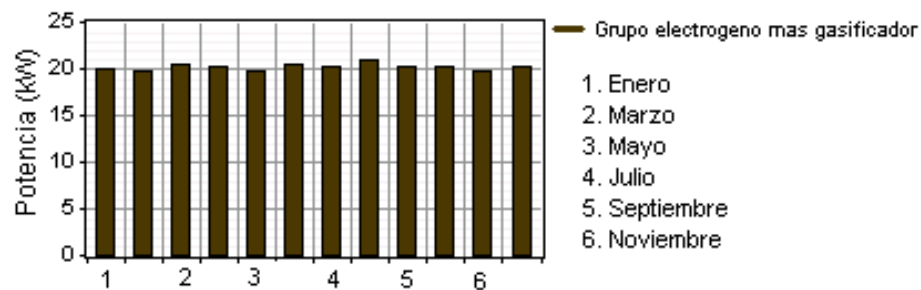


DATOS ELECTRICOS

Componentes	Producción	Porcentaje
	(kWh/año)	
Grupo electrógeno mas gasificador	217,906	100%
Total	217,906	100%

Grafica del promedio mensual de la producción eléctrica energía

Promedio mensual de la producción de energía eléctrica



Carga	Consumo	Porcentaje
	(kWh/año)	
Carga primaria AC	217,905	100 %
Total	217,905	100 %

Cantidad	Valor	Unidades
Exceso de electricidad	0.540	kWh/año
Carga	0.0	kWh/año
Déficit de capacidad	0.0	kWh/año
Fracción renovable	1.0	

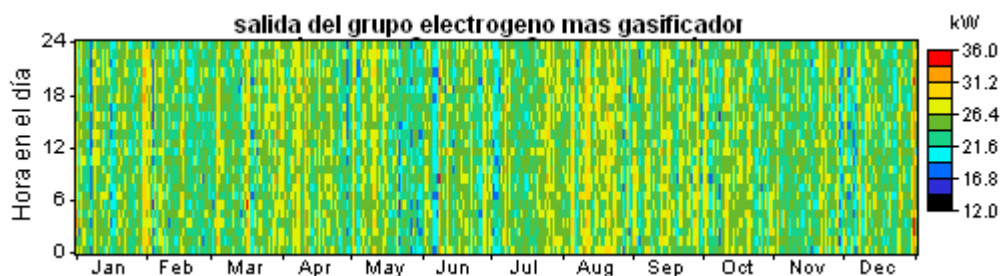
Datos del grupo electrógeno mas el sistema de gasificación

Cantidad	Valor	Unidades
Horas de operación	8,760	Hora/año
Numero de arranques	1	arranque/año
Vida operacional	1.71	años
Factor de capacidad	49.8	%
Costo fijo de generación	3.44	\$/horas
Costo marginal de operación	0.0456	\$/kWh/año

Cantidad	Valor	Unidades
Producción de electricidad	217,906	kWh/año
Significado de la salida de energía	24.9	kW
Electricidad mínima en la salida	15.0	kW
Electricidad máxima en la salida	34.5	kW

Cantidad	Valor	Unidades
Consumo de biomasa	530	Toneladas/año
Consumo específico de biomasa	1.217	Kg/kWh
Entrada de energía del combustible	276,301	kWh/año
Significado de la eficiencia eléctrica	78.9	%

Grafica de la salida del grupo electrógeno mas el sistema de gasificación



EMISIONES

Agente contaminante	Emisiones (kg/año)
Dióxido de carbono	33.5
Monóxido de carbono	3.45
Hidrocarburos que se queman	0.382
Material con partículas	0.26
Dióxido de sulfuro	0
Oxido de nitrógeno	30.8

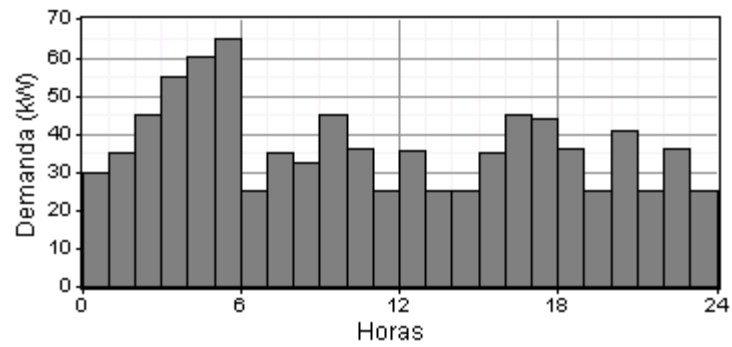
Componentes	Valor
Insuficiencia anual máxima de la capacidad	0%
Fracción renovable mínima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de carga de cada hora	10 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la carga máxima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia solar de salida	25 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia del viento de salida	50%

ANEXO 5b: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y UN GRUPO ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW

DATOS DE ENTRADA

Componentes	Valor
Datos diariamente divulgados	9 %
Datos divulgados en horas	6%
Promedio anual en escala de la demanda de potencia	882 kWh/d
	716 kWh/d
Escala de carga máxima	89.3 kW
	72.5 kW
Factor de carga	0.412

Perfil de carga del sistema a simular

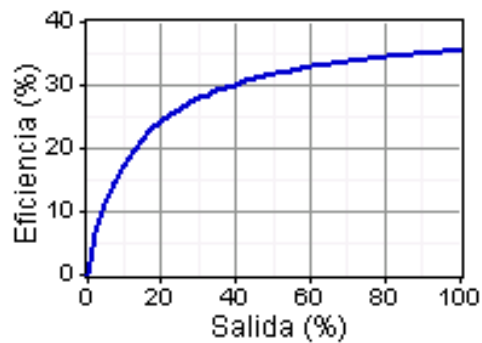


DATOS DEL GENERADOR DIESEL

Tamaño (kW)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/hr)
50	18,250	18,250	0.750
75	21,300	21,300	1.250
88	22,886	22,886	1.457
110	25,570	25,570	1.867

