



UNIVERSIDAD DON BOSCO

VICERRECTORÍA DE ESTUDIOS DE POSTGRADOS

TRABAJO DE GRADUACIÓN:

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD
A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR**

PARA OPTAR AL GRADO DE:

MÁSTER EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

ASESOR:

ING. RAÚL MÉNDEZ

PRESENTADO POR:

CARLOS ENRIQUE CALDERÓN MENÉNDEZ

CÉSAR EDGARDO GUERRA CORCIOS

OSCAR RAÚL ORELLANA QUINTANILLA

Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, Centroamérica.

Octubre de 2012.



TABLA DE CONTENIDOS

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

TABLA DE CONTENIDOS

| | |
|---|-----------|
| TABLA DE CONTENIDOS | 1 |
| CAP. 1. ANTECEDENTES | 3 |
| 1.1 LA BIOMASA Y SU ORIGEN..... | 3 |
| 1.2 METODOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA..... | 5 |
| 1.3 UTILIZACIÓN ENERGÉTICA..... | 7 |
| 1.4 EVOLUCIÓN Y DESARROLLO..... | 9 |
| 1.5 ENFOQUE EN LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS | 17 |
| 1.6 IMPACTOS Y BENEFICIOS | 19 |
| 1.7 MODELOS DE CENTRALES DE BIOMASA..... | 20 |
| CAP. 2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE BIOMASA FORESTAL | 21 |
| GENERALIDADES | 21 |
| 2.1 COMBUSTIÓN | 24 |
| 2.2 GASIFICACIÓN..... | 32 |
| 2.3 PIROLISIS | 40 |
| 2.4 PLASMA | 48 |
| 2.5 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE TECNOLOGIAS DE PROCESAMIENTO DE BIOMASA FORESTAL..... | 56 |
| CAP. 3. CANTIDAD DE POTENCIA INSTALADA CON LA QUE SE OBTIENE LA MAYOR EFICIENCIA PARA CADA TÉCNOLOGÍA, BAJO CONDICIONES ÓPTIMAS. | 58 |
| 3.1 GENERALIDADES | 58 |
| 3.2 TECNOLOGÍA DE COMBUSTIÓN | 60 |
| 3.3 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA..... | 61 |
| 3.4 ANÁLISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (COMBUSTIÓN)..... | 62 |
| 3.5 EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWE | 75 |
| 3.6 CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWE | 78 |
| 3.7 EJEMPLOS DE PLANTAS DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA | 79 |
| 3.8 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMBUSTIÓN | 82 |
| 3.9 TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN..... | 83 |
| 3.10 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA | 85 |
| 3.11 ANALISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (GASIFICACIÓN) | 85 |
| 3.12 EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWE | 98 |
| 3.13 CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWE..... | 103 |
| 3.14 EJEMPLOS DE PLANTAS DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA..... | 105 |
| 3.15 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN..... | 108 |
| 3.16 TECNOLOGÍA DE PIROLISIS..... | 110 |
| 3.17 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE PIROLISIS DE BIOMASA..... | 120 |
| 3.18 ANÁLISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (PIROLISIS) | 122 |



TABLA DE CONTENIDOS

| | | |
|---|--|------------|
| 3.19 | EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe | 129 |
| 3.20 | CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE PIROLISIS DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe | 134 |
| 3.21 | EJEMPLOS DE PLANTAS DE PIROLISIS | 136 |
| 3.22 | EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PIROLISIS | 138 |
| 3.23 | TECNOLOGÍA DE PLASMA | 140 |
| 3.24 | DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE PLASMA DE BIOMASA | 142 |
| 3.25 | ANÁLISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (PLASMA) | 143 |
| 3.26 | EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe | 158 |
| 3.27 | CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE PLASMA DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe | 164 |
| 3.28 | EJEMPLOS DE PLANTAS DE PLASMA | 166 |
| 3.29 | EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PLASMA | 170 |
| 3.30 | EVALUACIÓN GENERAL DE TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe | 173 |
| CAP. 4. TECNOLOGÍAS MÁS EFICIENTES PARA PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON POTENCIAS INSTALADAS QUE OSCILAN ENTRE 3 MW A 5 MW | | 175 |
| 4.1 | TECNOLOGÍAS MÁS EFICIENTES | 175 |
| 4.2 | COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE PROCESAMIENTO DE BIOMASA Y SU EFICIENCIA GLOBAL | 176 |
| 4.3 | ANÁLISIS DE RESULTADOS Y OBSERVACIONES | 183 |
| CAP. 5. EVALUACIÓN ECONÓMICA/FINANCIERA PARA PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL RANGO DE POTENCIA ÓPTIMO PARA EL SALVADOR | | 186 |
| 5.1 | COSTOS DE CONSTRUCCIÓN | 186 |
| 5.2 | COSTOS DE GENERACIÓN | 187 |
| 5.3 | PARÁMETROS FINANCIEROS | 187 |
| CAP. 6. ALTERNATIVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO HIDROCARBUROS Y SU COMPARACIÓN CON GENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL | | 202 |
| 6.1 | ALTERNATIVA DE GENERACIÓN | 202 |
| 6.2 | COMPARACIÓN CON GENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL | 207 |
| 6.3 | BENEFICIOS AMBIENTALES (BONOS DE CARBONO) | 208 |
| CAP. 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS | | 223 |
| 7.1 | ANÁLISIS DE INVERSIÓN | 223 |
| 7.2 | ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN | 224 |
| CAP. 8. CONCLUSIONES | | 225 |
| 8.1 | CONCLUSIONES | 225 |
| CAP. 9. RECOMENDACIONES | | 227 |
| 9.1 | RECOMENDACIONES | 227 |
| CAP. 10. GLOSARIO Y FUENTES DE REFERENCIA | | 228 |
| 10.1 | GLOSARIO | 228 |
| 10.2 | FUENTES DE REFERENCIA | 232 |
| CAP. 11. ANEXOS | | 237 |
| 11.1 | REPORTE DE VISITA DE CAMPO A CENTRAL TÉRMICA TALNIQUE | 237 |
| 11.2 | REPORTE DE VISITA DE CAMPO A PLANTA AES-NEJAPA | 241 |

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 1. ANTECEDENTES

1.1 LA BIOMASA Y SU ORIGEN

La Biomasa es un término utilizado para describir la materia orgánica, no fosilizada, originada en un proceso biológico espontáneo o provocado, utilizada como fuente de energía, aunque puede tener otros usos industriales. Como la mayoría de las fuentes de energía renovables, la energía de la biomasa procede originariamente del Sol (ver Fig.1.1). Se podría hacer una síntesis diciendo que la biomasa es la energía solar convertida por la vegetación, mediante el proceso de fotosíntesis, en materia orgánica (energía química almacenada), la cual puede recuperarse por combustión directa o mediante su transformación en otros combustibles (ver Fig.1.2).

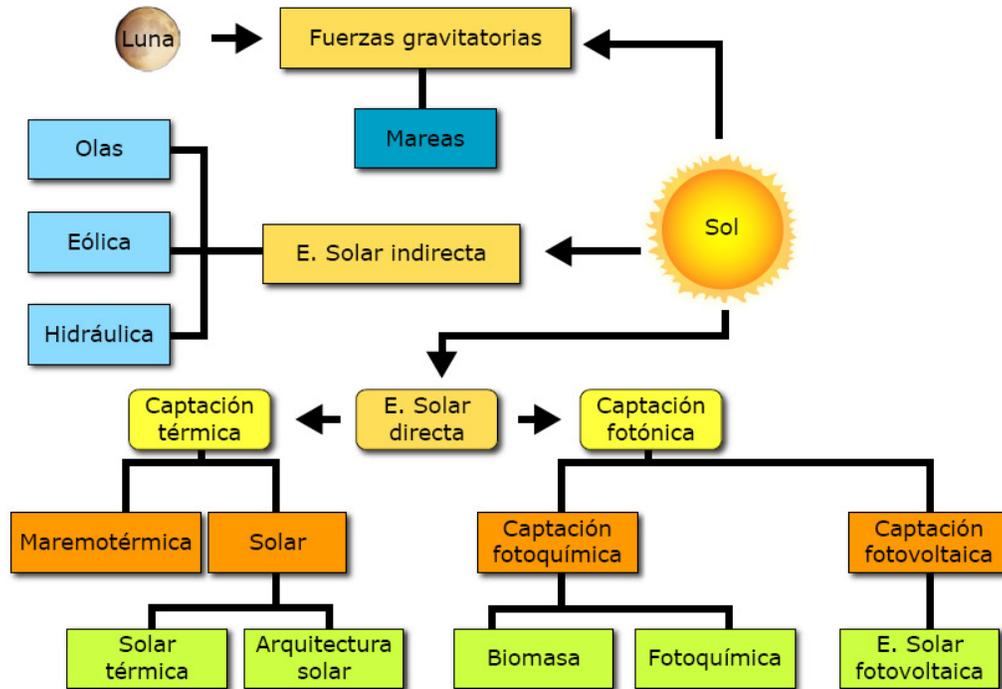


Fig.1.1 Diagrama de transformación energética que muestra los orígenes de la biomasa a través de la energía solar. Fuente: Documento Extracto, Cap. 18: "Energía de la Biomasa y residuos sólidos".

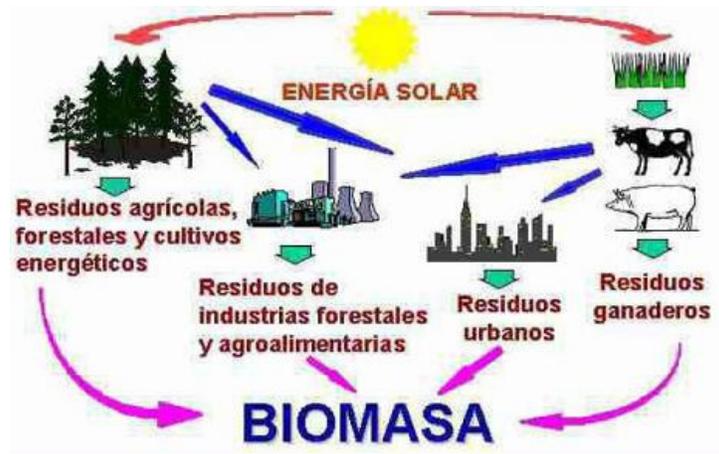


Fig.1.2 Modelo descriptivo del ciclo de transformación de la biomasa

Fuente: <http://www.blogdeciencia.com.ar/2011/04/fuentes-de-energia-renovable.html>

En términos constitutivos, la biomasa contiene carbono, nitrógeno, oxígeno e hidrógeno, como cada ser vivo, y por lo tanto presenta potencial para obtención de energía calorífica por medio de procesos de transformación, como la combustión. Alternativamente, existen otros procesos que permiten el tratamiento de la biomasa dependiendo de su clasificación para su utilización final, ya sea para generación de energía térmica-eléctrica o la conversión a un biocombustible. La clasificación de la biomasa dependiendo de su origen, vegetal o animal se muestra en la Fig.1.3:

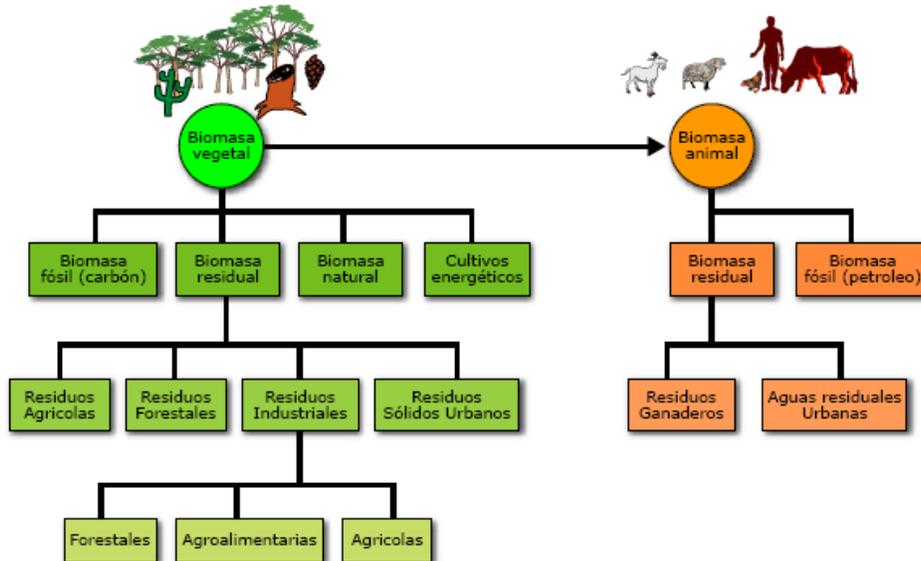


Fig. 1.3 Clasificación de la biomasa, Fuente: Documento Extracto, Cap. 18: "Energía de la Biomasa y residuos sólidos".

La constitución y procedencia de los residuos de la biomasa sea esta de origen vegetal o animal se explica en la siguiente clasificación:

- Residuos forestales procedentes de diversos tratamientos silvícolas, podas o limpieza de matorrales.
- Residuos agrícolas de diferentes podas de cultivos leñosos como olivos, vides y frutales. También residuos de cultivos de cereales como el centeno, maíz, trigo, sorgo o arroz, incluyendo además los residuos de otros cultivos herbáceos como el tabaco, remolacha, algodón y girasol.

- Residuos de industrias forestales, procedentes en su mayoría de industrias de tratamiento de madera, chapa de madera, corcho o papel.
- Residuos biodegradables de industrias agro-ganaderas y agroindustriales (desechos animales tales como la pollinaza, gallinaza y cerdaza, desechos de frutas y hortalizas, etc.), y también los procedentes de actividad urbana, entre los que destaca el biogás procedente de estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas y de los Residuos Sólidos Urbanos.

1.2 METODOS DE TRANSFORMACIÓN DE LA BIOMASA

En lo referente a los métodos de transformación o conversión energética de la biomasa, estos pueden agruparse principalmente en: Físicos, Termoquímicos, Biológicos y Físicoquímicos. De estos procesos de conversión, por ejemplo, pueden obtenerse, para el caso de procesos biológicos, productos como el “etanol y metano” mediante la fermentación alcohólica y digestión anaerobia, y productos como “gas pobre, carbón y jugos piroleñosos”, mediante gasificación y pirólisis. Estos procesos de transformación de la biomasa y los productos obtenidos se presentan en la tabla contenida en la figuras 1.4 y 1.5, y se explican con mayor detalle en el capítulo 2 (generalidades).

| | Físicos | Termoquímicos | Biológicos | Físico-químicos |
|---------------------|--|---|--|---------------------------------|
| Procesos | Astillado Molienda Densificación | Pirólisis Gasificación | Fermentación D. anaeróbica | Extracción físico-química |
| Productos | Leñas Astillas Briquetas Pellets Aserrín | Carbón Gas síntesis Aceites Gases combustibles | Etanol Biogás | Aceites Ésteres |
| Aplicaciones | Calefacción Electricidad | Calefacción Electricidad Industria química | Transporte Calefacción Industria Electricidad química | Transporte Industria química |

Fig.1.4 Procesos de Transformación de la Biomasa.



Fig. 1.5 Características de los procesos termoquímicos

(Fuente Fig. 1.4 y 1.5: Curso de Biomasa UDB: “Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa”, Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010)

Las tecnologías y el desarrollo de los procesos de transformación de la biomasa, principalmente en los procesos termoquímicos y biológicos, han posibilitado su valorización energética para utilización

final; así también, nuevas tecnologías como la “gasificación por plasma” se están empleando para realizar la conversión y el aprovechamiento energético de la biomasa con menos residuos contaminantes. Esta valorización se aprecia en los esquemas de la Fig.1.6:

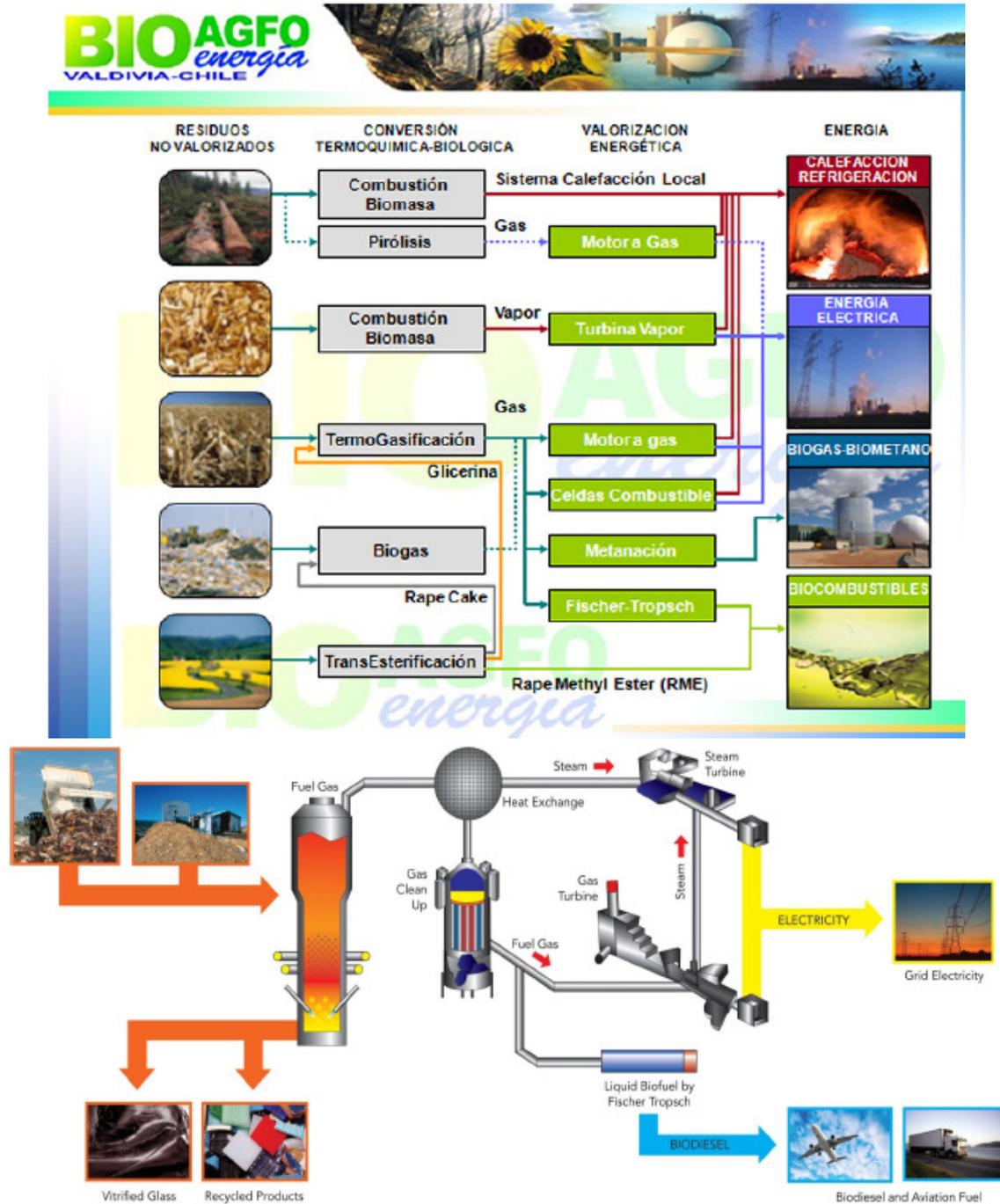


Fig.1.6 Esquemas de la valorización energética de la biomasa (Conversión Termoquímica y Biológica y Gasificación por Plasma)

Fuente: Curso de Biomasa UDB: “Valorización Energética de la Biomasa”, Autor: Dr. Luis Miguel Rodríguez Antón, Dpto. Mecánica Industrial, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010

La valorización energética de la biomasa nos muestra que, dependiendo del proceso de transformación y el tipo de biomasa a procesar, puede obtenerse un producto energético, como gas

de síntesis o vapor que puede ser utilizado directamente para generación de energía térmica-eléctrica, o también puede sintetizarse un biocombustible líquido.