Componentes	Valor	Unidades
Ciclo de vida del producto	15,000	horas
Carga mínima de producción	30	%
Combustible usado	Diesel	
Intercepto del combustible de la curva	0.0333	L/hr/kW
Pendiente del combustible en la curva	0.253	L/hr/kW

Curva de eficiencia del sistema

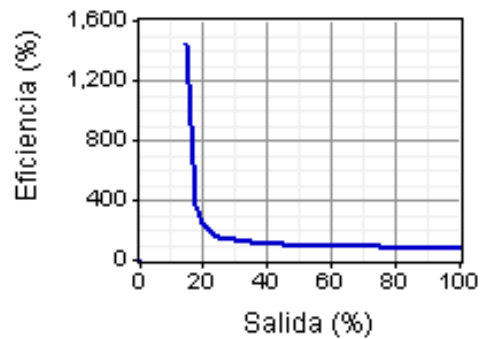


DATOS DEL GRUPO ELECTRÓGENO MAS EL SISTEMA DE GASIFICADOR

Tamaño (kW)	Capital (\$)	Remplazo (\$)	O&M (\$/hr)
50.000	16,715	16,715	2.470
75.000	19,149	19,149	3.480
88.000	21,908	21,908	3.956
110.000	26,577	26,577	4.020

Componentes	Valor	Unidades
Ciclo de vida del producto	15000	horas
Carga mínima de producción	30	%
Combustible usado biomasa	biomasa	
Intercepto del combustible de la curva	-0.2	L/hr/kW
Pendiente del combustible en la curva	1.4	L/hr/kW

Curva de eficiencia del grupo electrógeno más el sistema de gasificación



DATOS DE COMBUSTIBLE DIESEL

Componentes	Valor	Unidades
Precio	1.04	\$/L
	0.90	
	0.85	
	0.76	
	0.70	
	0.65	
	0.60	
Valor inferior de calentamiento	43.2	MJ/kg
Densidad	820	kg/m ³
Contenido de carbón	88	%
Contenido de sulfuro	0.330	%

Datos del recurso de la biomasa

Mes	Biomasa disponible (toneladas/ día)
Enero	80
Febrero	150
Marzo	100
Abril	180
Mayo	150
Junio	175
Julio	170
Agosto	95
Septiembre	100
Octubre	195
Noviembre	205
Diciembre	210

Componentes	Valor	Unidades
Escala del promedio anual	151	(toneladas/día)
	210	
Precio promedio de la biomasa	16.3	(\$/tonelada)
	15.2	
	14.3	
	13.1	
	12.5	
	11.2	
	10.0	
Contenido del carbón	2	%
Porcentaje de gasificación	0.5	kg gas /kg biomasa
LHV del biogás	3.75	MJ/kg

DATOS ECONÓMICOS

Componentes	Valor	Unidades
Tasa de interés anual real	6	%
Duración del ciclo de vida del proyecto	15	Años
Penalización por falta de capacidad	0	\$/kWh
Costo del sistema del capital fijo	0	\$
Costo del sistema de O&M fijo	0	\$

DATOS DEL CONTROL DEL GENERADOR

Componentes	valor
Seguimiento de la carga de control	No
Ciclo de control de la carga	Si
Posición del estado de la carga	80%
Dar permiso a los sistemas con generadores múltiples	Si
Aceptar generadores múltiples para operar simultáneamente	Si
Aceptar sistemas con capacidad de generación menos de la carga máxima	Si

EMISIONES

Componentes	Valor
Penalización del dióxido de carbono	\$ 0/t
Penalización del monóxido de carbono	\$ 0/t
Penalización por la quema de hidrocarburos	\$ 0/t
Penalización por material con partículas	\$ 0/t
Penalización por dióxido de azufre	\$ 0/t
Penalización por oxido de nitrógeno	\$ 0/t

RESTRICCIONES

componentes	Valor
Insuficiencia anual máxima de la capacidad	0%
Fracción renovable mínima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de carga de cada hora	10 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la carga máxima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia solar de salida	25 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia del viento de salida	50%

RESULTADOS DEL SISTEMA DE GASIFICACIÓN Y EL SISTEMA ELECTRÓGENO QUE TRABAJA A PARTIR DE DIESEL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 Kw

CASO DE SENSIBILIDAD

Escala promedio de la carga primaria: 882 kWh/día.

Datos de la escala promedio de la biomasa: 210 toneladas/día

Precio de la biomasa: 16.3 \$/toneladas

Precio del combustible Diesel: 1.04 \$/Litros

ARQUITECTURA DEL SISTEMA

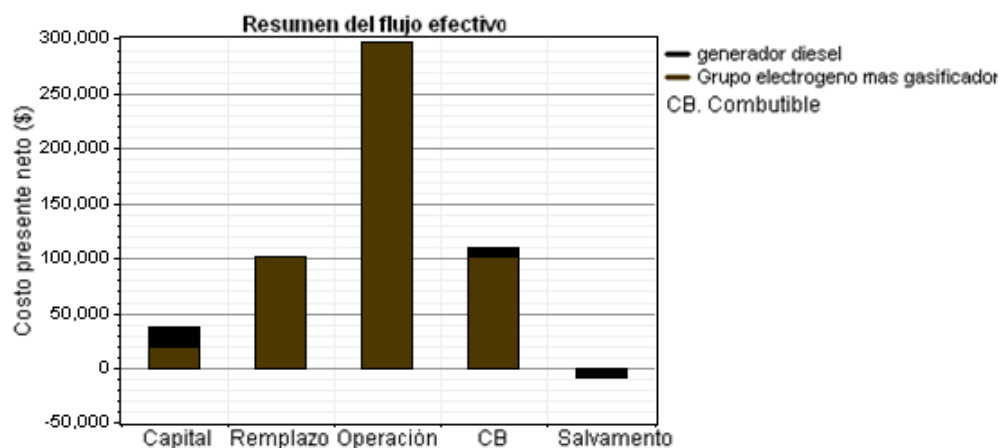
Generador Diesel de 50 kW

Grupo electrógeno mas gasificador de 75 kW

RESUMEN DEL COSTO DEL SISTEMA

Costo total del valor presente neto	\$ 535,497
Costo de la energía	\$ 0.171 /kWh
Costo de operación del sistema	\$ 51,286 /año

Grafica del flujo efectivo del sistema



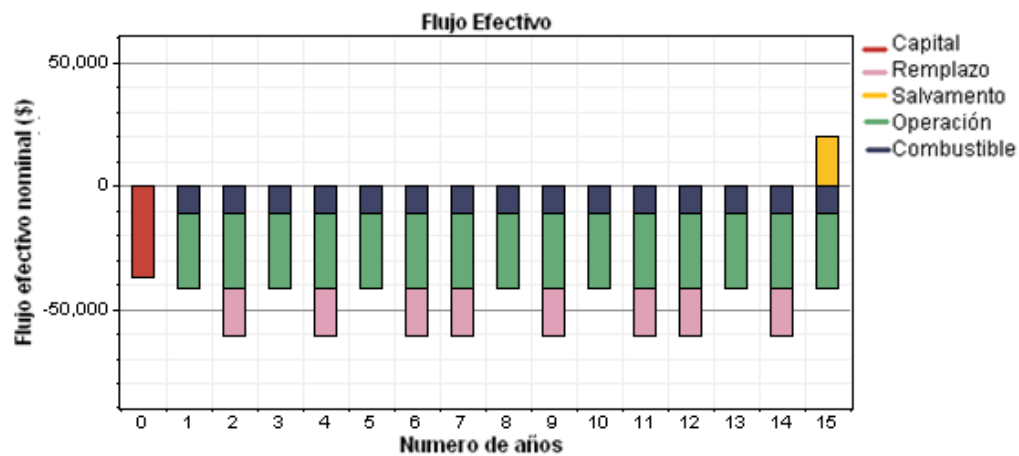
Costo del Presente Neto

Componentes	Capital (\$)	reemplazo (\$)	O&M (\$)	Combustible (\$)	salvamento (\$)	Total (\$)
Generador diesel	18,250	0	1,122	8,511	-6,442	21,440
Grupo electrógeno mas gasificador	19,149	100.353	296,076	100,397	-1,918	514,057
Sistema	37.399	100.353	297,198	100,397	-8,360	535,497

Costos anuales

Componentes	Capital (\$/año)	reemplazo (\$/año)	O&M (\$/año)	Combustible (\$/año)	salvamento (\$/año)	Total (\$/año)
Generador diesel	1,879	0	116	876	-663	2,208
Grupo electrógeno mas gasificador	1,721	10,333	30,485	10,337	-197	59,929
Sistema	3,851	10,333	30,600	11,213	-861	55,136

Grafica del flujo efectivo de los componentes del sistema

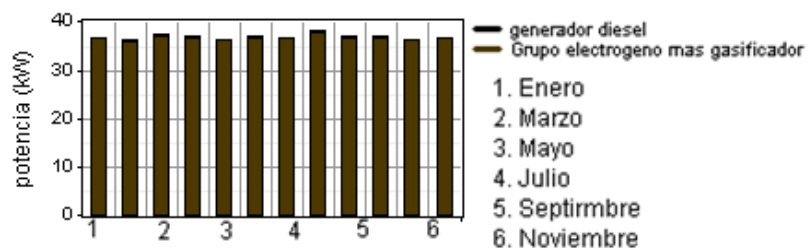


DATOS ELECTRICOS

Componentes	Producción	Porcentaje
	(kWh/año)	
Generador diesel	2,310	1%
Grupo electrógeno mas gasificador	320,348	99%
Total	322,658	100%

Grafica del promedio mensual de la producción eléctrica energía

Promedio mensual de la producción de energía eléctrica



Carga	Consumo	Porcentaje
	(kWh/año)	
Carga primaria AC	321,930	100%
Total	321,930	100%

Cantidad	Valor	Unidades
Exceso de electricidad	729	kWh/año
Carga	0.0	kWh/año
Déficit de capacidad	0.0	kWh/año
Fracción renovable	0.993	

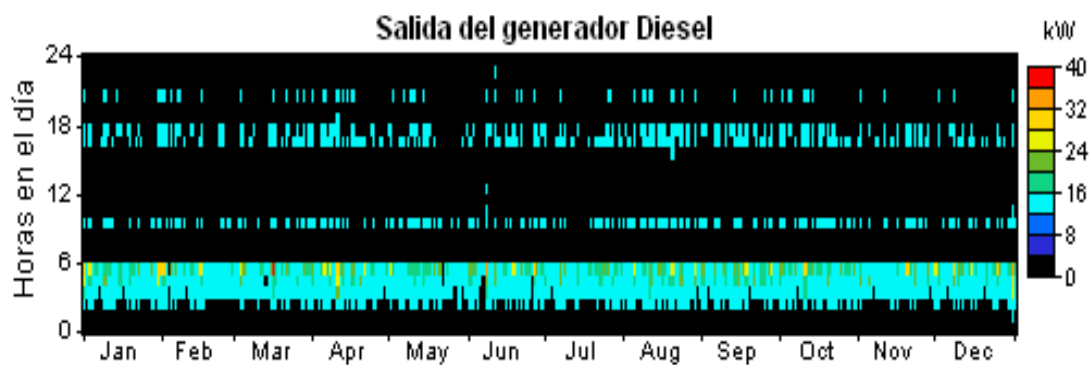
GENERADOR DIESEL

Cantidad	Valor	Unidades
Horas de operación	154	Hora/año
Numero de arranques	125	arranque/año
Vida operacional	97.4	Años
Factor de capacidad	0.527	%
Costo fijo de generación	3.70	\$/horas
Costo marginal de operación	0.264	\$/kWh/año