1.3 UTILIZACIÓN ENERGÉTICA

Se considera que la biomasa ha sido la base del suministro energético de la humanidad desde épocas antiguas y ha evolucionado hasta nuestros días. La biomasa es una fuente de energía que ha acompañado al hombre a lo largo de su historia y es uno de los principales recursos prometedores del futuro.

Las fuentes de biomasa, sean de origen vegetal o animal actualmente cubren aproximadamente el **14%** de las necesidades energéticas mundiales. En los países industrializados, sin embargo, sólo cubren en promedio el **3%** de la energía primaria, con la excepción de países nórdicos europeos en donde su utilización para producción de calor en centrales es común. Los países en vías de desarrollo cubren con biomasa, en el caso de consumo tradicional de leña, aproximadamente el **38%** de la demanda energética. Porcentajes estimados de la utilización de biomasa por sectores, a nivel mundial, corresponden a un **75%** para uso del sector doméstico tradicional y un **25%** para uso del sector industrial. (Fuente: Documento "Plantas de Biomasa", autor: Natalia Fernández Castaño, 2010, <http://www.renovetec.com/>, www.limpiezastecnicasindustriales.com)

Los diversos procesos de transformación energética existentes permiten la utilización de la biomasa en diferentes formas de energía para uso final, los cuales pueden agruparse en:

- **Calor y vapor:** La generación de calor y vapor se produce mediante la combustión de biomasa, biogás u otro gas de síntesis. El calor se considera como producto principal o puede ser un subproducto de la generación de electricidad utilizando modelos de plantas de vapor con ciclos combinados.
- **Combustible gaseoso:** Un biogás producido por digestión anaerobia o gas de síntesis producto de la gasificación puede ser usado en motores de combustión interna para generación eléctrica.
- **Biocombustible:** Los biocombustibles como el "Etanol y el Biodiesel" tienen gran potencial para reemplazar cantidades significativas de los combustibles fósiles en aplicaciones de transporte. Una de las mezclas más desarrollada es la denominada E20, constituida por 20% de Etanol y 80% de petróleo, y es aplicable a la mayoría de motores de ignición.
- **Electricidad:** La electricidad generada a partir de fuentes de biomasa se considera como "energía verde", ya que no contribuye a la generación de emisiones de dióxido de carbono (CO₂). *Esta bio-energía puede ofrecerse con una estructura de costos que permita niveles de crecimiento con tecnologías eficientes.*
- **Cogeneración:** La cogeneración es una producción simultánea de calor y electricidad, la cual es aplicable no solo a las plantas de generación eléctrica, sino también a procesos industriales que requieran las dos formas de energía, tales como los ingenios azucareros.

Referente a la utilización de la biomasa en Centroamérica, a continuación se presenta una tabla en donde se aprecia el consumo a nivel de sectores doméstico e industrial, estimado para cada uno de los países de la región:

| País | Sector | Energía Total | Leña | Residuos | Carbón vegetal | Total Biomasa | Porcentaje de biomasa en energía total |
|------------------|-----------|---------------|--------|----------|----------------|---------------|--|
| Guatemala (1999) | Doméstico | 135436 | 111942 | n.d. | 990 | 112932 | 83.4% |
| | Industria | 29665 | 2425 | 5215 | n.d. | 7640 | 25.8% |
| | Total | 220288 | 114367 | 5215 | 990 | 120572 | 54.7% |
| Honduras (2000) | Doméstico | 54880 | 46856 | n.d. | n.d. | 46856 | 85.4% |
| | Industria | 25736 | 3150 | 5881 | n.d. | 9031 | 35.1% |

| | | | | | | | |
|-----------------------|-----------|--------|-------|------|------|-------|-------|
| | Total | 115720 | 50006 | 5881 | n.d. | 55887 | 48.3% |
| El Salvador (1996) | Doméstico | 70506 | 59538 | n.d. | 512 | 60050 | 85.2% |
| | Industria | 26215 | 7830 | 4520 | n.d. | 12351 | 47.1% |
| | Total | 131326 | 67369 | 4520 | 512 | 72401 | 55.1% |
| Nicaragua (1999) | Doméstico | 48083 | 44945 | n.d. | 138 | 45083 | 93.8% |
| | Industria | 13627 | 347 | 6100 | n.d. | 6448 | 47.3% |
| | Total | 87554 | 45350 | 6146 | 753 | 52250 | 59.7% |
| Costa Rica (1999) | Doméstico | 13255 | 2346 | n.d. | 147 | 2493 | 18.8% |
| | Industria | 21326 | 160 | 5157 | n.d. | 5317 | 24.9% |
| | Total | 96816 | 2506 | 5157 | 151 | 7814 | 8.1% |
| Panamá (1999) | Doméstico | 32049 | 15332 | n.d. | 117 | 15449 | 48.2% |
| | Industria | 15648 | 1438 | 1609 | n.d. | 3047 | 19.5% |
| | Total | 77195 | 16770 | 1609 | 117 | 18496 | 24.0% |

Fig.1.7 Consumo de biomasa en América Central (en terajoules)
(Fuente: Balances energéticos nacionales, compilado por **BUN-CA, 2002.**)

Los datos de la figura 1.7 muestran que a nivel centroamericano, el sector “doméstico” es quién más consume biomasa (como la leña), como fuente para suplir sus necesidades energéticas, seguido por el sector industrial.

Para el caso de El Salvador, el sector doméstico presenta un porcentaje de conversión energética de biomasa a energía del 85%, seguido del sector industrial, con un 47%. Al revisar estos porcentajes de utilización para cada país centroamericano, a excepción de Costa Rica, se observa que, efectivamente es el sector “doméstico” el que siempre presenta el mayor consumo de biomasa (leña) para utilización energética final. El caso de Costa Rica presenta la peculiaridad de que el sector “industrial” es el que presenta mayor porcentaje de utilización de biomasa a nivel de residuos (~25%); sin embargo el sector doméstico siempre representa, al igual que en el resto de países de la región, el mayor consumo energético de leña.

Sobre la utilización de la biomasa a nivel mundial (EJoules) y su empleo final para generación de energía térmica, eléctrica o en el sector transporte, esta puede apreciarse en la Fig.1.8, en la cual se observa que son los sectores doméstico e industrial los principales demandantes de biomasa. Para el caso de la biomasa residual (forestal, agrícola, agroindustrial y cultivos lignocelulósicos), la mayor utilización energética a través del uso de “*biocombustibles sólidos*” está en los sectores doméstico e industrial (~57 EJ), absorbiendo también estos sectores el “*biogas*” (0.6 EJ) transformado de residuos urbanos, agroindustriales y ganaderos. La utilización para generación de energía eléctrica presenta valores menores de aplicación, tanto para el caso de biocombustibles sólidos (2.45 EJ) como del biogás (0.4 EJ). El empleo de biocarburantes (bioetanol, biodiesel) se destina principalmente para el sector transporte (~1 EJ) y un valor muy pequeño (0.01EJ) para generación eléctrica.

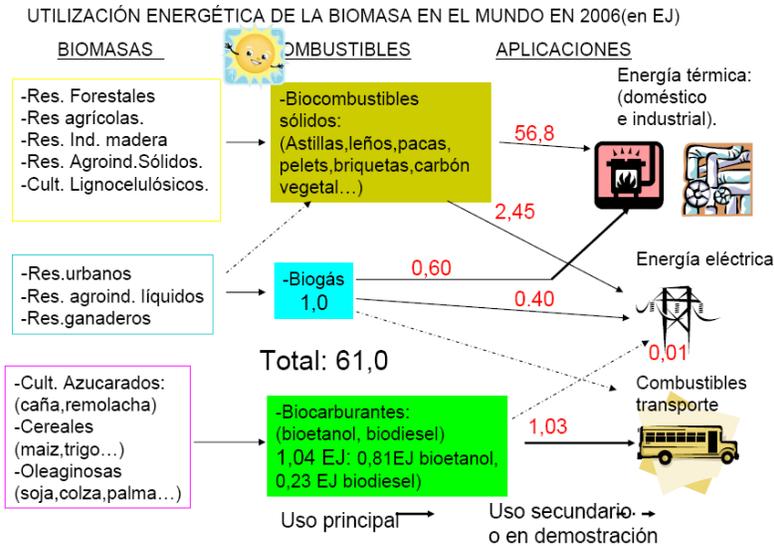


Fig.1.8 Esquema del consumo de biomasa a nivel mundial (EJ)
(Fuente: Documento “La biomasa como recurso para generación eléctrica”, autor: Juan E. Carrasco, <http://www.ciemat.es/>)

1.4 EVOLUCIÓN Y DESARROLLO

Las tecnologías de procesamiento de la biomasa actualmente están en constante desarrollo, y su grado de aplicación para generación eléctrica depende en gran parte del estado de avance a nivel de conversión energética para su transformación final. De esta forma puede estimarse la aplicación de acuerdo al tipo de proceso de conversión, lo cual puede apreciarse en la clasificación contemplada en la Fig.1.9:

| TIPO | PROCESOS | ESTADO DE LA TECNOLOGÍA |
|---------------|--|---|
| Físicos | | Industrial |
| Químicos | Hidrólisis poliazúcares (ácidos o bases) | Demostración industrial: I+D sobre procesos |
| | Hidrólisis lignina | Industrial (vainillina). I+D sobre nuevos procesos y aplicaciones |
| | Fabricación de pasta de papel | Industrial. I+D sobre nuevos procesos más limpios |
| | Esterificación de aceites vegetales | Preindustrial |
| Termoquímicos | Combustión | Industrial. Desarrollo de tecnologías limpias |
| | Pirólisis | Industrial (carbón vegetal) Piloto demostración (aceites pirolisis) I+D hidrogenación de aceites |
| | Gasificación | Industrial en aplicaciones térmicas Pre-demostración en aplicaciones eléctricas I+D en procesos catalíticos |
| Biológicos | Microbiológicos (Fermentaciones) | I+D sobre nuevos procesos y nuevos Microorganismos |
| | Enzimáticos | Industrial. I+D sobre nuevas enzimas |

Fig.1.9 Tecnologías de procesamiento de la biomasa y estado tecnológico.
(Fuente: Autor: **MSc. Javier Fernández Rey** [javier\[arroba\]cim.sld.cu](mailto:javier[arroba]cim.sld.cu), Centro de Inmunología Molecular, Ciudad Habana, Cuba, [http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Energia-biomasa-tipos-biomasa-su-aprovechamiento-energetico.](http://www.plusformacion.com/Recursos/r/Energia-biomasa-tipos-biomasa-su-aprovechamiento-energetico))

De acuerdo a lo mostrado en la figura 1.9, la aplicación para procesos industriales con fines de generación térmico-eléctrica está desarrollada para tecnologías termoquímicas, como la combustión, la gasificación y la pirolisis. También procesos químicos como la hidrólisis de lignina, que permite la extracción química de la celulosa o la fabricación de pasta de papel, y procesos biológicos para creación de enzimas en biocatalizadores o mezclas tienen gran importancia a nivel industrial, aunque no directamente a generación termoeléctrica.

Algunas de las tecnologías de mayor aplicación para generación eléctrica actualmente están basadas en el proceso de combustión de la biomasa, utilizando el ciclo de Rankine (ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, <http://www.scribd.com/doc/15905540/Ciclos-termodinamicos>) y cogeneración final, sin embargo el factor de eficiencia para la tecnología de combustión es bajo y con costes de inversión que dependiendo de la capacidad a instalar pueden superar considerablemente los de las tecnologías convencionales por combustibles fósiles. Lo anterior vuelve necesaria la continuidad en la investigación por mejorar la eficiencia de los procesos de transformación y facilitar la accesibilidad a la tecnología con fines de generación eléctrica.

Referente a la evolución a nivel internacional de la producción de bioelectricidad por medio de plantas de biomasa, esta puede apreciarse en la Fig.1.10, en donde se detalla el crecimiento porcentual en la capacidad anual instalada de plantas termoeléctricas de biomasa alrededor del mundo.

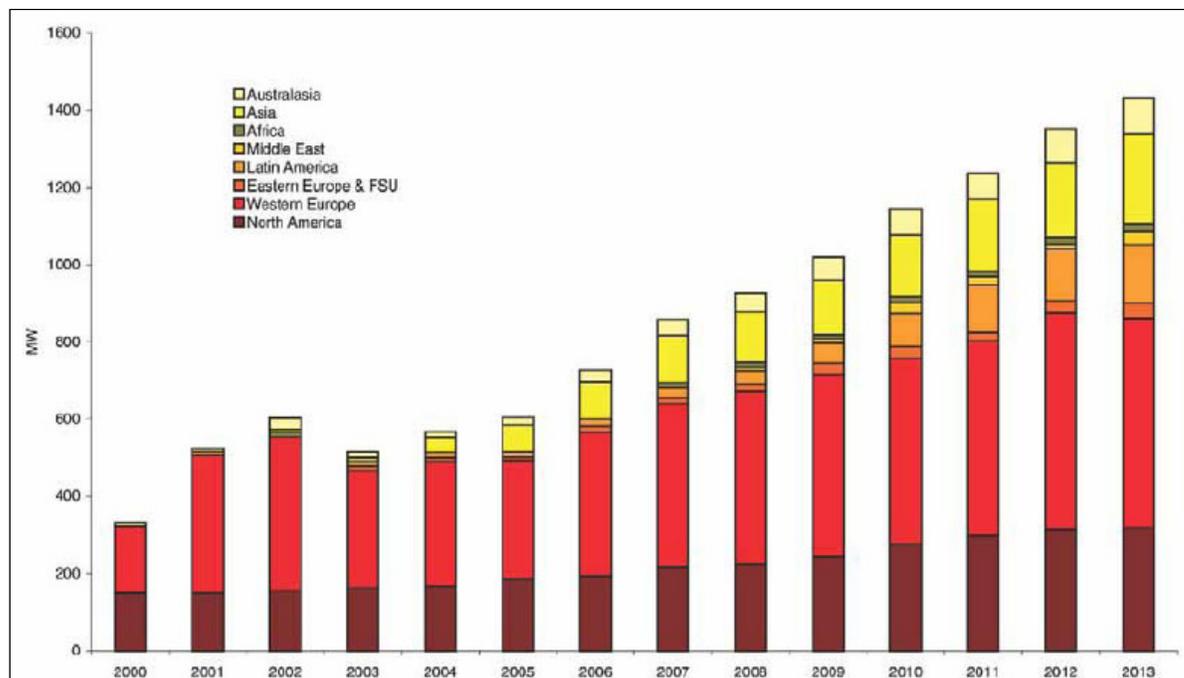


Fig.1.10 Capacidad instalada de plantas termoeléctricas de biomasa en diferentes regiones del mundo

(“Word Biomass Review 2009”, Douglas-Westwood. Ltd.)

(Fuente: Documento “La biomasa como recurso para generación eléctrica”, autor: Juan E. Carrasco, <http://www.ciemat.es/>)

De igual forma al proceso de evolución, existe un potencial energético estimado a desarrollar en diferentes regiones alrededor del mundo, el cual se muestra en la Fig.1.11:

| Región | Potencial sostenible (EJ/año) |
|---------------------------------|-------------------------------|
| América del Norte | 39-204 |
| América Central y del Sur | 87-279 |
| Unión Europea | 13-30 |
| Federación Rusa | 5-29 |
| Estados del Báltico | 83-269 |
| Oriente Medio y norte de África | 2-39 |
| África subsahariana | 49-347 |
| Asia del Este (excluido Japón) | 22-194 |
| Asia del Sur | 23-37 |
| Japón | 2 |
| Oceanía | 40-114 |
| TOTAL | 364-1545 |

Fig.1.11 Potencial mundial estimado para diferentes regiones del mundo previsto al año 2050.
(Fuente: Documento “La biomasa como recurso para generación eléctrica”, autor: Juan E. Carrasco, <http://www.ciemat.es/>)

Los datos de la figura 1.11 muestran que para el caso de América Central y América del Sur, existirá un potencial energético estimado promedio a desarrollar de un **20%** respecto del total mundial previsto para el año 2050, lo cual representa una oportunidad de crecimiento para la generación por bioelectricidad en la región.

Las nuevas tecnologías para la transformación de la biomasa, a su vez, también están en desarrollo, y dentro de los principales avances están:

- La Co-Combustión (combustión conjunta de dos combustibles en un mismo sistema de combustión)
- La Gasificación a gran escala (BIGCC o ciclos combinados de biomasa)
- Sistemas de Micro-generación (<3MW)
- Incorporación al mercado de nuevos tipos de biomasa (biomasa agrícola y cultivos energéticos)
- La incorporación de un mercado internacional de biomasa

Fuente: Documento “La biomasa como recurso para generación eléctrica”, autor: Juan E. Carrasco, <http://www.ciemat.es/>

1.4.1 SITUACIÓN ACTUAL EN EL SALVADOR

En lo referente a la generación de electricidad a partir de biomasa en El Salvador, se han efectuado avances preliminarmente en la evaluación de la disponibilidad de los recursos *dendroenergéticos* (cultivos en alta densidad de espacio que maximizan la producción bioenergética) además, determinando la magnitud real de la oferta y demanda de “leña”, dado que aproximadamente un 47% de la energía primaria consumida en el país proviene de este recurso (CEL, www.cel.gob.sv; BID, <http://www.iadb.org/es/>). La evaluación de la disponibilidad de los recursos dendroenergéticos se expresa en valores o niveles de oferta bioenergética que permiten conocer el estado de la vegetación productora y sus volúmenes biomásicos actuales estratificados. (Fuente: <http://www.fao.org/>)

En nuestro país, las inversiones del sector energético se han destinado primordialmente a la construcción de centrales eléctricas e instalaciones para refinación y almacenamiento de petróleo. Del total de las inversiones del sector energético, un alto porcentaje se destina al sub-

sector eléctrico. Sin embargo, el interés del país en el tema se basa en el contexto de realizar la evaluación del potencial energético de la biomasa forestal, mediante la puesta en operación del sistema de análisis y procesamiento de información por imágenes de satélite, técnica que ha permitido evaluar tanto las condiciones reales como el comportamiento de los recursos energéticos locales.