Cantidad	Valor	Unidades
Producción de electricidad	2,310	kWh/año
Significado de la salida de energía	15	kW
Electricidad mínima en la salida	15	kW
Electricidad máxima en la salida	15	kW

Cantidad	Valor	Unidades
Horas de operación	154	Hora/año
Numero de arranques	125	arranque/año
Vida operacional	97.4	Años
Factor de capacidad	0.527	%
Costo fijo de generación	3.70	\$/horas
Costo marginal de operación	0.264	\$/kWh/año

Grafica de la salida del grupo electrógeno mas el sistema de gasificación

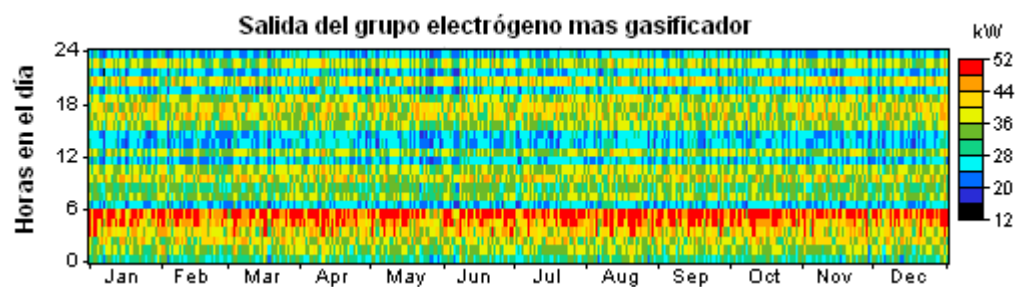


Datos del grupo electrógeno mas el sistema de gasificación

Cantidad	Valor	Unidades
Horas de operación	8,760	Hora/año
Numero de arranques	1	arranque/año
Vida operacional	1.71	Años
Factor de capacidad	48.8	%
Costo fijo de generación	4.27	\$/horas
Costo marginal de operación	0.0456	\$/kWh/año

Cantidad	Valor	Unidades
Consumo del combustible	634	Toneladas/año
Consumo especifico del combustible	0.990	Kg/kWh
Entrada de energía del combustible	330,301	kWh/año
Significado de la eficiencia eléctrica	97	%

Grafica de la salida del grupo electrógeno mas el sistema de gasificación



EMISIONES

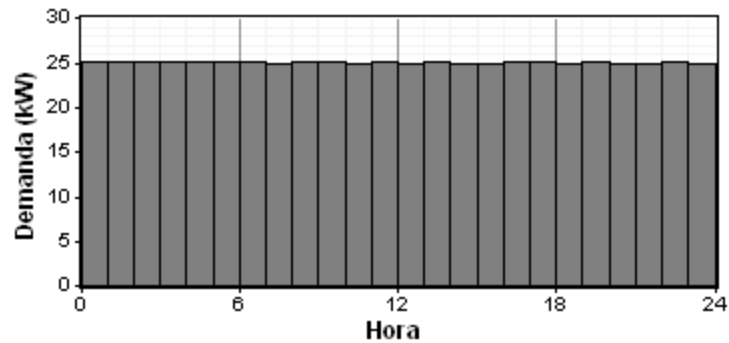
Agente contaminante	Emisiones (kg/año)
Dióxido de carbono	2,257
Monóxido de carbono	9.59
Hidrocarburos que se queman	1.06
Material con partículas	0.723
Dióxido de sulfuro	4.45
Oxido de nitrógeno	85.6

ANEXO 5C: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DUAL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW

DATOS DE ENTRADA

Componentes	Valor
Datos diariamente divulgados	9 %
Datos divulgados en horas	6%
Promedio anual en escala de la demanda de potencia	597 kWh/d
	485 kWh/d
Escala de carga máxima	34.5 Kw
	28.0 kW
Factor de carga	0.722

Perfil de carga del sistema a simular

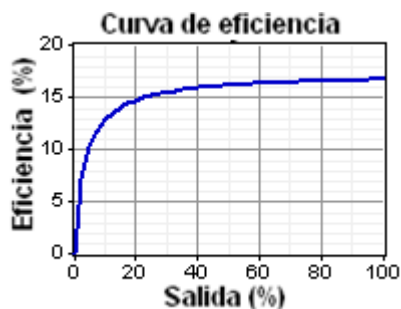


DATOS DEL GENERADOR DIESEL-BIOGAS

Tamaño (kW)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/hr)
50	10,000	10,000	0.251
75	12,144	12,144	0.305
88	13,573	13,573	0.341
120	17,145	17,145	0.430

Componentes	Valor	Unidades
Ciclo de vida del producto	15,000	Horas
Carga mínima de producción	30	%
Combustible usado	Diesel y biogás	
Porcentaje de substitución	8.5	Kg biogas/Kg combustible fósil
Fracción mínima del combustible	20	%
Factor de reducción	70	%
Intercepto del combustible de la curva	0.0206	L/hr/kW
Pendiente del combustible en la curva	0.589	L/hr/Kw

Curva de eficiencia del sistema



DATOS DE COMBUSTIBLE DIESEL

Componentes	Valor	Unidades
Precio	1.04	\$/L
	0.90	
	0.85	
	0.76	
	0.70	
	0.65	
	0.60	
Valor inferior de calentamiento	43.2	MJ/kg
Densidad	820	kg/m ³
Contenido de carbón	88	%
Contenido de sulfuro	0.330	%

Datos del recurso de la biomasa

Mes	Biomasa disponible (toneladas/ día)
Enero	30
Febrero	30
Marzo	30
Abril	30
Mayo	30
Junio	30
Julio	30
Agosto	30
Septiembre	30
Octubre	30
Noviembre	30
Diciembre	30

Componentes	Valor	Unidades
Escala del promedio anual	30	(toneladas/día)
	31.1	
Precio promedio de la biomasa	16.3	(\$/tonelada)
	15.2	
	14.3	
	13.1	
	12.5	
	11.2	
	10.0	
Contenido del carbón	2	%
Porcentaje de gasificación	0.5	kg gas /kg biomasa
LHV del biogás	3.75	MJ/kg

DATOS ECONÓMICOS

Componentes	Valor	Unidades
Tasa de interés anual real	6	%
Duración del ciclo de vida del proyecto	15	Años
Penalización por falta de capacidad	0	\$/kWh
Costo del sistema del capital fijo	0	\$
Costo del sistema de O&M fijo	0	\$

DATOS DEL CONTROL DEL GENERADOR

Componentes	valor
Seguimiento de la carga de control	No
Ciclo de control de la carga	Si
Posición del estado de la carga	80%
Dar permiso a los sistemas con generadores múltiples	Si
Aceptar generadores múltiples para operar simultáneamente	Si
Aceptar sistemas con capacidad de generación menos de la carga máxima	Si

EMISIONES

Componentes	Valor
Penalización del dióxido de carbono	\$ 0/t
Penalización del monóxido de carbono	\$ 0/t
Penalización por la quema de hidrocarburos	\$ 0/t
Penalización por material con partículas	\$ 0/t
Penalización por dióxido de azufre	\$ 0/t
Penalización por oxido de nitrógeno	\$ 0/t

RESTRICCIONES

Componentes	Valor
Insuficiencia anual máxima de la capacidad	0%
Fracción renovable mínima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de carga de cada hora	10 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la carga máxima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia solar de salida	25 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia del viento de salida	50%

RESULTADOS DEL SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DUAL PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 25 KW

CASO DE SENSIBILIDAD

Escala promedio de la carga primaria: 597 kWh/día.

Datos de la escala promedio de la biomasa: 30 toneladas/día

Precio de la biomasa: 16.3 \$/toneladas

Precio del combustible Diesel: 1.04/Litros

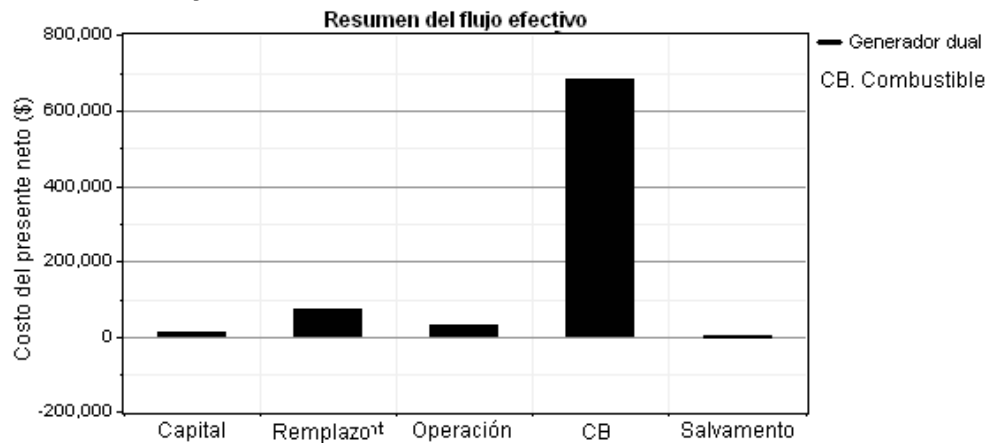
ARQUITECTURA DEL SISTEMA

Generador dual de 50 kW

RESUMEN DEL COSTO DEL SISTEMA

Costo total del valor presente neto	\$ 602,638
Costo de la energía	\$ 0.285 /kWh
Costo de operación del sistema	\$ 61,020 /año

Grafica del flujo efectivo del sistema



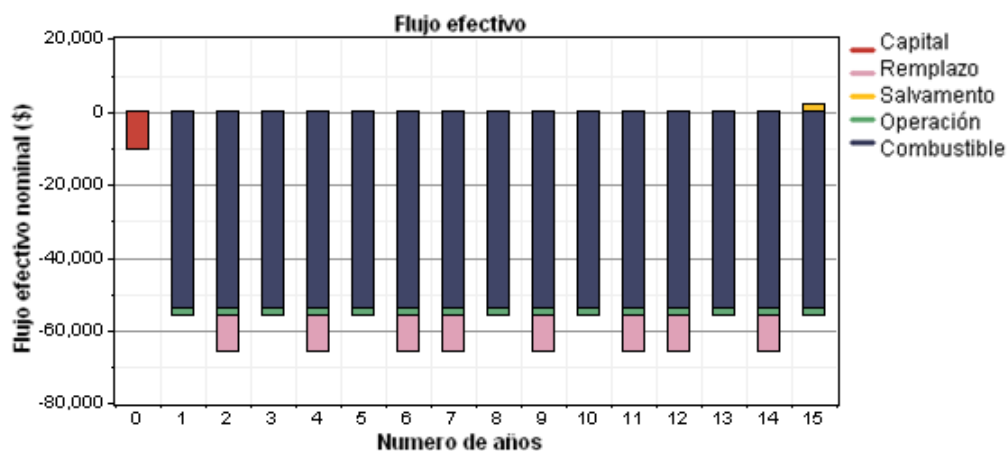
Costo del presente neto

Componentes	Capital	Reemplazo	O&M	Combustible	salvamento	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Generador dual	10,000	52,046	21,355	519,879	-1,001	602,638
Sistema	10,000	52,046	21,355	519,879	-1,001	602,638

Costos anuales

Componentes	Capital	reemplazo	O&M	Combustible	salvamento	Total
	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)
Generador diesel	1,030	5,396	2,199	53,528	-103	62,049
Sistema	1,030	5,396	2,199	53,528	-103	62,049