Ya que la fuente primaria de energía en el sector rural es la “leña”, la cual no puede ser sustituida fácilmente por otra fuente, debido a las tradiciones y aspectos socioeconómicos de la población, surge la necesidad de impulsar programas de producción de energía eléctrica a partir de biomasa en el sector rural y suburbano, dado que el consumo de esta última en la actualidad presenta una demanda creciente contra una baja oferta.

Las posibles tendencias en referencia al uso de la “leña” como combustible y su consumo estimado para los próximos años, se muestran en las figuras 1.12 y 1.13

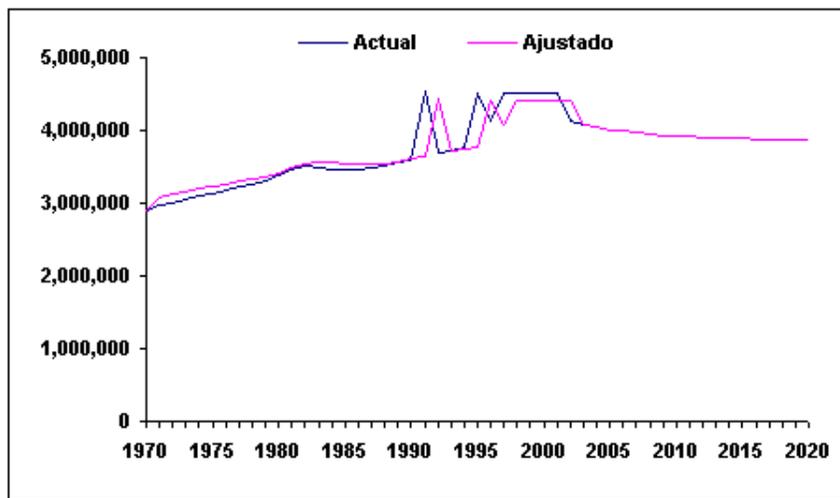


Fig. 1.12 Gráfica del valor actual y ajustado para uso de leña como “combustible” ($m^3/año$)
(Fuente: <http://www.fao.org/docrep/007/j2903s/j2903s12.htm>)

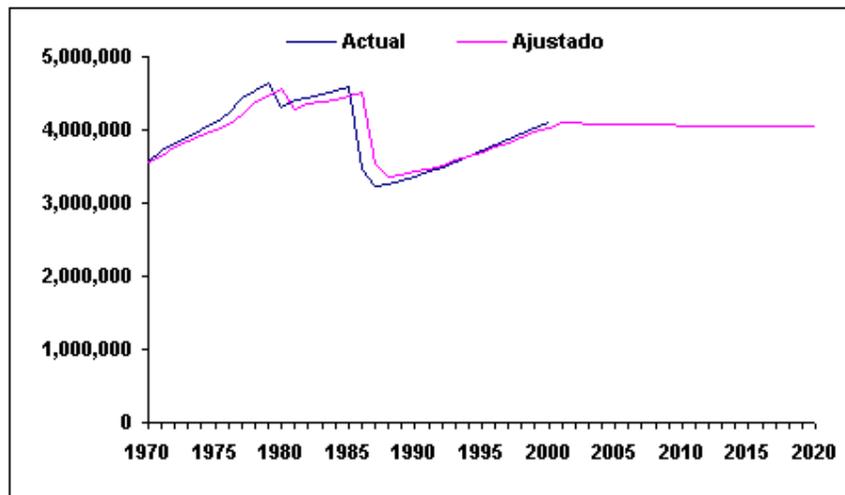


Fig. 1.13 Gráfica del valor actual y ajustado para el “consumo de leña” ($m^3/año$)
(Fuente: <http://www.fao.org/docrep/007/j2903s/j2903s12.htm>)

Las gráficas de las figuras 1.12 y 1.13 indican que existe una tendencia decreciente al uso de la leña como combustible y una tendencia aproximada constante en lo referente al consumo de leña, esto para los años durante el período comprendido del 2005 al 2020; sin embargo, estas tendencias (ajustadas por modelos matemáticos) presentan valores todavía muy altos, tanto del uso de la leña como combustible y para consumo (valores cercanos o promedios a los 4 millones m³/año), por lo que deben incentivarse programas de utilización de tecnologías renovables o alternativas, especialmente en las áreas rurales, con del fin de cambiar el comportamiento de consumo y utilización, y lograr disminuir de esta forma la explotación del recurso.

Como respuesta a la condición de inestabilidad ambiental debida al alto consumo del recurso (leña), surgen algunas propuestas; dentro de las cuales se pueden mencionar.

- Desarrollo de bosques energéticos en zonas prioritarias.
- Estudio y caracterización de parámetros técnico biomásicos de cuantificación de la oferta de leña.
- Utilización de tecnologías renovables en el sector rural y suburbano.
- Estudios de flujo de comercialización de la leña.

TIPOS DE PLANTAS EXISTENTES Y CAPACIDAD DE GENERACIÓN:

Respecto al tipo de plantas generadoras de electricidad a partir de biomasa en El Salvador, éstas principalmente están conformadas por los ingenios azucareros, los cuáles disponen del potencial técnico para la generación de energía eléctrica a partir del procesamiento de biomasa. El bagazo de caña utilizado como materia prima para el proceso de generación es un material lignocelulósico obtenido como subproducto o residuo por trituración en molinos de la caña de azúcar. En las figuras 1.14, 1.15 y 1.16, se presentan los datos de generación y potencia instalada de diversos ingenios que funcionan en El Salvador.

| Cuadro de capacidad instalada y disponible de las centrales generadoras por biomasa (30 junio del 2011) | | | | | | |
|---|------------------|-----------------------------------|---------------------|------|----------------------|------|
| Nombre | Tipo | Número de Unidades | Capacidad Instalada | | Capacidad Disponible | |
| | | | (MW) | (%) | (MW) | (%) |
| CASSA: (Central Izalco). | Turbogeneradores | (1x25)+(1x20)+ (1x5) | 50.0 | 3.38 | 45.0 | 3.22 |
| CASSA: (Central Chaparrastique) | Turbogeneradores | (1x1.5)+(1x2) +(1x2.5)+(1x10) | 16.0 | 1.08 | 12.5 | 0.90 |
| Ingenio "El Ángel" | Turbogeneradores | (1x10)+(1x12.5) | 22.5 | 1.52 | 13.0 | 0.93 |
| Ingenio "La Cabaña" | Turbogeneradores | (1x1.5)+(1x2) + (1x7.5)+(1x10) | 21.0 | 1.42 | 18.0 | 1.29 |

Fig. 1.14 Datos de generación y capacidad instalada de los principales ingenios.
(Fuente: Siget, Junio 2011)

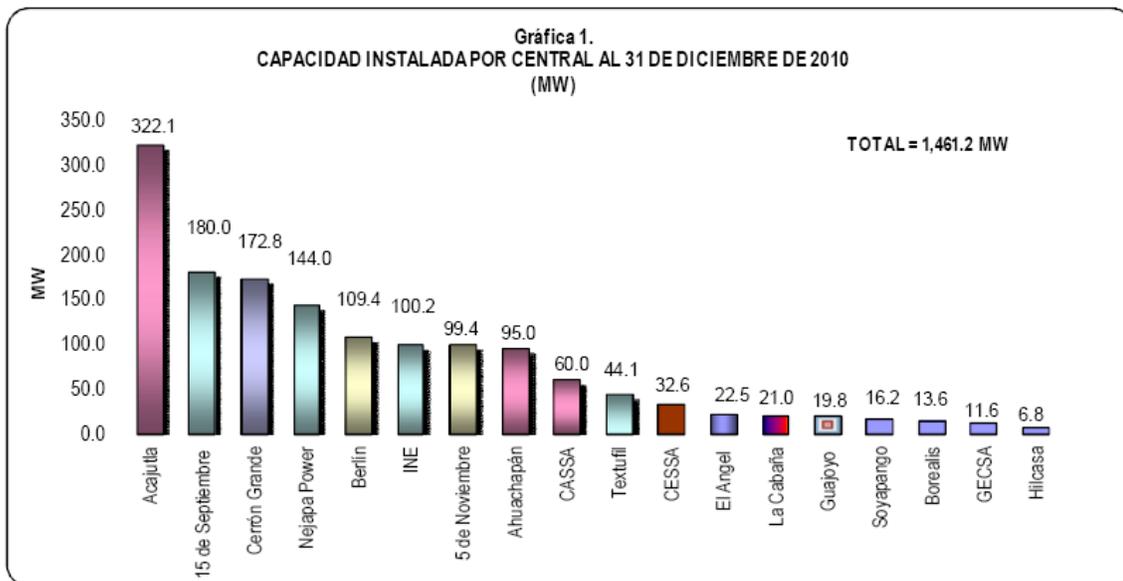


Fig. 1.15 Datos comparativos de capacidad instalada de diversos generadores en el mercado eléctrico salvadoreño
(Fuente: Siget, Junio 2011)

Los datos de la figura 1.15 muestran valores de capacidad instalada por tipo de central. La capacidad de generación combinada de los ingenios “El Ángel”, “La Cabaña” y “Cassa” es de 103.5 MW, cantidad comparable a la de algunas generadoras térmicas a base hidrocarburos existentes en el país, como la INE (100.2 MW), o a la de una geotérmica, como la Central Geotérmica de “Berlin” (109.4 MW). Lo anterior indica que es posible el desarrollo de centrales de generación por biomasa con capacidad instalada comparable o superior a la de centrales térmicas o de otra índole de generación eléctrica (geotérmica o hidroeléctrica), y con ello se podría cambiar la matriz de inyección energética anual por recurso (Fig. 1.18).

| RECURSO/CENTRAL | PRIMER SEMESTRE 2010 | | | | | | | PRIMER SEMESTRE 2011 | | | | | | |
|-----------------|----------------------|------|------|------|-----|-----|-------|----------------------|------|------|------|-----|-----|-------|
| | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | TOTAL | ENE | FEB | MAR | ABR | MAY | JUN | TOTAL |
| CASSA | 18.1 | 18.6 | 20.8 | 19.3 | 2.4 | 0.0 | 79.2 | 20.5 | 18.4 | 14.7 | 13.6 | 3.4 | 0.0 | 70.6 |
| ING. EL ANGEL | 7.9 | 8.1 | 9.4 | 7.4 | 0.0 | 0.0 | 32.7 | 9.0 | 8.1 | 9.0 | 4.7 | 0.0 | 0.0 | 30.7 |
| ING. LA CABAÑA | 4.1 | 4.8 | 5.3 | 5.0 | 0.6 | 0.0 | 19.7 | 5.7 | 4.9 | 3.3 | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 13.9 |

Fig. 1.16 Datos estadísticos de la inyección energética (GWh) de los principales ingenios, durante el primer semestre de los años 2010 y 2011.
(Fuente: Siget, Junio 2011)

La figura 1.16 muestra los datos de inyección energética (GWh) anual para el primer semestre de los años 2010 y 2011, proporcionada por los ingenios “El Ángel, La Cabaña y Cassa”. Dichos datos indican que esta inyección de energía la proveen los ingenios al sistema eléctrico nacional durante los primeros cuatro meses del año, temporada principal de la zafra en el país. Aunque existe remanente por almacenamiento del bagazo, la inyección energética se efectúa principalmente durante el primer semestre de cada año, y de acuerdo a la Fig. 1.17, el porcentaje anual de inyección de los tres ingenios es del 3.1%.

Valores porcentuales de la inyección energética anual por empresa generadora, por la inyección por recurso, y por la capacidad total instalada, se muestran respectivamente, en las figuras 1.17, 1.18 y 1.19:

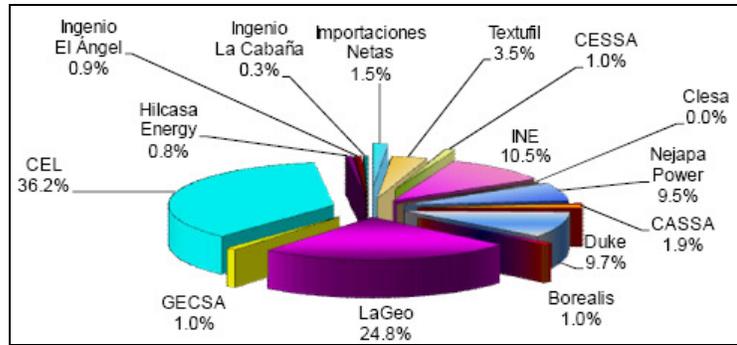


Fig.1.17 Porcentajes de inyección energética anual por empresa para el año 2010 (Fuente: Boletín Energético Siget, Junio 2011)

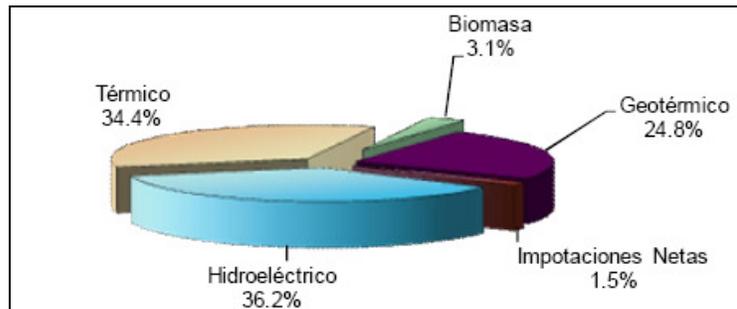


Fig. 1.18 Valores porcentuales de la inyección neta anual por recurso para el año 2010 (Fuente: Boletín Energético Siget, Junio 2011)

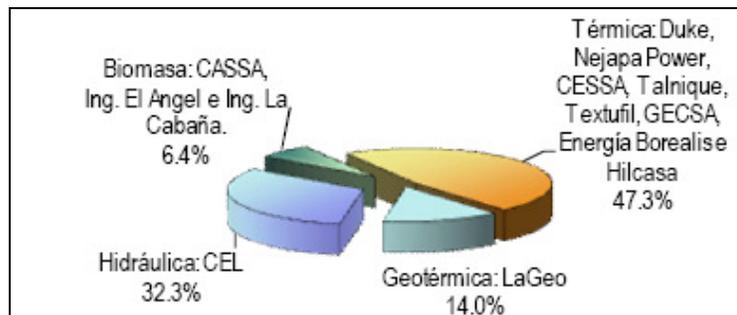


Fig. 1.19 Valores porcentuales de capacidad instalada por recurso para el año 2010. (Fuente: Boletín energético Siget, Junio 2011)

Las gráficas de las figuras 1.17, 1.18 y 1.19, muestran que en nuestro país son los ingenios los que ofertan al mercado eléctrico su generación, una vez que satisfacen su demanda interna durante el período de la zafra. La figura 1.16 muestra el período de inyección energética que poseen los ingenios durante el año, en algunas ocasiones, utilizando el bagazo de caña sobrante, estos ingenios pueden inyectar a la red de distribución alguna energía adicional hasta por cinco meses.

Los datos muestran también, que la inyección energética anual utilizando el recurso biomasa en el país, es en total del 3.1%.(al año 2011). Un valor muy bajo en comparación con el aporte de naturaleza similar por proceso de transformación energética más cercano como el “térmico” (34.4%). Así también, la proporción de capacidad instalada para generación es baja (6.4%) en comparación con un 47% de la generación térmica.

Y sobre la ubicación geográfica de las centrales generadoras por biomasa en el país, ésta se muestra en la figura 1.20

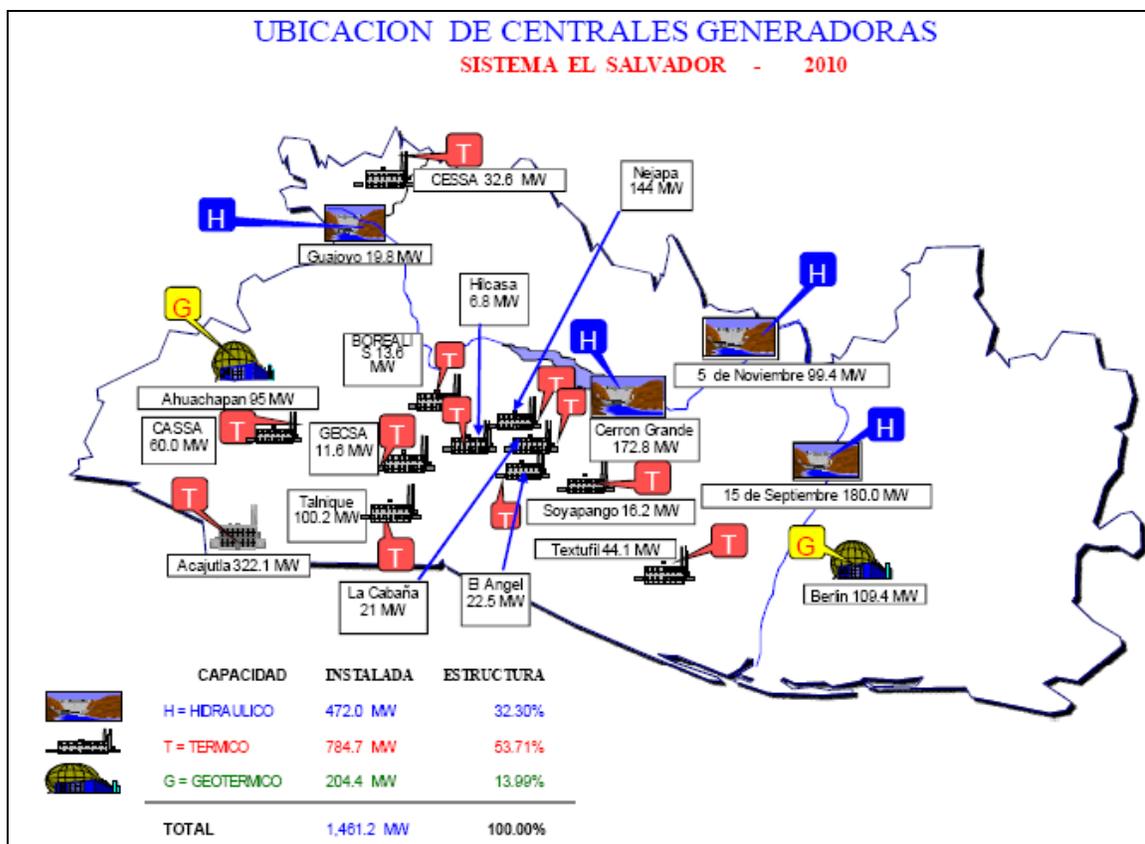


Fig. 1.20 Mapa de ubicación de las centrales generadoras de El Salvador. (Centrales generadoras por biomasa: CASSA (60MW), La Cabaña (21MW) y El Ángel (22.5MW))
(Fuente: Boletín Energético Siget, Junio 2011)

En lo referente a mejoras para generación eléctrica por biomasa y capacidad instalada, en últimos años, los ingenios “CASSA” y el “El Ángel” han proyectado la compra de equipos para mejoras en la eficiencia de generación y cogeneración. Como combustible biomásico estos ingenios utilizan el bagazo de caña y el cogollo de la misma, empleándolos en el proceso de combustión y producción de vapor en calderas para obtener la generación eléctrica por medio del conjunto *turbina de vapor-generador*.