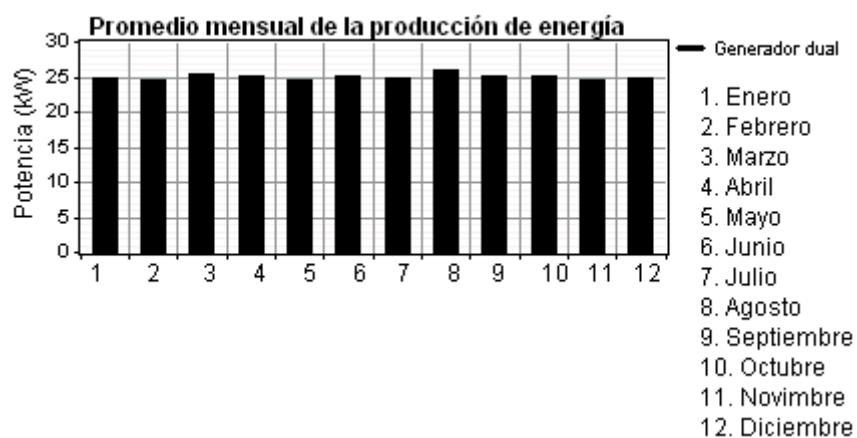
Grafica del flujo efectivo de los componentes del sistema



DATOS ELECTRICOS

Componentes	Producción	Porcentaje
	(kWh/año)	
Generador Dual	217,906	100 %
Total	217,906	100 %

Grafica del promedio mensual de la producción eléctrica energía



Carga	Consumo	Porcentaje
	(kWh/año)	
Carga primaria AC	217,905	100%
Total	217,905	100%

Cantidad	Valor	Unidades
Exceso de electricidad	0.540	kWh/año
Carga	0.0	kWh/año
Déficit de capacidad	0.0	kWh/año
Fracción renovable	0.8	

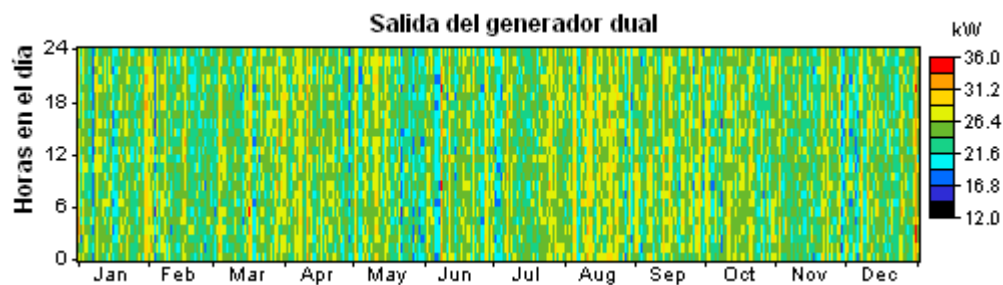
GENERADOR DUAL

Cantidad	Valor	Unidades
Horas de operación	8,760	Hora/año
Numero de arranques	1	arranque/año
Vida operacional	1.71	Años
Factor de capacidad	49.8	%
Costo fijo de generación	1.32	\$/horas
Costo marginal de operación	0.230	\$/kWh/año

Cantidad	Valor	Unidades
Producción de electricidad	217,906	kWh/año
Significado de la salida de energía	24,9	kW
Electricidad mínima en la salida	15	kW
Electricidad máxima en la salida	34.5	kW

Cantidad	Valor	Unidades
Consumo de diesel	27,466	Litros/año
Consumo de la biomasa	1,532	Toneladas/año
Suponer fracción del diesel	0,20	
Entrada de energía del combustible	1,067,923	kWh/año
Significado de la eficiencia eléctrica	20,4	%

Grafica de la salida del grupo electrógeno dual (diesel-biogás)



EMISIONES

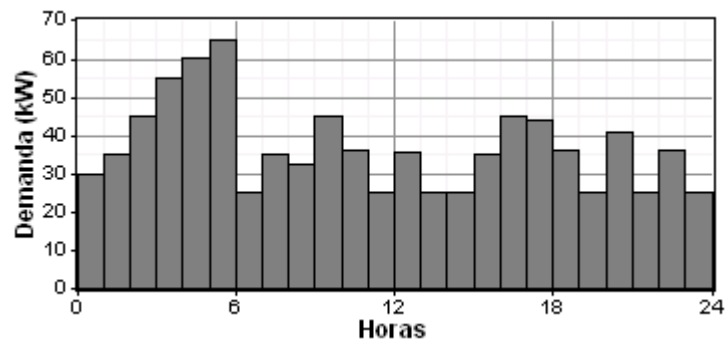
Agente contaminante	Emisiones (kg/año)
Dióxido de carbono	127,311
Monóxido de carbono	893
Hidrocarburos que se queman	98.9
Material con partículas	67.3
Dióxido de sulfuro	145
Oxido de nitrógeno	7,965

ANEXO 5d: REPORTE DE SIMULACIÓN DE UN SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL-BIOGÁS PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW

DATOS DE ENTRADA

Componentes	Valor
Datos diariamente divulgados	9 %
Datos divulgados en horas	6%
Promedio anual en escala de la demanda de potencia	882 kWh/d
	712 kWh/d
Escala de carga máxima	89.3 kW
	72.1 kW
Factor de carga	0.412

Perfil de carga del sistema a simular



DATOS DEL GENERADOR DIESEL-BIOGAS

Tamaño (kW)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$/hr)
50	10,000	10,000	0.251
85	12,144	12,144	0.305
95	13,573	13,573	0.341
120	17,145	17,145	0.430

Componentes	Valor	Unidades
Ciclo de vida del producto	15,000	Horas
Carga mínima de producción	30	%
Combustible usado	Diesel y biogás	
Porcentaje de substitución	8.5	Kg biogas/Kg combustible fósil
Fracción mínima del combustible	20	%
Factor de reducción	70	%
Intercepto del combustible de la curva	0.0486	L/hr/kW
Pendiente del combustible en la curva	0.244	L/hr/Kw