Sobre el uso de los cafetales como combustible biomásico, se ha estimado que estos tienen un alto valor energético, comenzando por la madera que de ellos se extrae. Sólo la poda anual de árboles de sombra y cafetos genera unos dos millones de metros cúbicos de leña. Pero además de la leña, la cascarilla del café tiene un alto valor energético. Se ha determinado que cada año el beneficiado del café genera unos seis millones de quintales de pulpa y 0.7 millones de quintales de cascarilla. (Fuente: [curso-biomasa-energías-renovables/experiencias-salvador-1-5](#)).

De acuerdo a la información presentada anteriormente, son entonces los ingenios azucareros (por el procesamiento del bagazo de caña) y los beneficios de café (por la utilización de residuos de cortas, pulpa y cascarilla), las empresas con potencial de generación eléctrica, utilizando biomasa.

1.5 ENFOQUE EN LOS CULTIVOS ENERGÉTICOS

Los cultivos energéticos son cultivos dedicados exclusivamente a la producción de energía. A diferencia de los agrícolas tradicionales, tienen como características principales su gran productividad de biomasa y su elevada rusticidad, expresada en características tales como resistencia a la sequía, a las enfermedades, precocidad de crecimiento, capacidad de rebrote y adaptación a terrenos marginales. En los cultivos energéticos se pueden incluir cultivos tradicionales (cereales, caña de azúcar, semillas oleaginosas) y otros no convencionales (cynara, pataca, sorgo dulce) que están siendo objeto de numerosos estudios para determinar sus necesidades de cultivo.

Alrededor del mundo existen centros de investigación que se especializan en la evaluación de los recursos de biomasa que incluyen a los cultivos energéticos para la obtención de calor y electricidad, tal es el caso del CIEMAT (<http://www.ciemat.es>) o el ITAGRA (<http://www.itagra.com/>) en España, cuyos objetivos de investigación tratan de determinar el potencial real y la comercialización de cultivos energéticos y biomasa residuales por medio de costos de producción, recolección, almacenaje, transporte y pre-tratamiento. Dentro de las líneas de investigación para el caso del CIEMAT están:

- La evaluación del potencial de cultivos energéticos y biomasa residual (Estudios prospectivos y ensayos agronómicos de cultivos energéticos)
- El pre-tratamiento de la biomasa (Desarrollo de métodos de preparación)
- El análisis de la biomasa (verificación y estándares para el desarrollo energético)

La producción de biomasa obtenida mediante cultivos energéticos puede clasificarse en dos tipos: *Semilla* y *Biomasa Lignocelulósica* (paja, cañote, madera, etc.). Mediante las tecnologías de transformación actuales es posible utilizar ambos tipos, para aplicaciones energéticas como los biocarburantes y los usos térmicos y eléctricos. En estos últimos (generación termo-eléctrica) es la *biomasa Lignocelulósica* la principal fuente de materia prima para la conversión y transformación energética final.

Los cultivos energéticos presentan características favorables para asegurar el suministro a grandes plantas de biomasa para generación eléctrica ya que:

- La densidad de producción de biomasa es mucho más alta que la que se consigue solo con el procesamiento de residuos, lo que disminuye las superficies de acopio y los costos de transporte.
- La producción de biomasa puede ser planificada y optimizada en función de los requerimientos de las plantas de generación.
- Los cultivos energéticos constituyen la única forma de incrementar recursos disponibles de biomasa en forma sostenible.

La tendencia a la producción de bioelectricidad alrededor del mundo muestra que existe un potencial de desarrollo para los próximos años, y dependiendo de la región, así existe un porcentaje de superficie que no está destinada a la agricultura y que puede estar disponible para plantaciones de cultivos energéticos. Lo anterior se aprecia en los esquemas de la Fig.1.21.

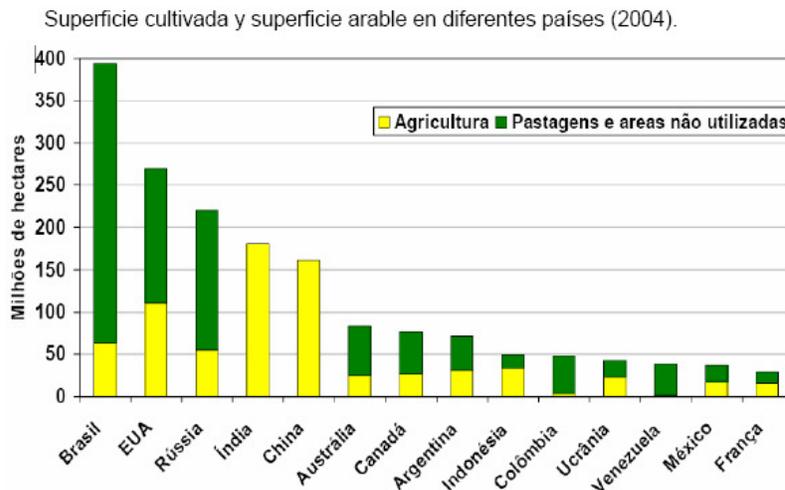
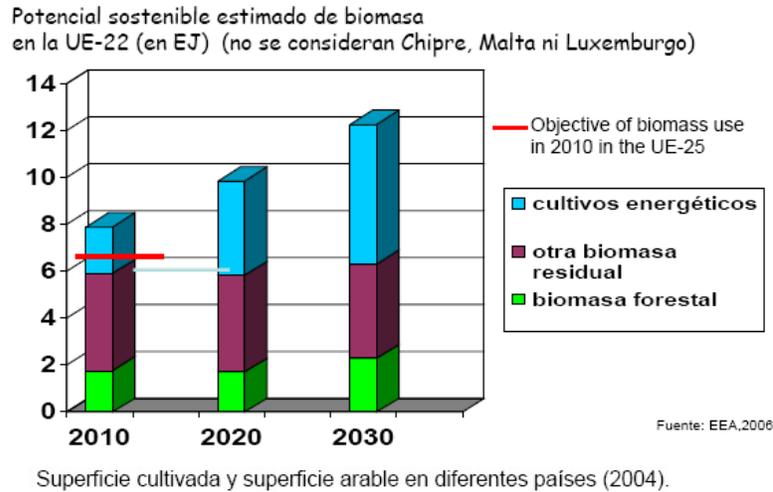


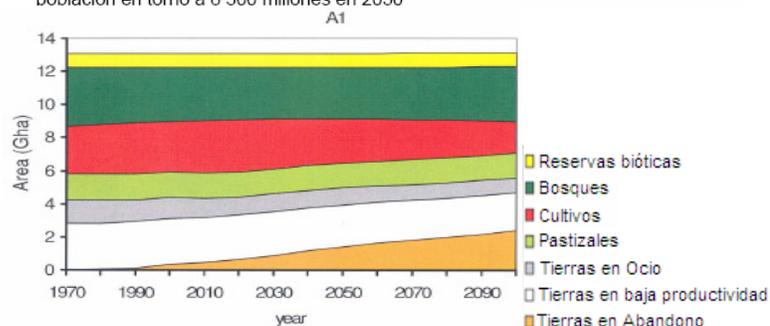
Fig. 1.21 Potencial de desarrollo en Europa y superficie disponible en varias regiones del mundo para incrementar los recursos de biomasa a través de cultivos energéticos.

(Fuente: Documento "La biomasa como recurso para generación eléctrica", autor: Juan E. Carrasco, <http://www.ciemat.es/>)

Los esquemas de la figura 1.21 muestran la proyección del potencial de desarrollo para Europa a nivel energético (EJ) para las plantaciones de cultivos energéticos y otra biomasa residual. También puede apreciarse la tendencia al incremento potencial desde 8 EJ (año 2010) a más de 12 EJ (año 2030) del uso energético a gran escala de estos cultivos para los años venideros. Además, se muestra un esquema de la superficie disponible (hectáreas) de áreas no utilizadas de varios países con potencial para el desarrollo de plantaciones de cultivos energéticos. De acuerdo a esto, los países que disponen mayor extensión en hectáreas (ha) de terreno no utilizado en agricultura son: Brasil (~300 ha), EUA (~160 ha) y Rusia (~170 ha) y que podría reorientarse para plantaciones energéticas.

A través de un adecuado desarrollo tecnológico y simulación de escenarios, pueden asegurarse las reservas alimenticias y a su vez incrementar la superficie agrícola para producción de cultivos energéticos, tal como se muestra en la figura 1.22.

Evolución del uso del suelo para dos escenarios diferentes. El A1 involucra un desarrollo tecnológico agrario alto, un alto desarrollo del mercado internacional y una población en torno a 8 300 millones en 2050



(Fuente: Documento “La biomasa como recurso para generación eléctrica”, autor: Juan E. Carrasco, <http://www.ciemat.es/>)

Fig. 1.22 Escenario respecto al uso del suelo y el potencial para producción bioenergética.

El estudio de escenarios como el mostrado en la figura anterior indica que existe una evolución favorable para el desarrollo de cultivos energéticos, ya que la cantidad de hectáreas en ocio (□), de baja productividad (□) o en abandono (□) tienden a aumentar en un futuro y pueden convertirse en tierras aptas para cultivos energéticos.

1.6 IMPACTOS Y BENEFICIOS

Ya que los cultivos energéticos presentan un alto potencial de desarrollo en los años venideros y pueden convertirse en una de las principales fuentes de suministro de energía de grandes plantas de biomasa para producción de energía térmica-eléctrica, es importante que se considere el grado de impacto ambiental, así como también sus beneficios a favor de la generación y desarrollo, por lo que algunos de estos aspectos se mencionan a continuación:

Impacto en el desarrollo de cultivos energéticos:

- Competencia de acuerdo a la región o país de los cultivos energéticos con los cultivos tradicionales.
- Existencia de suficiente terreno marginal o en abandono que posibilite la expansión de los cultivos.
- Posible escasez en las reservas de agua de la zona o región que se destinará para el desarrollo de los cultivos.
- Contaminación ambiental debido a la extracción, almacenaje y transporte de los cultivos hacia las plantas de procesamiento.

Ventajas de los cultivos energéticos:

- El desarrollo de las plantaciones de cultivos energéticos puede liberar en un alto grado la dependencia energética de combustibles fósiles y convertirse en la principal fuente de suministro energético de una región.
- Con las tecnologías actuales y las nuevas por venir, existe un grado de conocimiento y estudios que servirán de base para poder desarrollar plantaciones de cultivos energéticos.
- Referente al balance de energía, para el caso de los cultivos energéticos, se considera que estos aportan más energía final que la necesaria para su producción, procesamiento y transformación final.
- Se posibilita el uso de tierras marginales o en abandono.
- Generación de empleos y mano de obra regional.

1.7 MODELOS DE CENTRALES DE BIOMASA



Fig.1.23 Central de Biomasa

(Fuente: www.renovables-energia.com/2009/02/funcionamiento-de-una-central-de-biomasa/)

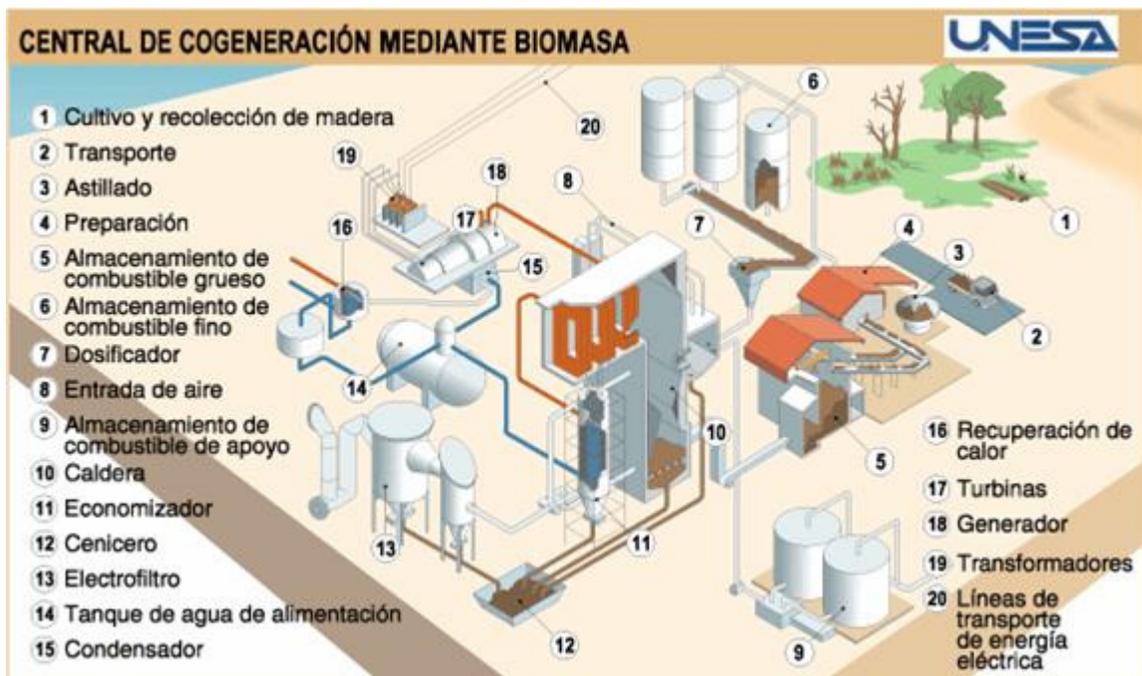


Fig. 1.24 Modelo de Central de Biomasa con Cogeneración.

(Fuente: <http://www.unesa.es/biblioteca/>)

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 2. GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD UTILIZANDO PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN DE BIOMASA FORESTAL

GENERALIDADES

El presente capítulo trata sobre el desarrollo de los métodos de transformación de la biomasa, con fines de generación eléctrica, y tal como se ha visto en el capítulo de Introducción, la transformación “*termoquímica*” es la más desarrollada a nivel de procesos de conversión, como *la combustión, la gasificación y la pirolisis*, utilizando como materia de entrada: biomasa forestal (lignocelulósica). Se ha incluido también, debido a su potencial de transformación y disminución de residuos finales, la *gasificación por plasma*.

Se incluyen para cada proceso de transformación de biomasa, aspectos como:

1. Generalidades.
2. Tipos de tecnologías y equipos.
3. Transformación termoquímica de la biomasa.
4. Componentes principales de una planta de generación.
5. Potencial energético.
6. Principales problemas del proceso de conversión.
7. Ventajas y desventajas.
8. Evaluación de la tecnología.

Como objetivo general del capítulo se busca dar una exposición de cada tecnología de transformación, evaluando los aspectos antes mencionados de acuerdo al desarrollo existente y equipos utilizados, y proporcionar al final una evaluación sobre la aplicabilidad al rango de generación para plantas entre 3 y 5 MWe.

Referente a los procesos de transformación existentes para la biomasa forestal y de acuerdo a lo visto en capítulo de introducción, estos pueden agruparse principalmente en:

- Físicos
- Bioquímicos
- Termoquímicos
- Químicos

Los procesos *físicos* para procesar la biomasa, como el “astillado, molienda o peletización”, permiten un tratamiento inicial de la misma, produciendo productos finales como leña, astillas o pellets que sirven para elaborar materia prima, para futuras transformaciones, como en el caso de los procesos bioquímicos, termoquímicos o químicos, o su utilización directa en hornos o estufas para calefacción.

Los procesos *bioquímicos* (como la fermentación) están adaptados para tratar biomasa, como los productos pecuarios (compostaje del estiércol y otra materia residual orgánica), algunos residuos agrícolas húmedos (residuos de plantaciones de arroz, etc.), y el aprovechamiento de plantas acuáticas que posean un alto contenido de humedad.

Estas características aplican para productos pecuarios, algunos residuos agrícolas húmedos y en el caso de aprovechamiento de plantas acuáticas. La transformación se produce por fermentación, precedida o no por pirólisis y puede ser aeróbica (para la obtención de alcohol) o anaerobia (obtención de metano).

Los procesos *termoquímicos* están basados en la transformación química de la biomasa, al someterla a altas temperaturas (300° C-1500° C, ver Fig.2.1). Al calentarse la biomasa se produce un proceso de secado y evaporación de sus componentes volátiles, seguido de reacciones de craqueo o descomposición de sus moléculas, seguidas por reacciones en las que los productos resultantes de la primera fase reaccionan entre sí y con los componentes de la atmósfera en la que tenga lugar la reacción, de esta forma se consiguen los productos finales. Estos procesos están adaptados al caso de la biomasa seca y, en particular, a los de la paja y de la madera.

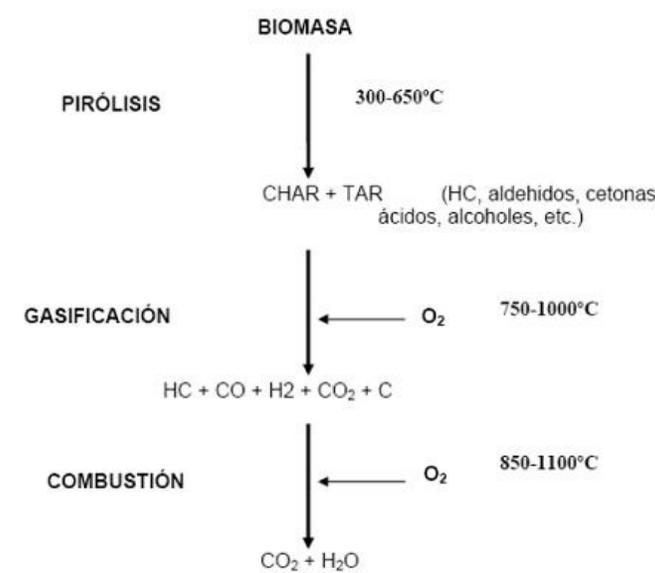


Fig. 2.1 Esquema del proceso de descomposición térmica de la Biomasa.
 (Fuente: Curso de Biomasa UDB: “*Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa*”, Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010).

Los procesos *químicos* como la Transesterificación, Síntesis Química, etc., tienen como objetivo la transformación físico-química de la biomasa para obtener productos finales como los “ésteres o aceites vegetales” para aplicación como biocombustibles líquidos.

La *gasificación por plasma* es un proceso alternativo a la gasificación convencional de biomasa, el cual emplea una “antorcha de plasma” para disociar molecularmente el material biomásico a una temperatura cuyo rango puede oscilar entre (4000-6000°C), creando un gas de síntesis resultante compuesto principalmente por Hidrógeno, Carbono y Oxígeno, el cual puede utilizarse con fines energéticos. En el proceso de gasificación por antorcha de plasma los productos finales obtenidos son un gas combustible con alta concentración en Hidrógeno (H₂) y un basalto inerte (slag), vitrificado.

Las transformaciones de la biomasa forestal a través de los diferentes procesos, los productos finales y su grado aplicación se aprecian en las figuras 2.2 y 2.3:

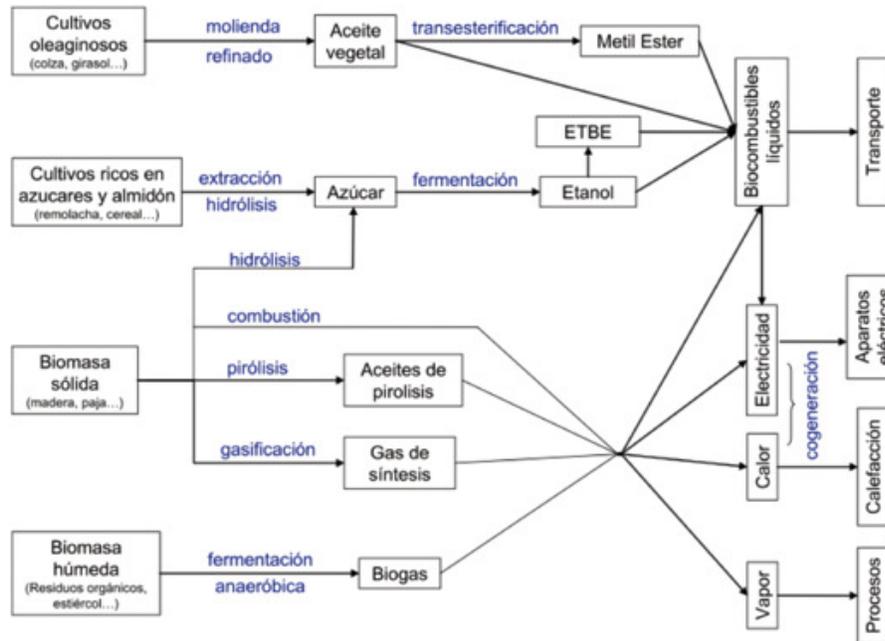


Fig. 2.2. Esquema de transformación de los diferentes procesos aplicados a la biomasa para la obtención de energía (Fuente: CENER (Bioenergía.pdf)).

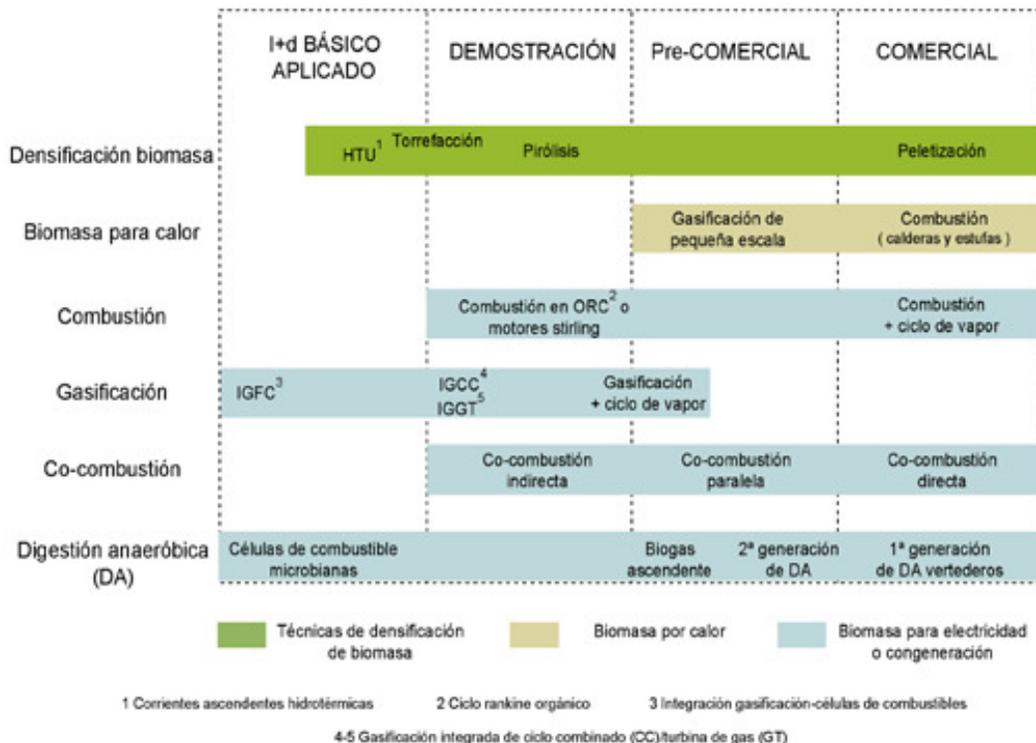


Fig. 2.3. Esquema del estado de desarrollo de las tecnologías de transformación de la biomasa y su grado de aplicación para generación eléctrica. (Fuente: IEA Bioenergy 2009, *Bioenergy a Sustainable and Reliable Energy Source. A review of Status and prospects*. IEA BIOENERGY: ExCo: 2009:6.)

De acuerdo a los esquemas anteriores (ver Fig.2.2 y Fig.2.3), referentes a la transformación de la biomasa forestal (para el caso de *biomasa sólida*), los productos finales obtenidos y su grado de desarrollo o avance tecnológico, puede observarse que la aplicación para generación térmica-eléctrica está enfocada principalmente en los procesos termoquímicos, tal como se expuso en la evolución y desarrollo de tecnologías del capítulo de introducción. Los procesos como la combustión y la gasificación tienen ya un desarrollo a nivel comercial. Nuevas tecnologías que emplean ciclos combinados o la co-combustión también ya se han desarrollado y junto con el proceso de pirolisis, conforman los procesos de aplicación principales para obtención de calor y electricidad.

El presente trabajo expone las tecnologías de transformación termoquímica que tienen mayor estado de desarrollo para aplicación termoeléctrica a nivel industrial y comercial, así también se presenta con mayor detalle el proceso de "gasificación por plasma" por ser una tecnología modificada de la gasificación convencional, que está en auge y que permite aplicaciones para generación eléctrica con menos residuos finales y menor grado de contaminación final. La exposición de las tecnologías en este capítulo y su análisis en detalle en capítulos subsiguientes, permitirá realizar una evaluación sobre el grado de aplicabilidad para generación eléctrica en nuestro país, a través de plantas cuyo rango de generación se situó entre 3 y 5 MWe.

2.1 COMBUSTIÓN

2.1.1 Generalidades:

La combustión es la descomposición térmica vía oxidación de la materia y se realiza con excedente de oxígeno, hasta obtener dióxido de carbono (CO₂). Los métodos más empleados son combustión mediante parrilla y por lechos fluidos (proceso por el cual una corriente ascendente de fluido, líquido, gas o ambos, se utiliza para suspender partículas sólidas). Dependiendo de la materia prima es más adecuada la utilización de parrilla o de lechos fluidos. Esta tecnología disponible, consistente en una combustión integrada en un ciclo de vapor, puede alcanzar rendimientos entre el 18 y 30 % y hasta 50 MW de potencia.

El aprovechamiento de los residuos forestales para su utilización en el proceso de combustión, plantea su transformación mediante procesos físicos como el "astillado", con el fin de hacer posible su transporte en condiciones económicas aceptables, obteniéndose un producto manejable y de granulometría homogénea. Los residuos agrícolas leñosos, de características semejantes a los residuos forestales en cuanto a su naturaleza y disposición, precisan un tratamiento que permita un transporte económico, para lo que es necesario el astillado o compactación del material obtenido en campo.

Dentro de las fuentes de biomasa típica que se utilizan en el proceso de combustión están:

- Restos de cosecha: rastrojos, tallos y ramas, etc.
- Bagazo del proceso de extracción de jugo de caña para producción de azúcar, alcohol, etc.
- Cáscara de arroz.
- Cáscara y raquis de palma aceitera.
- Restos de industrialización de madera: corteza, laterales de corte, tablonés dañados, etc.
- Aserrín y virutas de madera.

2.1.2 Tipos de Tecnologías de Combustión:

Dentro de las tecnologías propias de esta tipología de generación (ver Fig.2.4) se incluyen:

Combustión en lecho fijo: Este proceso se efectúa en hornos de parrillas fijas, horizontales e inclinadas, así también en parrillas móviles vibratorias. (ver Fig.2.5 y Fig.2.6)

Combustión en lecho fluidizado: En éste tipo, la reacción de combustión ocurre en un medio denominado “lecho”, en que las partículas de combustible se mueven en forma parecida a un líquido. Existen modalidades para lecho fluidizado burbujeante y lecho fluidizado con recirculación. (ver Fig.2.7)

Combustión pulverizada de combustible: En este proceso se queman las partículas finas en suspensión, ya sea en cámaras especiales de combustión o en hogares de caldera, dentro de un ambiente muy turbulento provocado por el aire forzado de la combustión. Para que funcione eficazmente, las partículas de biomasa tienen que tener menos de 6 mm de tamaño y contenido máximo de humedad del 15%.

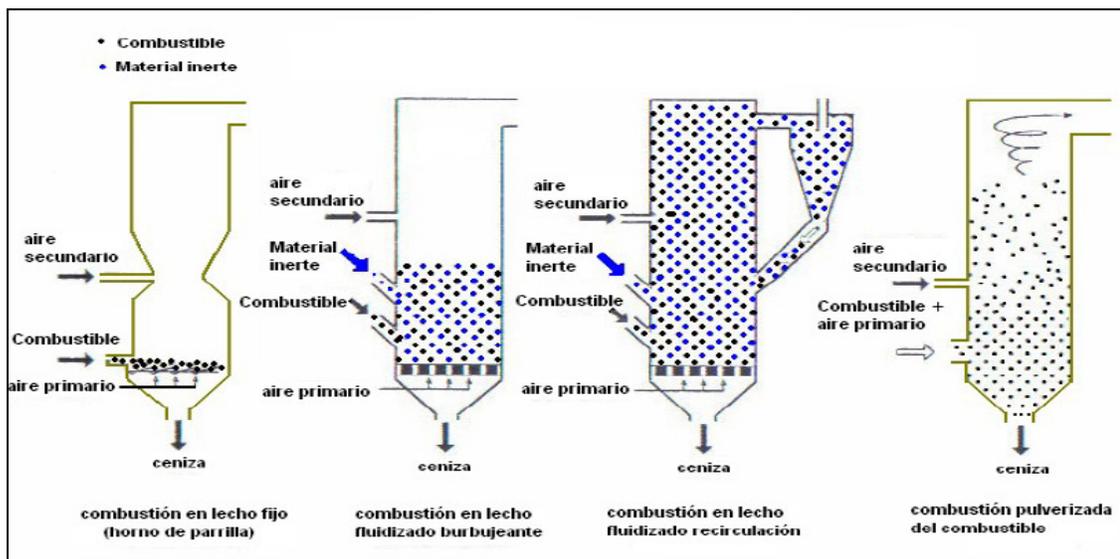


Fig. 2.4 Esquema de tecnologías existentes en el proceso de combustión de biomasa (OLADE “Potencialidades Energéticas de la Biomasa”)

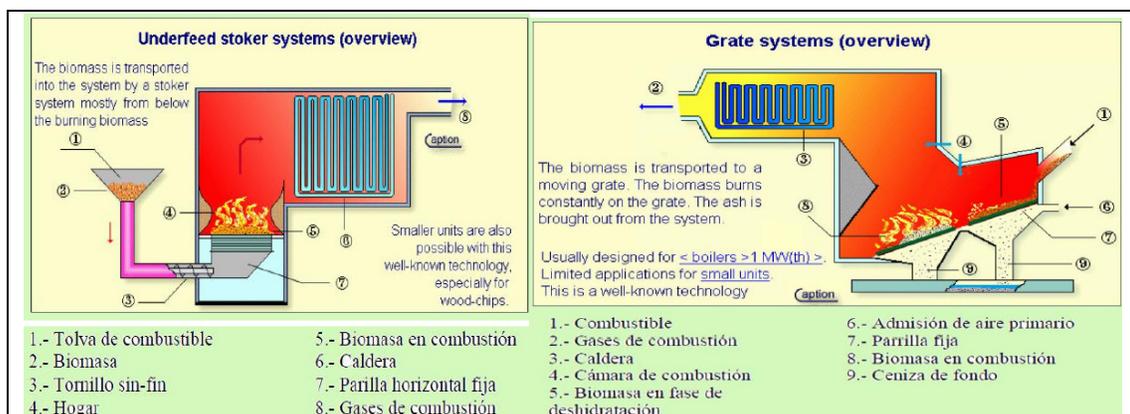


Fig. 2.5 Esquemas de hornos de parrilla fija (*horizontal e inclinada* utilizados en combustión por lecho fijo)

(Fuente: Curso de Biomasa UDB: “*Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa*”, Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010)

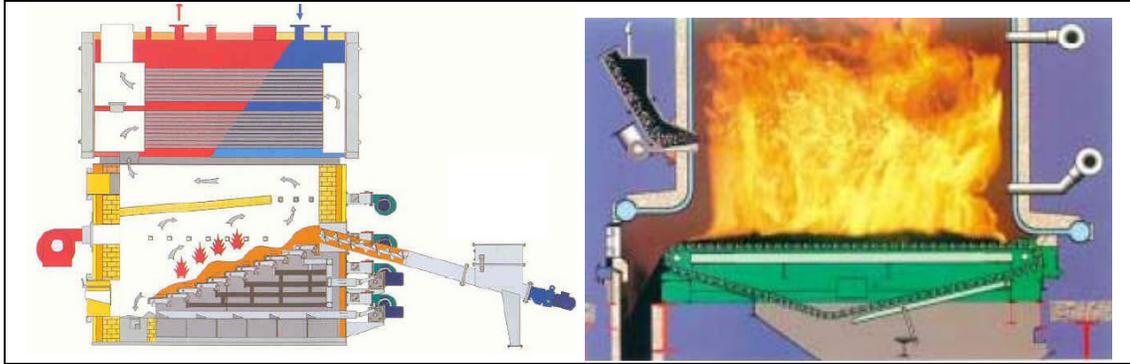


Fig. 2.6 Esquemas de hornos de parrilla móvil utilizados en combustión por lecho fijo.
(OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa")

El esquema de la figura 2.6 muestra la estructura de los *hornos de parrilla móvil* utilizados en el proceso de combustión de *lecho fijo*. En estos hornos el aire primario pasa a través del lecho fijo, en el cual posteriormente ocurre la gasificación y combustión de la biomasa forestal. Los gases combustibles se queman luego de la adición de aire secundario en una zona de combustión separada del lecho combustible.

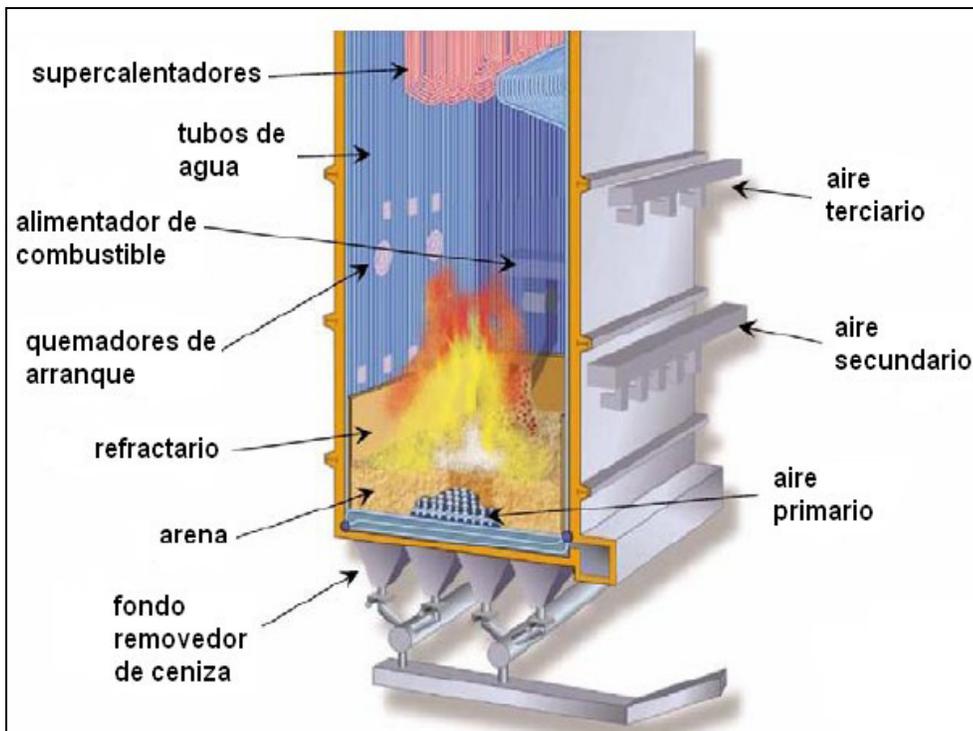


Fig. 2.7 Esquema de horno de lecho fluidizado burbujeante.
(OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa").

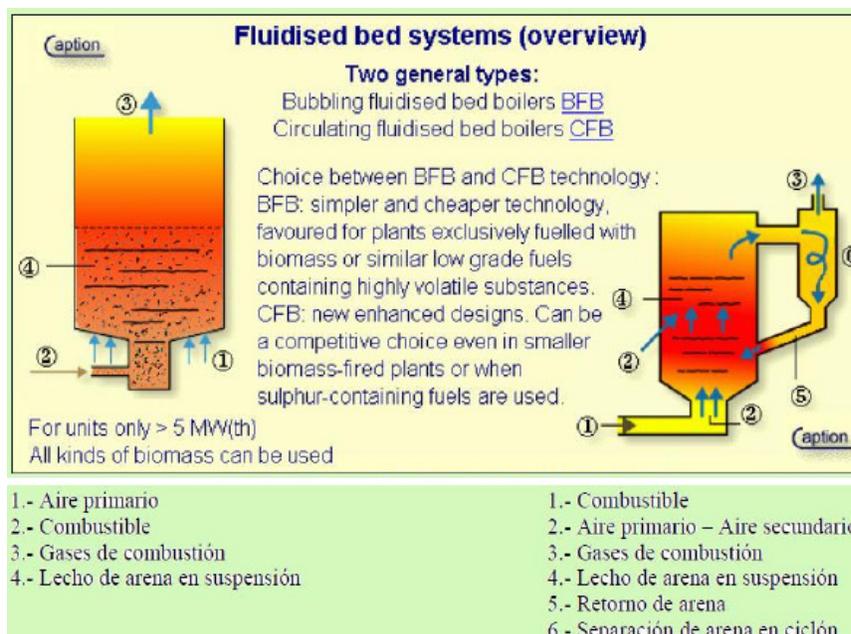


Fig. 2.8 Tecnologías de combustión en lecho fluidizado (Burbujeante y Circulante)
 (Fuente: Curso de Biomasa UDB: “*Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa*”, Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010)

El esquema de la figura 2.8 muestra los tipos de tecnologías de combustión de *lecho fluidizado burbujeante y circulante*. Para el tipo *burbujeante*, la tecnología de uso es simple, barata y favorable para plantas con combustible de biomasa de bajo grado y con alto contenido de material volátil. El tipo *circulante* es una tecnología nueva con valor competitivo, incluso para plantas de pequeña escala y que utilicen combustible biomásico que contenga sulfuro.