Curva de eficiencia del sistema



DATOS DE COMBUSTIBLE DIESEL

Componentes	Valor	Unidades
Precio	1.04	\$/L
	0.90	
	0.85	
	0.76	
	0.70	
	0.65	
	0.60	
Valor inferior de calentamiento	43.2	MJ/kg
Densidad	820	kg/m ³
Contenido de carbón	88	%
Contenido de sulfuro	0.330	%

Datos del recurso de la biomasa

Mes	Biomasa disponible
	(toneladas/ día)
Enero	80
Febrero	150
Marzo	100
Abril	180
Mayo	150
Junio	175
Julio	170
Agosto	95
Septiembre	100
Octubre	195
Noviembre	205
Diciembre	210

Componentes	Valor	Unidades
Escala del promedio anual	151	(toneladas/día)
	210	
Precio promedio de la biomasa	16.3	(\$/tonelada)
	15.2	
	14.3	
	13.1	
	12.5	
	11.2	
	10.0	
Contenido del carbón	2	%
Porcentaje de gasificación	0.5	kg gas /kg biomasa
LHV del biogás	3.75	MJ/kg

DATOS ECONÓMICOS

Componentes	Valor	Unidades
Tasa de interés anual real	6	%
Duración del ciclo de vida del proyecto	15	Años
Penalización por falta de capacidad	0	\$/kWh
Costo del sistema del capital fijo	0	\$
Costo del sistema de O&M fijo	0	\$

DATOS DEL CONTROL DEL GENERADOR

Componentes	valor
Seguimiento de la carga de control	No
Ciclo de control de la carga	Si
Posición del estado de la carga	80%
Dar permiso a los sistemas con generadores múltiples	Si
Aceptar generadores múltiples para operar simultáneamente	Si
Aceptar sistemas con capacidad de generación menos de la carga máxima	Si

EMISIONES

Componentes	Valor
Penalización del dióxido de carbono	\$ 0/t
Penalización del monóxido de carbono	\$ 0/t
Penalización por la quema de hidrocarburos	\$ 0/t
Penalización por material con partículas	\$ 0/t
Penalización por dióxido de azufre	\$ 0/t
Penalización por oxido de nitrógeno	\$ 0/t

RESTRICCIONES

Componentes	Valor
Insuficiencia anual máxima de la capacidad	0%
Fracción renovable mínima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de carga de cada hora	10 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la carga máxima	0%
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia solar de salida	25 %
Reserva operativa a manera de porcentaje de la potencia del viento de salida	50%

RESULTADOS DEL SISTEMA DE UN GRUPO ELECTRÓGENO DIESEL-BIOGÁS PARA UNA DEMANDA DE POTENCIA DE 30 KW

CASO DE SENSIBILIDAD

Escala promedio de la carga primaria: 882 kWh/día.

Datos de la escala promedio de la biomasa: 151 toneladas/día

Precio de la biomasa: 16.3 \$/toneladas

Precio del combustible Diesel: 1.04/Litros

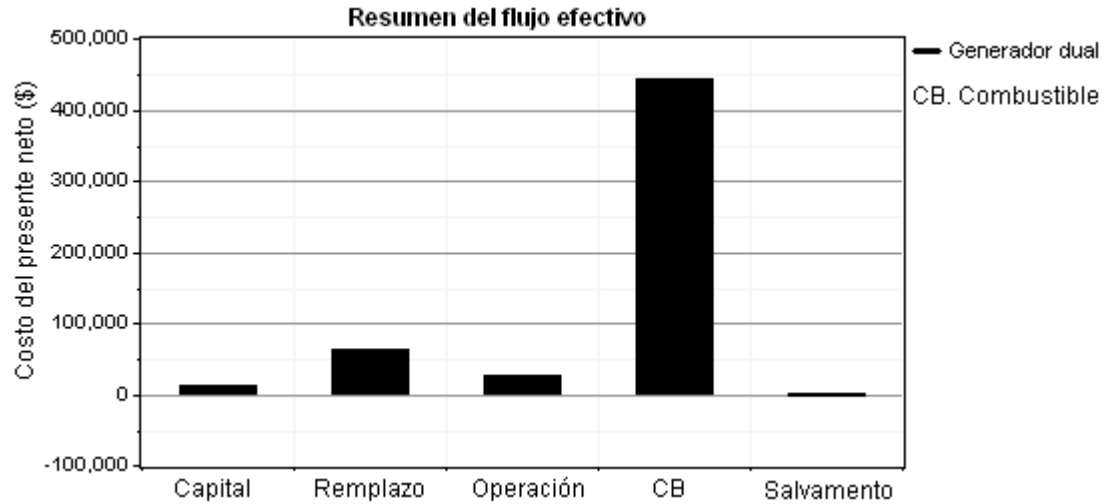
ARQUITECTURA DEL SISTEMA

Generador dual de 85 kW

RESUMEN DEL COSTO DEL SISTEMA

Costo total del valor presente neto	\$ 544,107
Costo de la energía	\$ 0.174 /kWh
Costo de operación del sistema	\$ 54,772/año

Grafica del flujo efectivo del sistema



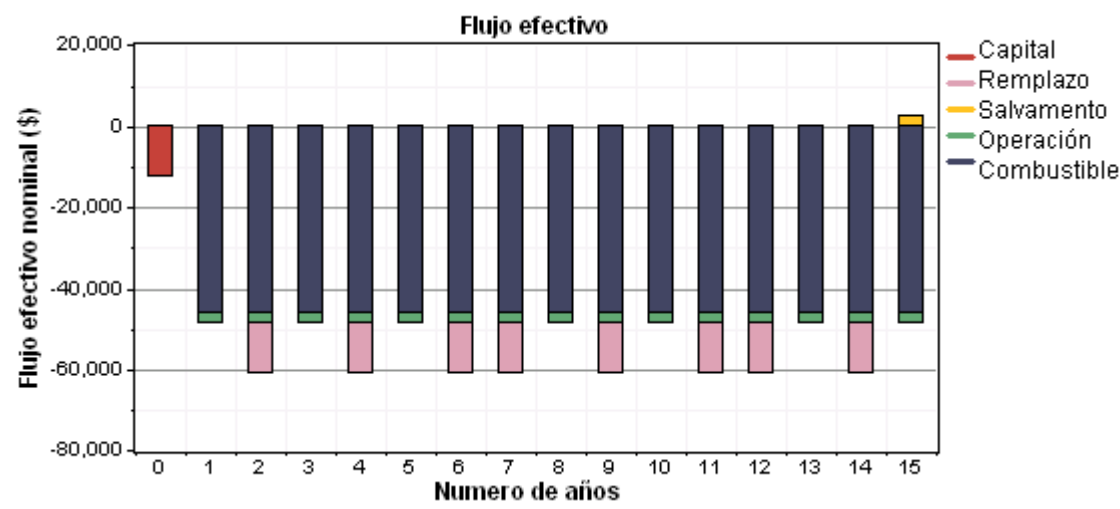
Costo del presente neto

Componentes	Capital	reemplazo	O&M	Combustible	salvamento	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
Generador dual	12,144	63,642	25,949	443,588	-1,216	544,107
Sistema	12,144	63,642	25,949	443,588	-1,216	544,107

Costos anuales

Componentes	Capital	reemplazo	O&M	Combustible	salvamento	Total
	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)	(\$/año)
Generador diesel	1,250	6,553	2,672	45,673	-125	56,023
Sistema	1,250	6,553	2,672	45,673	-125	56,023

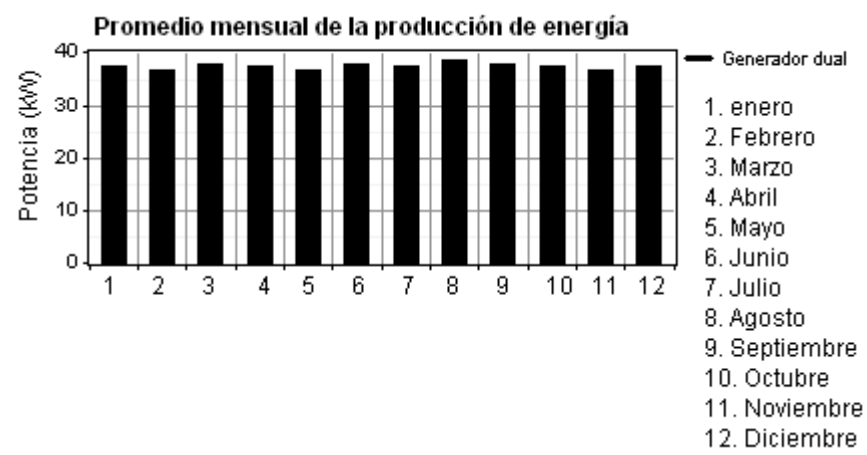
Grafica del lujo efectivo de los componentes del sistema



DATOS ELECTRICOS

Componentes	Producción	Porcentaje
	(kWh/año)	
Generador Dual	325,559	100 %
Total	325,559	100 %

Grafica del promedio mensual de la producción eléctrica energía



	Consumo	
--	---------	--

	(kWh/año)	
Carga primaria AC	321,925	100%
Total	321,925	100%

**GENERADOR
DUAL**

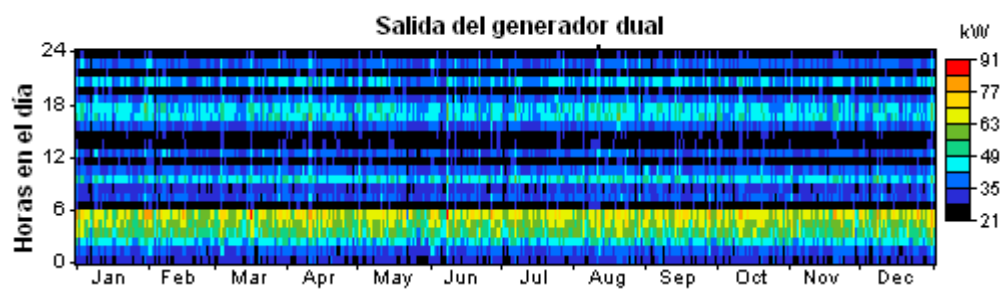
Cantidad	Valor	Unidades
Exceso de electricidad	3,634	kWh/año
Carga	4.29	kWh/año
Déficit de capacidad	56.2	kWh/año
Fracción renovable	0.792	

Cantidad	Valor	Unidades
Producción de electricidad	325,559	kWh/año
Significado de la salida de energía	37.2	kW
Electricidad mínima en la salida	25.5	kW
Electricidad máxima en la salida	85.0	kW

Cantidad	Valor	Unidades
Horas de operación	8,760	Hora/año
Numero de arranques	1	arranque/año
Vida operacional	1.71	Años
Factor de capacidad	43.7	%
Costo fijo de generación	2.73	\$/horas
Costo marginal de operación	0.0953	\$/kWh/año
Cantidad	Valor	Unidades
Consumo de diesel	23,831	Litros/año
Consumo de la biomasa	1,282	Toneladas/año
Suponer fracción del diesel	0.206	
Entrada de energía del combustible	901,957	kWh/año

Significado de la eficiencia eléctrica	36.1	%
--	------	---

Grafica de la salida del grupo electrógeno dual (diesel-biogás)



EMISIONES

Agente contaminante	Emisiones (kg/año)
Dióxido de carbono	108,764
Monóxido de carbono	752
Hidrocarburos que se queman	83.3
Material con partículas	56.7
Dióxido de sulfuro	122
Oxido de nitrógeno	6,714