2.1.3 Transformación termoquímica de la Biomasa en el proceso de combustión

La transformación del material orgánico utilizado como combustible en el proceso de combustión, se muestra en la figura 2.9:

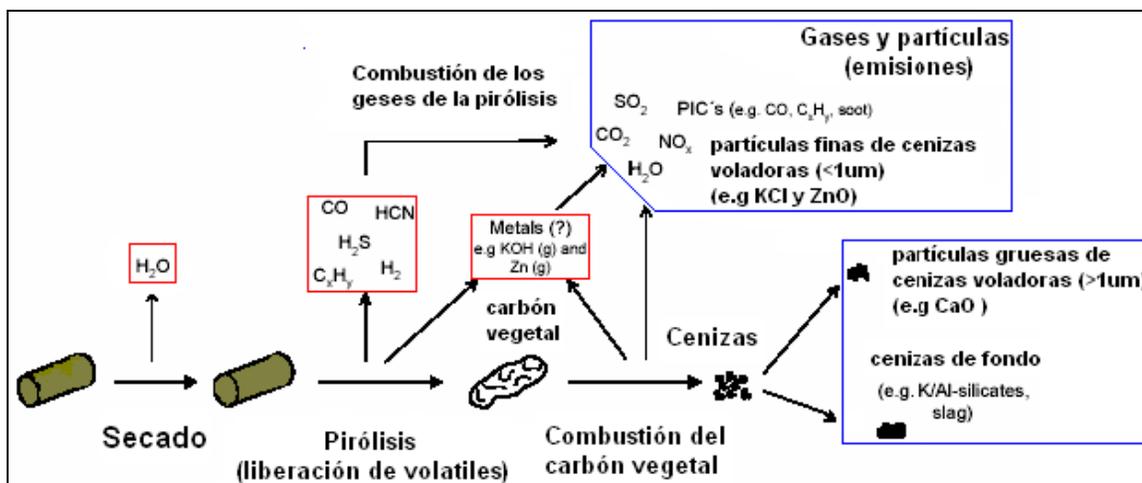


Fig. 2.9 Transformación termo-química de una partícula de biomasa en el proceso de combustión.

(OLADE “Potencialidades Energéticas de la Biomasa”)

2.1.4 Componentes principales de una Planta de Combustión de Biomasa

Los componentes principales de una planta de combustión de biomasa se muestran en la figura 2.10:

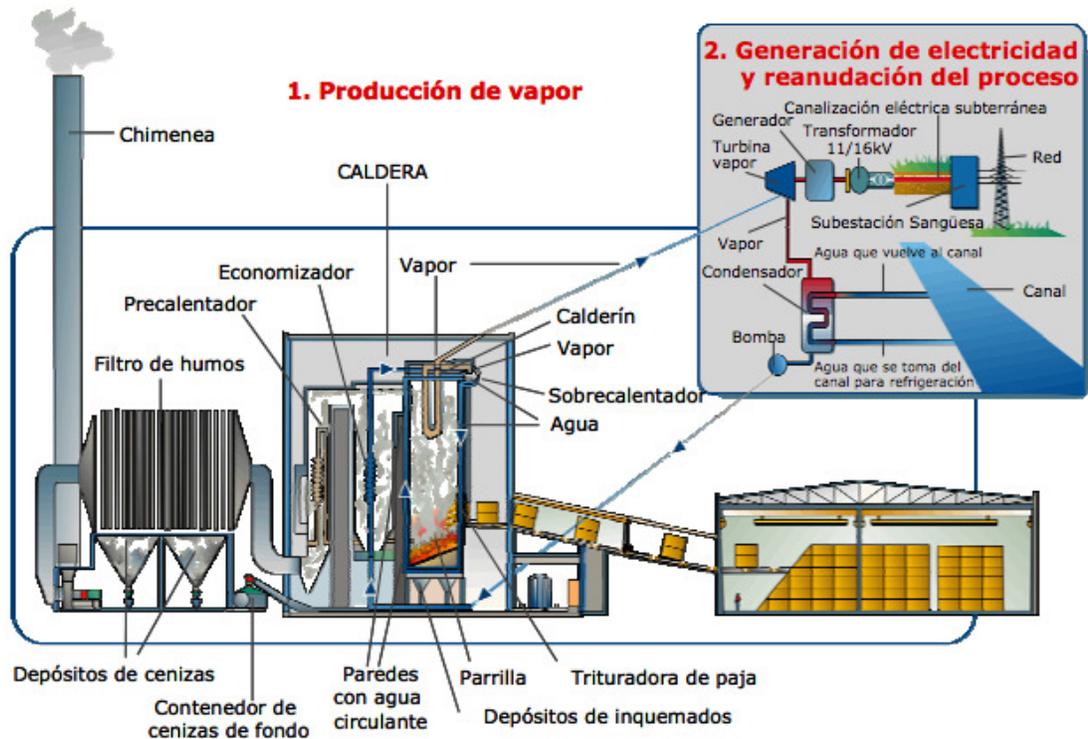


Fig. 2.10 Esquema de planta de combustión de biomasa.
(OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa").

Los componentes principales que integran una planta de generación por combustión de biomasa forestal son:

1. Bodega de almacenamiento: Depósito de la planta para almacenamiento de la biomasa.
2. Banda transportadora: Elemento que transporta la biomasa desde la bodega de almacenamiento hasta el punto de procesamiento mecánico.
3. Trituradora o astilladora: Equipo para procesamiento mecánico de la biomasa.
4. Caldera: Máquina o dispositivo diseñado para la combustión de la biomasa, cuyas partes principales son: Parrilla, economizador, precalentador y sobrecalentador.
5. Generador de vapor: Dispositivo integrado a la caldera de combustión que permite la generación de vapor a alta presión, por la transferencia del calor de los gases de combustión a un fluido líquido a baja

temperatura (agua), provocando su cambio de estado evaporación.

6. Turbina-Generador: Máquina para transformación de la energía térmica del vapor a alta presión a energía mecánica, a través de un eje, para luego ser transformada a energía eléctrica por la interconexión de un generador.
7. Filtro de humos. Elemento(s) para limpieza de los gases de combustión residuales.
8. Deposito de cenizas. Depósito para el manejo de la ceniza residual del proceso de combustión de la biomasa en la caldera.
9. Chimenea: Elemento para evacuación de gases de escape residuales después de ser filtrados.

2.1.5 Potencial energético del proceso del combustión

Los rangos de capacidad energética disponibles para el proceso de combustión de biomasa, en función de la tecnología utilizada, así como su rendimiento, se muestran en la tabla de la figura 2.11:

| Rangos de capacidad de los equipos | Tecnología de combustión/fabricante | Rendimiento | Costos de inversión comparativos | Necesidad de limpieza del gas de chimenea* |
|--|---|-------------|----------------------------------|---|
| De 33 MW _{th} y max. 10 MW _{el} a 63 MW _{th} y max. 20 MW _{el} | Combustor de parrilla GeKa | 88% | Bajos | Tratamiento de los gases necesario en algunos casos |
| De 33 MW _{th} y max. 10 MW _{el} a 63 MW _{th} y max. 20 MW _{el} | Combustor de lecho fluidizado Babcock Borsi Power Austrian Energy | 92-94% | Altos | No es preciso tratamiento |
| De 15 MW _{th} a 35 MW _{th} | Combustor de lecho fluidizado Ahlstrom/Finland | 92-94% | Altos | No es preciso tratamiento |
| De 1 MW _{th} y max. 200 KW _{el} a 20 MW _{th} y max. 6 MW _{el} | Combustor ciclónico vertical BTU Cottbus, BBP IK Peitz, ERI | 94% | Medios | No es preciso tratamiento |
| N.D. | Combustor de combustible pulverizado Schoppe | 94% | Medios-altos | Tratamiento de los gases necesario en algunos casos |
| 18 MW _{th} | Tecnología combinada parrilla/combustible pulverizado Fa. Weiss, Dillenburg | 94% | Altos | Tratamiento de los gases necesario en algunos casos |

Fig. 2.11 Tabla de capacidad energética en función de la tecnología utilizada en el proceso de combustión de biomasa

(Fuente: OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa")

2.1.6 Principales Problemas del Proceso de Combustión:

El proceso de combustión de biomasa presenta problemas de diferente índole, entre los que se pueden mencionar:

- a) Mantenimiento de la temperatura de operación de la cámara de combustión, la cual depende de factores como:
 - El poder calorífico del combustible.
 - La humedad de la biomasa.
 - El porcentaje de exceso de aire.
 - La transferencia de calor de llama a las paredes de transferencia en la cámara.
 - Las pérdidas de calor hacia el exterior.
 - Combustión incompleta.
- b) Efectos dinámicos en hornos de lecho fluido (factores como la velocidad de las partículas, su viscosidad y forma).
- c) La forma de la llama, la cual depende de factores como:
 - Proporción entre combustión en fase gaseosa de productos de pirólisis, y combustión en brasa de residuo carbonáceo.
 - Posición relativa de la biomasa al momento de combustión en seno del gas y sobre parrilla.
 - Geometría y distribución del suministro de aire: desde debajo de parrilla y por encima de ella.

2.1.7 Ventajas y Desventajas del Proceso de Combustión

Algunas ventajas y desventajas que el proceso de combustión de biomasa presenta son las siguientes:

Ventajas:

- a) La combustión es la tecnología de transformación de la biomasa más difundida y utilizada a escala comercial, de la cual se dispone de diversas fuentes para estudios de aplicación.
- b) La tecnología de parrilla fija o móvil es la de mayor desarrollo y actualmente se está difundiendo mayormente el horno de lecho fluidizado y los hornos de pulverización, y combustión ciclónica para grandes equipos termoeléctricos.
- c) Empleo con tecnologías combinadas de cogeneración (Ciclo de Rankine caldera-turbina a vapor) y uso del calor residual, lo cual aumenta la eficiencia energética de la planta.

Desventajas:

- a) Una de las principales desventajas del proceso de combustión de biomasa es el manejo de cenizas que se producen en el horno de combustión.
- b) La formación de cenizas y su volatilización es causa de importantes problemas de funcionamiento (formación de depósitos) en los hornos de combustión, intercambiadores, sistemas de filtro etc., disminuyendo en forma global la eficiencia de la planta. Además, las partículas finas en suspensión y otros gases generados del proceso de combustión (NO₂, SO₂, etc.), requieren tratamiento especial mediante el sistema de filtrado de humos, para evitar posible contaminación al ambiente.

- c) Otra desventaja del proceso de combustión es la presencia de gases como el cloro, azufre y potasio, los cuales causan deterioro por corrosión en los equipos.
- d) La posible baja densidad energética de la biomasa forestal a utilizar, implica elevar los costos de reserva para tener alta disponibilidad de combustible para generación.
- e) Necesidad de almacenamiento de cantidades considerables de biomasa para operación de la planta en comparación con el uso de combustibles fósiles

2.1.8 Evaluación de la Tecnología de Combustión

La exposición anterior referente a la tecnología de combustión de biomasa forestal indica que es posible su empleo y utilización para generación eléctrica en el rango requerido de estudio (3 – 5 MWe), por medio de la instalación y operación de una planta de combustión dimensionada adecuadamente, con sus componentes principales para la salida de potencia eléctrica deseada. Se trata de una de las tecnologías con mayor desarrollo y difusión a escala comercial y de la cuál se dispone de diversas fuentes para estudios de aplicación.

Para que el proceso de combustión tenga rendimientos óptimos, se deberá buscar que la biomasa a utilizar sea tratada antes de su utilización, en aspectos como la humedad, tamaño y homogeneidad, con el objetivo de obtener la máxima densidad energética posible (para el caso de los cultivos energéticos y mezclas de biomasa forestal) y por consiguiente, obtener un mayor rango de eficiencia energética. El manejo de la ceniza resultante del proceso de combustión también deberá ser un punto importante a solventar para que la planta de combustión opere dentro de los estándares internacionales y normas ambientales regulatorias para el manejo de cenizas, gases contaminantes y emisión de partículas.

2.2 GASIFICACIÓN

2.2.1 Generalidades:

La gasificación es la combustión parcial de la materia orgánica en condiciones sub-estequiométricas (con defecto de oxígeno) a temperatura elevada, donde se genera una materia prima, transformada en un gas combustible mediante una serie de reacciones que ocurren en presencia de un agente gasificante. Esta materia-combustible está formada por monóxido de carbono (CO), hidrógeno e hidrocarburos.

Para el proceso de gasificación normalmente se trabaja con 25 a 30% de oxígeno estequiométrico (en exceso), con lo que el volumen de gases producidos es muy inferior a la combustión. El gas obtenido de la gasificación contiene CO, CO₂, H₂, CH₄ y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos, como etano o etileno, además de alquitranes y agua.

Dentro de las variantes del proceso de gasificación, en lo referente a la reacción de oxidación y el gas resultante obtenido, se tienen:

- Si la oxidación se produce con *aire*, se obtiene un gas de bajo poder calorífico, 4-6 MJ/Nm³, y que puede utilizarse en quemadores de calderas, turbinas de gas o en motores de combustión interna.
- Si se utiliza O₂ como oxidante, el gas obtenido tiene un poder calorífico entre 10 a 20 MJ/Nm³, de mejor calidad por tener menos contenido en N₂.
- Si se utiliza *vapor de H₂O* y O₂ o *aire*, el gas obtenido contiene más H₂ y puede utilizarse para síntesis del metanol, NH₃, gasolinas etc.
- Si el agente gasificante es H₂, el gas obtenido tiene un poder calorífico de 30 MJ/Nm³ o superior, y puede ser utilizado como sustituto del gas natural, por tener más contenido en metano y olefinas. (ver Fig.2.12.)

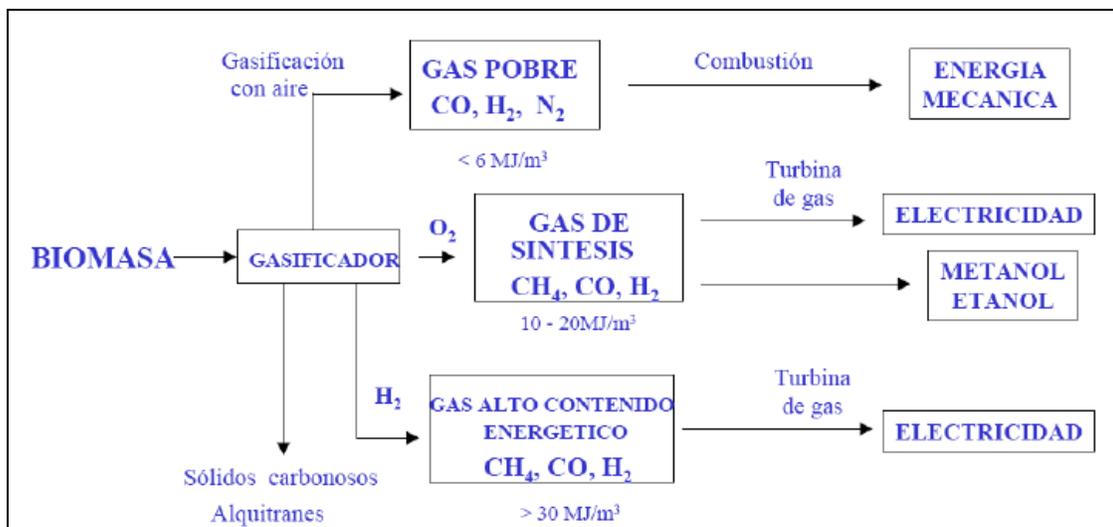


Fig. 2.12 Utilización del proceso de gasificación de la biomasa en función del agente gasificante.

(Fuente: Documento "Simulación de gasificación de biomasa en lecho fluidizado burbujeante", autor: Francisco Javier Moreno Gonzáles, Universidad Carlos III, Madrid, 2010)

En la figura 2.13 se presentan las principales características del gas obtenido por gasificación de diferentes tipos de biomasa:

| Materia prima | Biomasa residual carbón/coque | Residuos lignocelulosicos | Carbón | R.S.U |
|-----------------------------|----------------------------------|------------------------------|-----------------|-------|
| Agente oxidante | Aire + vapor | Aire | Oxígeno + vapor | Aire |
| Temperatura | 850 | | 1200 | 800 |
| Presión bar | 20 | Atmosférica | 25 | |
| CO, % Vol. | 8-15 | 13-25 | 20 | 10,7 |
| CO ₂ % Vol. | 13-18 | 8-19 | 30 | 14,6 |
| CH ₄ % Vol. | 4-8 | 0,25-2.5 | 10 | 2,3 |
| H ₂ % Vol. | 8-12 | 10-22 | 39 | 4,6 |
| H ₂ O% Vol. | 7-15 | Gas | | 15,2 |
| PCS (Kcal./m ³) | | 1000-1300 | 2750 | 1290 |
| PCI Kcal./m ³) | 950-1400 | | 2470 | |

Fig. 2.13 Características del gas resultante de la gasificación de diferentes tipos de biomasa (Fuente: Curso de Biomasa UDB: "Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa", Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010)

En la figura 2.14 se muestra un esquema de la valorización del gas sintetizado del proceso de gasificación:

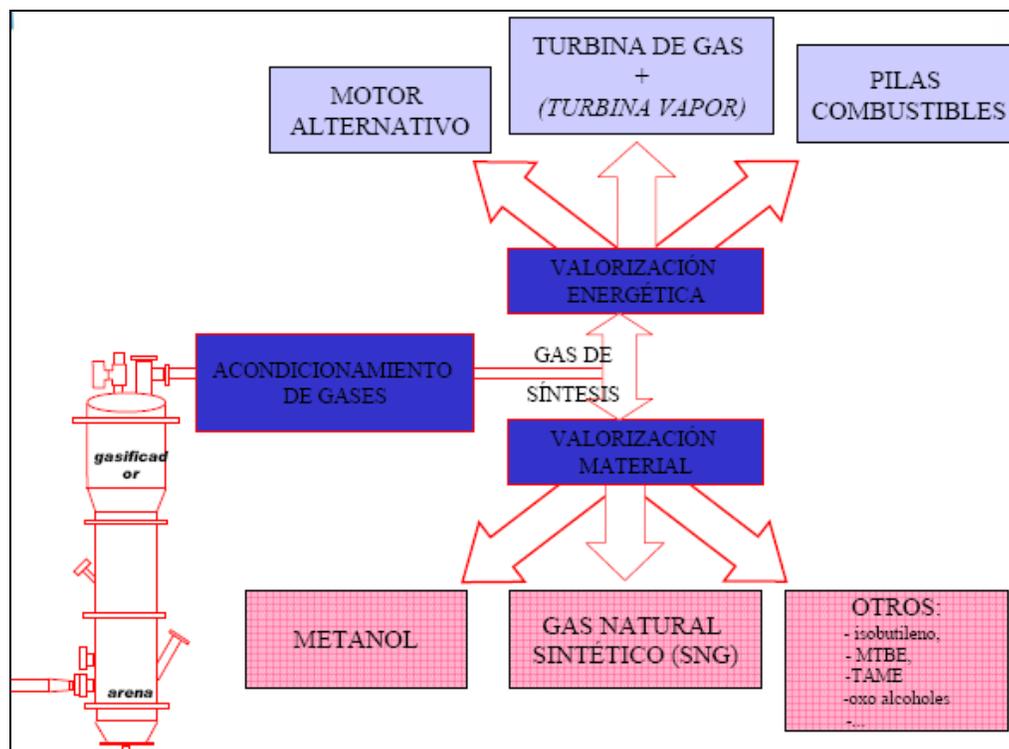


Fig. 2.14 Valorización del gas sintetizado del proceso de gasificación (Fuente: Curso de Biomasa UDB: "Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa", Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010)

2.2.2 Tipos de Tecnologías de Gasificación:

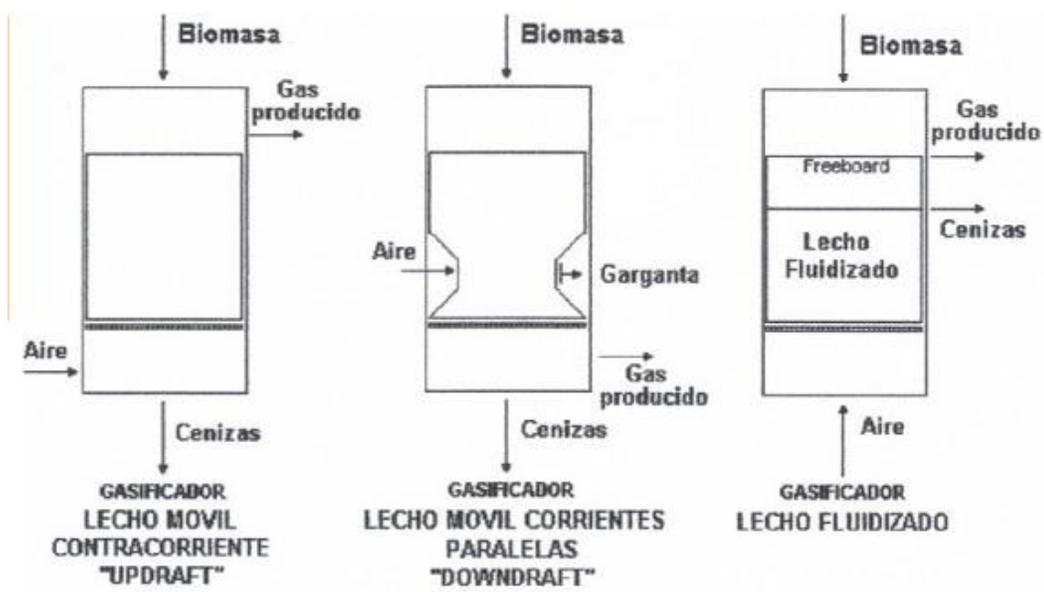


Fig. 2.15 Tipos de gasificadores existentes para el proceso de gasificación
 (Fuente: Curso de Biomasa UDB: "Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa", Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010)

En la figura 2.15 se presenta un diagrama de bloques del gasificador de lecho móvil de corrientes paralelas:

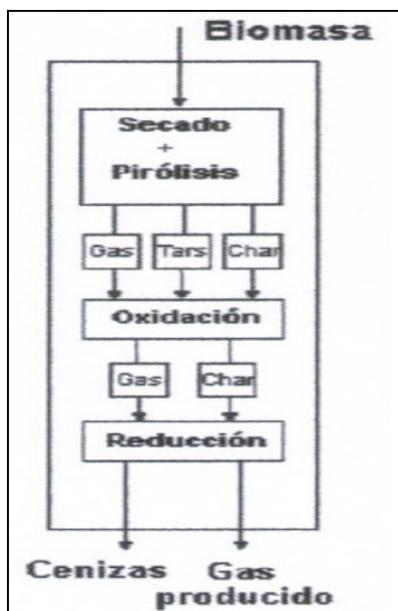


Fig. 2.16 Esquema de transferencia del gasificador de lecho móvil de corrientes paralelas.
 (Fuente: Curso de Biomasa UDB: "Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa", Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010).

La figura 2.16 muestra el gasificador de “lecho móvil de corrientes paralelas”, en el cual la masa de sólido (biomasa leñosa o forestal) y el gas generado circulan en el mismo sentido. La etapa inicial comprende el secado, seguido de la pirolisis, oxidación posterior y reducción final. Este gasificador produce un gas relativamente limpio, con bajo contenido de cenizas y elevada temperatura de salida.

Las características principales de los tipos de gasificadores existentes para efectuar el proceso de gasificación de la biomasa se muestran en la siguiente tabla:

| <u>Gasificador de Contracorriente: (UPDRAFT)</u> | <u>Gasificador de Corrientes Paralelas (DOWNDRAFT):</u> | <u>Gasificador de Lecho Fluidizado</u> |
|---|---|--|
| <ul style="list-style-type: none"> • Baja temperatura de los gases de salida • Elevada eficiencia térmica • Acepta mezclas de distintos tamaños • El gas obtenido es adecuado para la combustión directa en calderas • El gas tiene elevado contenido en alquitranes • Elevado tiempo de residencia de los sólidos • Requiere depuración intensiva si quiere utilizarse en motores de gas • Elevada conversión de carbono | <ul style="list-style-type: none"> • Elevada temperatura de los gases de salida. • Elevada eficiencia en la conversión. • Requiere determinado tamaño del residuo alimentado, superior a 5 mm. • Se produce un gas relativamente limpio. • Baja humedad para alcanzar la temperatura en la combustión y facilitar el craqueo de los alquitranes. • Bajo contenido en cenizas. • Posible fusión de las cenizas. | <ul style="list-style-type: none"> • Elevada eficiencia en la conversión. • Flexibilidad en cuanto al material de alimentación debida al fácil control de la temperatura, que puede mantenerse por debajo del punto de fusión de las cenizas. • Temperatura uniforme en todo el lecho. • Mayor contenido de RSG. • Contenido moderado de alquitranes. |

2.2.3 Transformación termoquímica de la biomasa en el proceso de Gasificación

En el proceso de gasificación de biomasa se producen subprocesos como:

- Secado: evaporación de la humedad contenida en el sólido.
- Pirolisis: descomposición térmica en ausencia de oxígeno.
- Oxidación o combustión: se genera el calor necesario para mantener el proceso.
- Reducción o gasificación: de los productos de pirolisis (gas pobre), ésta es la etapa más lenta y es la que controla el proceso. Si los productos de pirolisis no son totalmente convertidos en gas, aparecen alquitranes que contaminan el gas.

Las reacciones limitantes del proceso son reacciones sólido-gas, que son las únicas que suelen tenerse en cuenta, junto con reacciones de formación de H₂ y CH₄ a partir del CO. Las reacciones del proceso se expresan de la siguiente manera:

- *Combustión (reacciones exotérmicas)*
 Combustión completa $C + O_2 \rightarrow CO_2$
 Combustión parcial $C + 1/2 O_2 \rightarrow CO$
- *Reacciones de gasificación*
 $C + CO_2 \rightarrow 2 CO$

- $C + 2H_2 \rightarrow CH_4$
- $C + H_2O \rightarrow CO + H_2$
- Formación *hidrógeno (shift) exotérmica*: $CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2$
- Formación de *metano (exotérmica)*: $CO + 3 H_2 \rightarrow CH_4 + H_2O$

2.2.4 Componentes principales de una planta de gasificación de biomasa

Los componentes principales que integran una planta de generación por gasificación de biomasa forestal se aprecian en las figuras 2.17 y 2.18:

1. Bodega de almacenamiento.
2. Banda transportadora.
3. Trituradora o astilladora.
4. Gasificador.
5. Ciclón.
6. Filtro.
7. Condensador.
8. Motor-Generador o Turbina de Gas.
9. Filtro de humos.
10. Deposito de cenizas.
11. Chimenea.

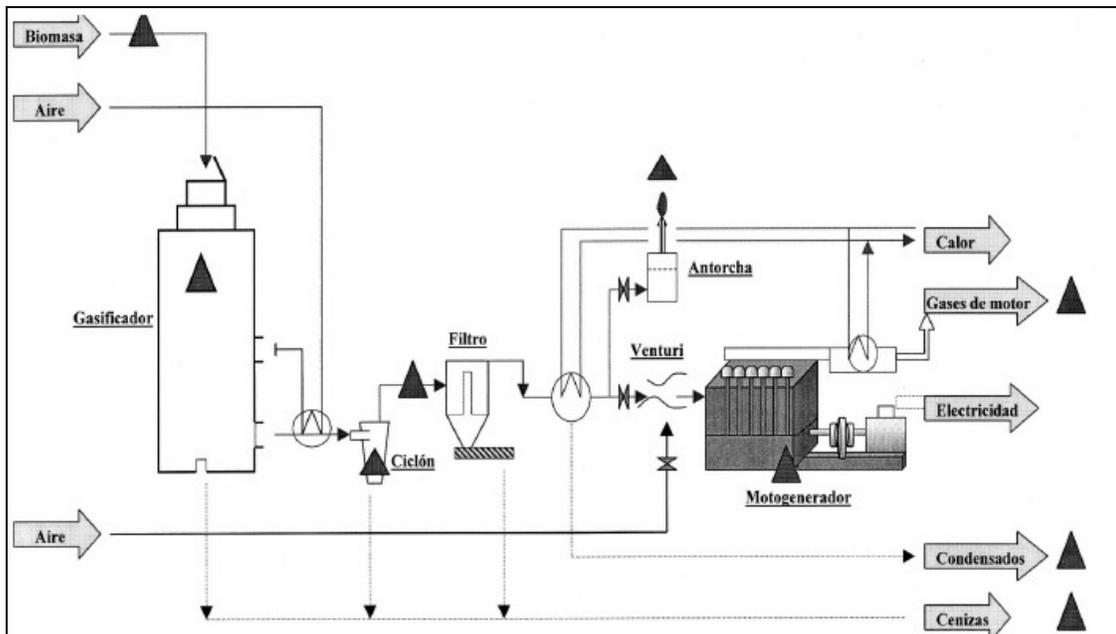


Fig. 2.17 Esquema de una planta de gasificación para producción de electricidad (Fuente: Curso de Biomasa UDB: "Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa", Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010).



Fig. 2.18 Modelo de central de gasificación con ciclo combinado

(Fuente: Fuente: <http://www.unesa.es/biblioteca>)

2.2.5 Potencial Energético del Proceso de Gasificación

La capacidad energética (MWe) disponible para el proceso de gasificación de la biomasa, en función de la tecnología utilizada, así como la capacidad de procesamiento de biomasa (T/h), dependiendo del tipo de gasificador, se muestra en la tabla de la figura 2.19:

| | Temperatura (°C) | | Alquitrán | Partículas | Capacidad Máx. (t/h) | MWe | |
|--------------------------|------------------|------------|-----------|------------|-------------------------|------|------|
| | Reacción | Gas salida | | | | Mín. | Máx. |
| Lecho Fijo | | | | | | | |
| Downdraft | 1000 | 800 | m. bajo | moderado | 0,5 | 0,1 | 1 |
| Updraft | 1000 | 250 | m. alto | moderado | 10 | 1 | 10 |
| Lecho Fluidizado | | | | | | | |
| Reactor único | 850 | 800 | normal | alto | 10 | 1 | 20 |
| Lecho F. rápido | 850 | 850 | bajo | m. alto | 20 | 2 | 50 |
| Lecho circulante | 850 | 850 | bajo | m. alto | 20 | 2 | 100 |
| Lecho arrastrado | 1000 | 1000 | bajo | m. alto | 20 | 5 | 100 |
| Reactores gemelos | 800 | 700 | alto | alto | 10 | 2 | 50 |
| Otros | | | | | | | |
| Horno rotatorio | 800 | 800 | alto | alto | 10 | 2 | 30 |
| Reactor ciclón | 900 | 900 | bajo | m. alto | 5 | 1 | 10 |

Fuente: Velo, E. Procesos termoquímicos de aprovechamiento de la biomasa, 2008.

Fig. 2.19. Tabla de capacidad energética de gasificadores de biomasa.

(Fuente: Documento: Memoria.pdf, "Piloto de gasificador downdraft operado con biomasa")

2.2.6 Principales Problemas del Proceso de Gasificación

Algunos de los principales problemas de los sistemas de generación con gas de síntesis, resultante de la gasificación de biomasa lignocelulósica son:

- a) Problemas de acondicionamiento y secado de la biomasa a utilizar (Para el caso de estudio de utilización de la biomasa forestal, esta deberá tener una humedad máxima del 15%)
- b) Limpieza de alquitranes que se formen en el proceso de la gasificación. Se deberán utilizar gasificadores que generen una cantidad reducida de alquitranes, los cuáles deben ser removidos del gas de síntesis para evitar daños por formación de depósitos en el propio gasificador y demás sistemas que integran la planta.
- c) Existen diferentes tipos de gasificadores, por su estructura y operación, que emplean además, diferente tipo de agente oxidante, ya sea aire u oxígeno. Dependiendo de esto, así será la complejidad en la estructura del gasificador y el nivel energético (PCI) del gas que pueda obtenerse, para el caso de la gasificación de biomasa.

2.2.7 Ventajas y Desventajas del Proceso de Gasificación

Algunas ventajas y desventajas que presenta el proceso de gasificación de la biomasa forestal son:

Ventajas:

- a) Mejor relación de eficiencia en el uso de material biomásico, comparado con el proceso de combustión.
- b) Disminución en el uso relativo de agua, comparando con el esquema de una planta de vapor (ciclo de Rankine) y el almacenamiento o uso del agua.
- c) Posibilidad del uso del gas de síntesis en motores de combustión interna, especialmente diseñados para ser usados con gas de bajo o medio poder calorífico.

Desventajas:

- a) Los gasificadores son sensibles al tamaño y contenido de humedad del combustible biomásico.
- b) Se debe integrar un sistema de remoción de cenizas.
- c) Para realizar el movimiento del gas desde el gasificador, se debe contar un con sistema ventiladores y sopladores.
- d) Antes de poder utilizar el gas en el motor de combustión, se debe acondicionar a través de un sistema de limpieza y enfriamiento.

2.2.8 Evaluación de la Tecnología de Gasificación

La exposición anterior referente a la tecnología de gasificación de biomasa forestal indica su posible utilización para generación eléctrica en el rango de estudio (3 – 5 MWe), por medio de la operación de una planta de gasificación dimensionada para la salida de potencia eléctrica requerida. Esta tecnología todavía esta en fase de desarrollo para escala comercial e industrial, esto porque existen variantes para la utilización final, dependiendo de la energía del gas de síntesis obtenido en función del agente gasificante empleado y el tipo de biomasa.

El proceso de gasificación presentará altos rendimientos en la conversión energética de la biomasa (forestal) a gas de síntesis, dependiendo en gran parte de la elección correcta del tipo de gasificador, el agente gasificante y el tratamiento de la biomasa a emplear. En el caso de estudio presente, se busca la generación eléctrica por medio del empleo de una turbina o motor generado a gas, por lo que el nivel energético del gas de síntesis será el que determine el rendimiento del proceso de conversión energética.

Se deberá tratar previamente la biomasa a utilizar, en factores como la humedad, tamaño y homogeneidad, con el objetivo de obtener la máxima densidad energética posible. El manejo de la ceniza resultante del proceso en el gasificador también deberá ser un punto importante a solventar, aunque en menor grado que en el proceso de combustión, para que la que la planta de gasificación opere dentro de las normas ambientales regulatorias.

2.3 PIROLISIS

2.3.1 Generalidades:

Es la combustión incompleta de la biomasa en ausencia de oxígeno, a unos 500 grados centígrados y que rinde como producto principal el denominado **carbón vegetal**, cuando se realiza a temperaturas relativamente bajas (inferiores a 350°C) y tiempos largos, hasta de muchos días, si se utilizan las tecnologías tradicionales. Este proceso se conoce también con el nombre de **carbonización**. El principal objetivo de la pirolisis de biomasa es producir líquidos orgánicos (bio-oil) y/o un residuo sólido carbonoso.

La pirolisis lleva a la liberación de un gas pobre, mezcla de monóxido y dióxido de carbono, de hidrógeno y de hidrocarburos ligeros. Este gas, de débil poder calórico, puede servir para accionar motores diesel, para producir electricidad o para mover vehículos. Una variante de la pirolisis, llamada *pirolisis flash*, llevada a 1000 grados centígrados en menos de un segundo, tiene la ventaja de asegurar una gasificación casi total de la biomasa. De todas formas, la gasificación total puede obtenerse mediante una oxidación parcial de los productos gaseosos de la pirolisis.

Las instalaciones en la que se realizan la pirolisis y la gasificación de la biomasa reciben el nombre de gasógenos. El gas pobre producido puede utilizarse directamente o bien servir de base para la síntesis de un alcohol muy importante, el metanol, que podría sustituir a la gasolina para la alimentación de los motores de explosión (carburol).

En las figuras 2.20 y 2.21 se muestra un esquema del proceso de Pirolisis, sus variantes y productos finales:

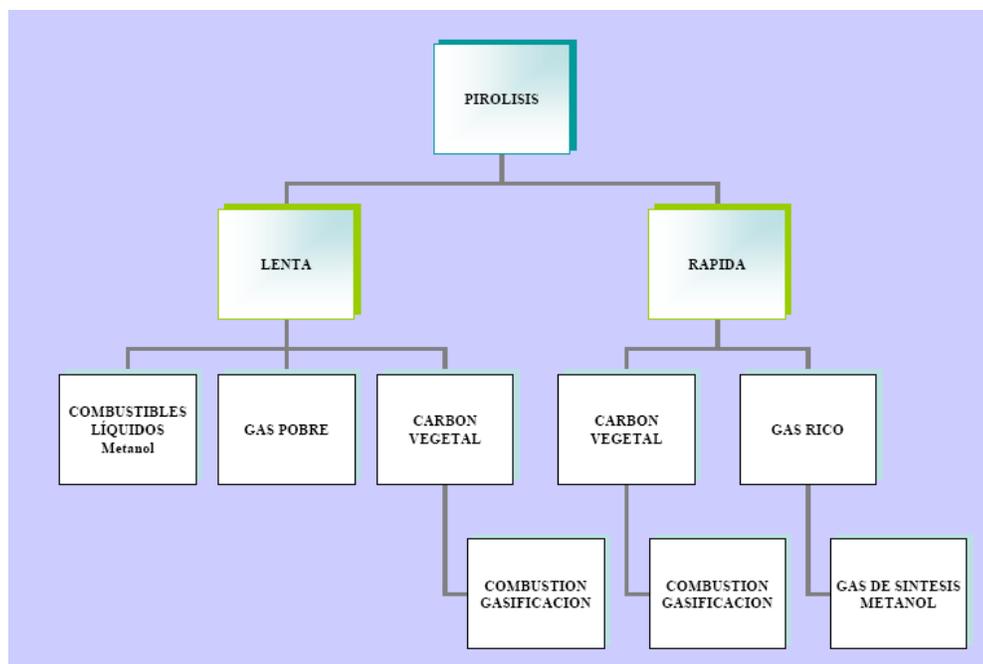


Fig. 2.20 Esquema del Proceso del Pirolisis
(Fuente: OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa")

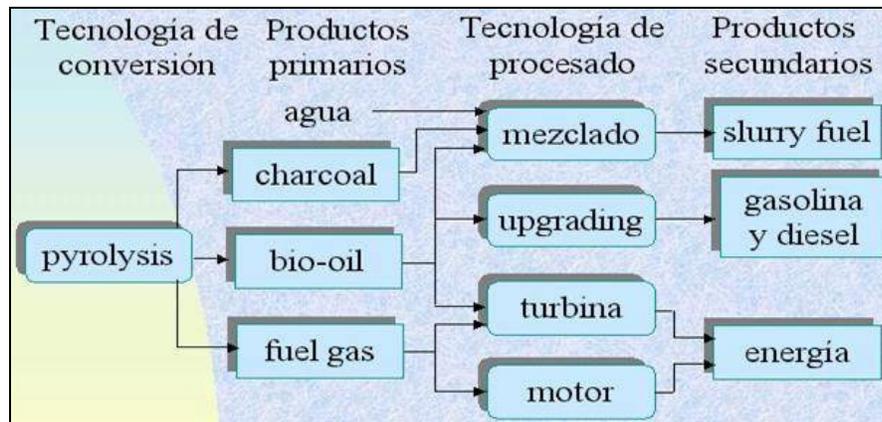


Fig. 2.21 Proceso de Pirolisis según tecnología de procesamiento y productos finales
(Fuente: www.cps.unizar.es/~proter/Gasificaci%F3n.htm)

2.3.2 Tipos de Tecnologías de Pirolisis

Entre los tipos de tecnologías existentes para el proceso de pirolisis están:

1. Pirolisis de Carbonización: Proceso por medio del cual, con nula presencia de oxígeno y temperaturas cercanas a la 500°C, a velocidades de calentamiento bajas y largos tiempo de residencia, se obtiene un “carbón vegetal” con una densidad energética mayor a la biomasa común, y que puede utilizarse para la obtención de carbón o electricidad.
2. Pirolisis Convencional: Se lleva a cabo a temperaturas inferiores a 500°C, bajas velocidades de calentamiento y tiempos de residencia entre medio minuto y cinco minutos. Se obtiene un producto sólido, líquido y gas.
3. Pirolisis Fast o Flash-líquido: Proceso que maximiza el rendimiento del producto líquido (bio-oil) utilizando temperaturas cercanas a los 500°C, velocidades de calentamiento altas y tiempos de residencia cortos.
4. Pirolisis Fast o Flash-gas: Proceso que maximiza el rendimiento del producto gas, utilizando altas temperaturas (mayores a 700°C), velocidades de calentamiento altas y tiempos de residencia cortos (aproximadamente 2 segundos).
5. Pirolisis Ultra o Ultra Flash: Proceso instantáneo que ocurre a velocidades de calentamiento altas (200°C/seg. o superior) y bajos tiempos de residencia (menor a 0.5 segundos). Se favorece el rendimiento de gases con alta proporción de hidrocarburos ligeros.
6. Pirolisis de Vacío: Bajo condiciones de aplicación de un pequeño vacío en el sistema, se lleva a cabo una pirolisis lenta, con el objeto de obtener mayor cantidad de producto condensable y líquido.

Las tecnologías de pirolisis y sus parámetros principales de operación y obtención de productos se muestran en la tabla de la figura 2.22:

| PIRÓLISIS | TIEMPO RESIDENCIA | VELOCIDAD CALENTAMIENTO | PRESIÓN BAR | TEMPERATURA °C MAX | PRODUCTO MAYORITARIO |
|---------------|-------------------|-------------------------|-------------|--------------------|----------------------|
| Carbonización | Horas-días | Muy baja | 1 | 400 | Sólido |
| Convencional | 5-30 min | Baja | 1 | 600 | Gas líq. y sólido |
| Fast | 0.5-5 seg. | Muy alta | 1 | 650 | Líquido |
| Flash-líquido | < 1 seg. | Alta | 1 | < 650 | Líquido |
| Flash-gas | < 1 seg. | Alta | 1 | > 650 | Gas |
| Ultra | < 0.5 seg. | Muy alta | 1 | 1000 | Gas P. Químico |
| Vacio | 2-30 seg. | Media | < 0,1 | 400 | Líquido |

Fig. 2.22 Tipos de pirólisis existentes, parámetros principales de obtención y productos finales
(Fuente: www.cps.unizar.es/~proter/Gasificaci%F3n.htm)

2.3.3 Transformación termoquímica de la biomasa en el proceso de Pirólisis

La transformación de la biomasa celulósica en el proceso de pirólisis y los productos finales se muestra en la figura 2.23:

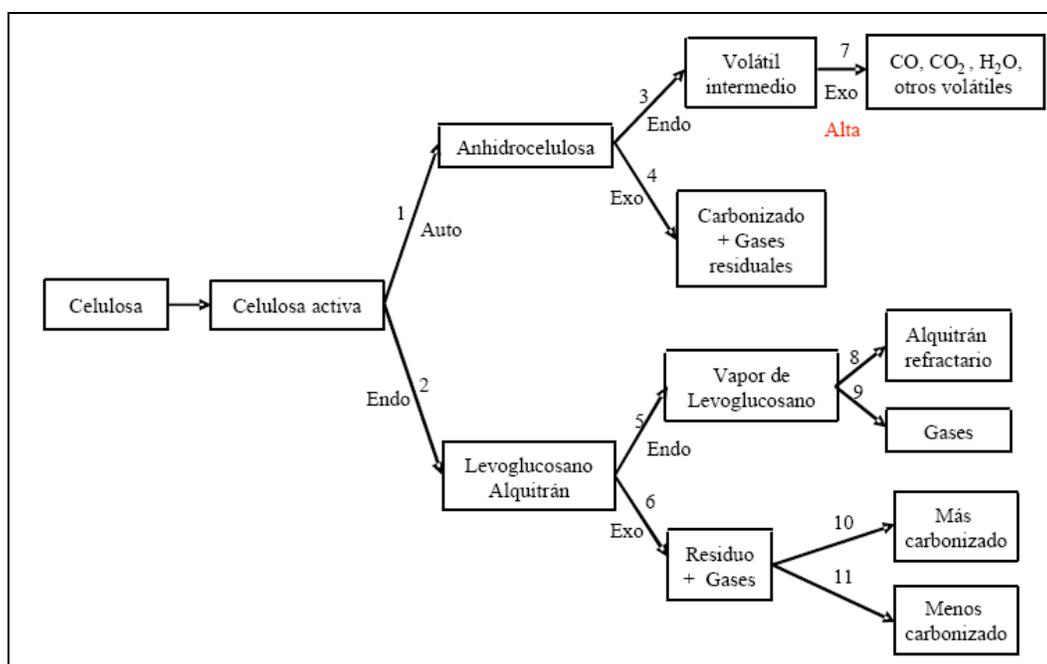


Fig. 2.23 Transformación termoquímica de la biomasa de celulosa

(Fuente: Documento: "Pirólisis de Biomasa, Cuesco de Palma de Aceite", Autor: Alexander Gómez, Wolfgang Klose, Sonia Rincón, Universidad Nacional de Colombia, Universidad de Kassel, Alemania)

Los productos volátiles de los materiales lignocelulósicos sufren reacciones de craqueo, descomposición secundaria y polimerización, dependiendo del tiempo de residencia y de la temperatura. A temperaturas bajas y tiempos de residencia altos se obtienen mayores rendimientos en líquidos y sólidos. La producción de líquidos se maximiza operando a temperaturas intermedias. A temperaturas elevadas, se favorece la producción de gases, a costa de productos volátiles condensables.

Los productos gaseosos están compuestos por: Hidrogeno (H_2), metano (CH_4), monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO_2) y otros gases (ver Fig.2.24). El gas obtenido tiene un poder calorífico entre 8-15 MJ/m³ (gas natural 34,8 MJ/m³).

La fracción condensable (liquida a temperatura ambiente) está constituida por mezcla de alquitranes y/o aceites que contienen compuestos como ácido acético, fórmico, acetona, metano y cantidades importantes de hidrocarburos aromáticos, con poder calorífico alrededor de 25 MJ/Kg.

La corriente sólida está constituida por un carbón vegetal o coque de pirolisis (carbono casi puro) con bajo contenido en azufre. El carbón vegetal tiene un poder calorífico superior a la biomasa de partida. De acuerdo a los datos de la figura 2.28 y cálculos empleados en el capítulo 3, la relación de superioridad del PCI del carbón vegetal es aproximadamente el doble del PCI de la biomasa lignocelulósica empleada al inicio del proceso.

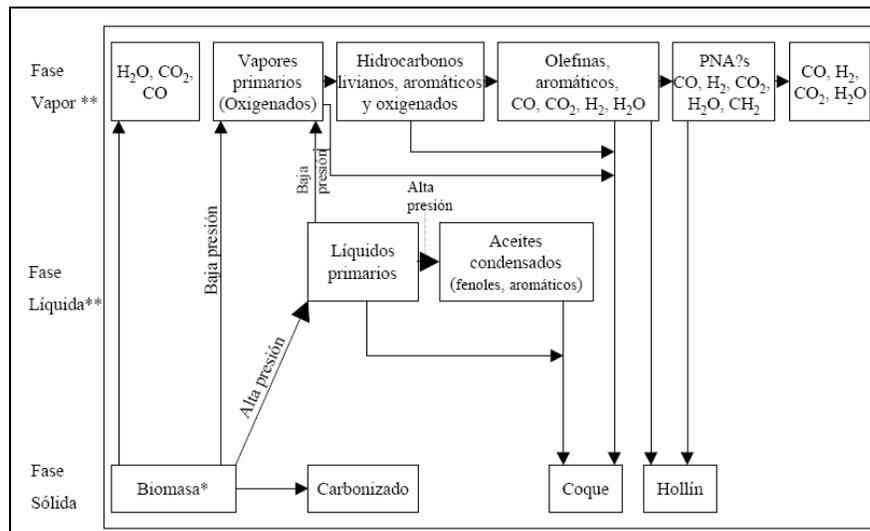


Fig. 2.24 Parámetros del proceso de Pirolisis y productos obtenidos.

(Fuente: Documento: "Pirolisis de Biomasa, Cuesco de Palma de Aceite", Autor: Alexander Gómez, Wolfgang Klose, Sonia Rincón, Universidad Nacional de Colombia, Universidad de Kassel, Alemania)

2.3.4 Componentes principales de una Planta de Pirolisis

Los componentes principales que conforman una planta de procesamiento de biomasa por medio de Pirolisis son los que se muestran en las figuras 2.25, 2.26 y 2.27:

1. Bodega de almacenamiento.
2. Banda transportadora.
3. Trituradora o astilladora.
4. Secadora de biomasa.
5. Horno o reactor de pirolisis.
6. Ciclón.
7. Filtro.
8. Condensador y Enfriador.
9. Motor-Generador o Turbina de Gas.
10. Ventiladores.
11. Precipitadores electrostáticos.
12. Deposito de cenizas.
13. Quemador de gas.
14. Chimenea.

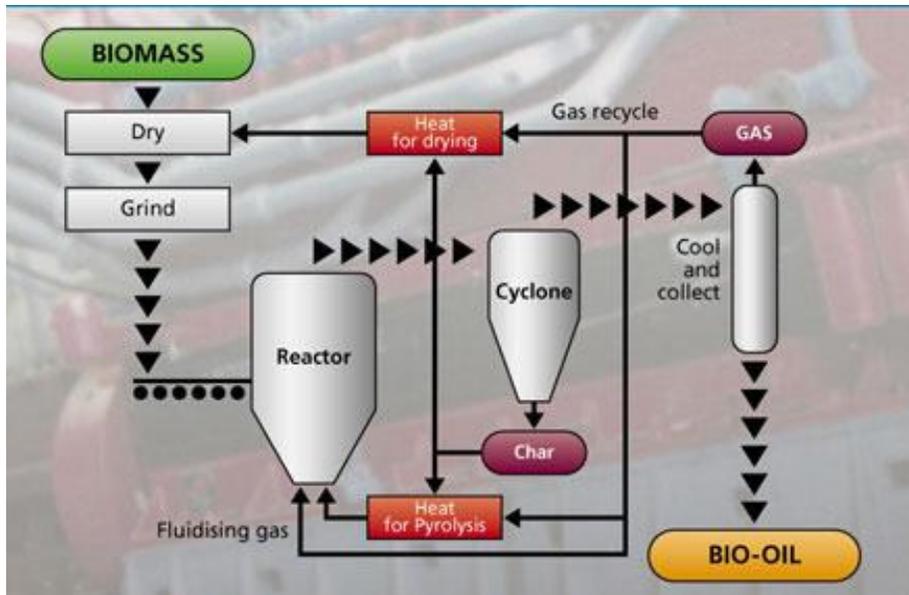


Fig. 2.25 Componentes principales de de una planta Pirolysis con Biomasa.
 Fuente: www.bioenergyconsult.com/2012/02/

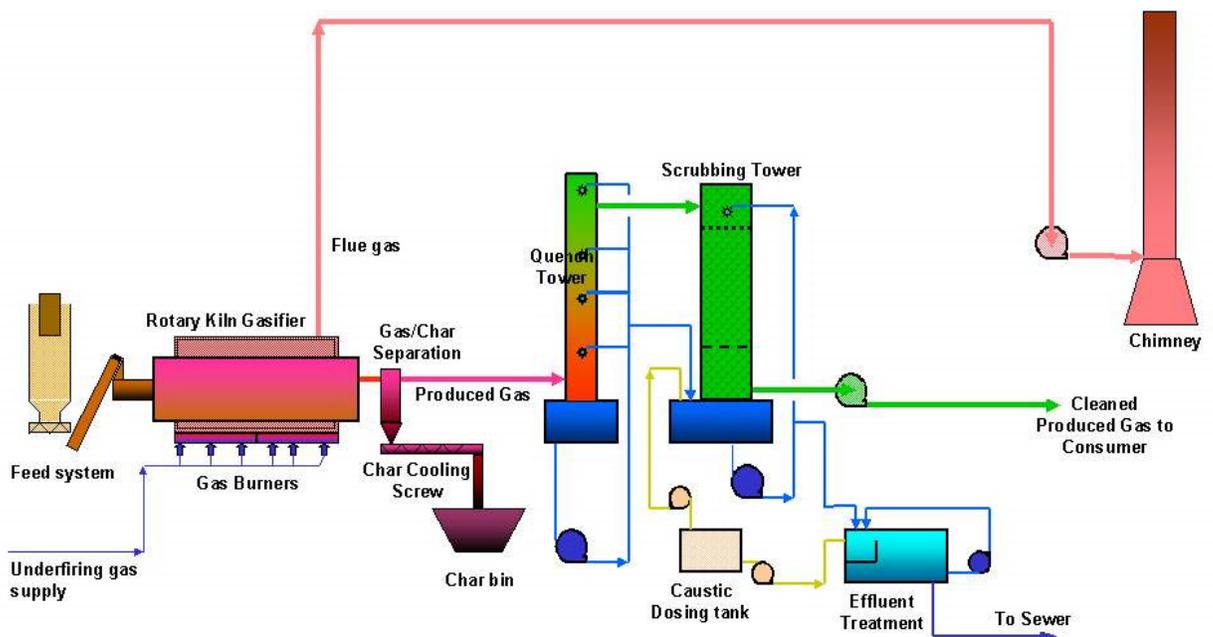


Fig. 2.26 Modelo de Plantas de Pirolysis para producción de gas combustible.
 Fuente: www.jessup-bould.co.uk/Gasification003.htm (gasificación por pirolysis de biomasa)

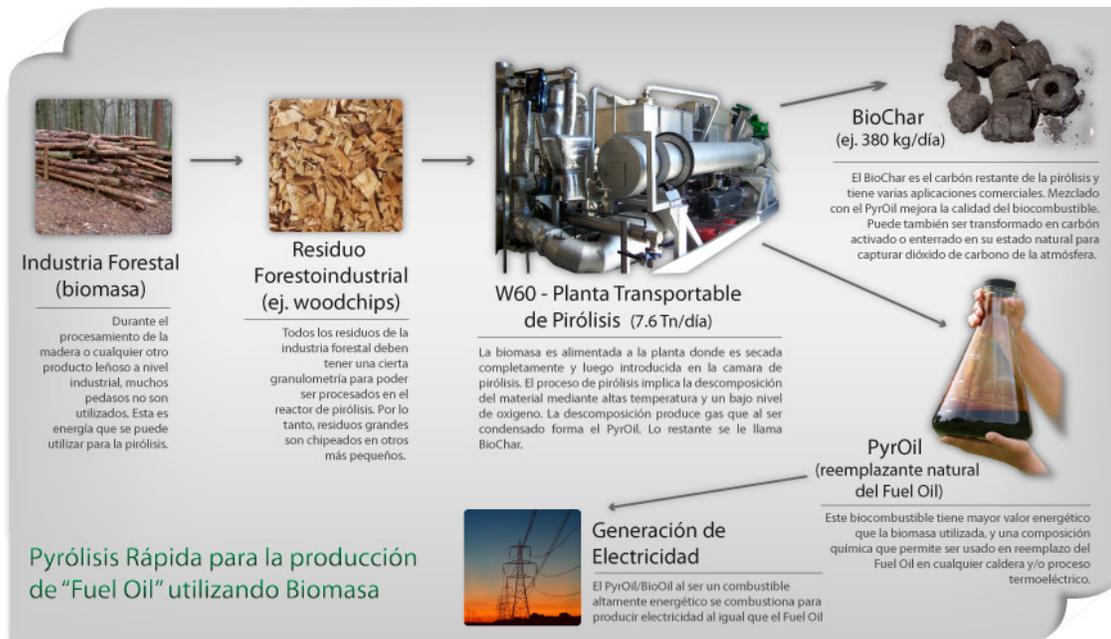


Fig. 2.27 Descripción del proceso de "Pirólisis Rápida" para obtención de "Fuel Oil" por biomasa forestal

(Fuente: http://www.wulcon.com/areas_negocio/bioenergia/pirolisis.php)

2.3.5 Potencial energético del proceso de pirólisis

El proceso de generación de energía a partir de los productos generados de la pirólisis está todavía en vías de desarrollo. Los subproductos como aceites pirolíticos pueden usarse en una turbina integrada en ciclo combinado. La ventaja de obtener un combustible líquido es que se puede desacoplar la producción de él de la generación de electricidad.

La "pirólisis catalítica" de la biomasa, es una tecnología derivada, cuyo objetivo principal es aumentar la concentración de hidrógeno en el gas de pirólisis. La concentración de hidrógeno obtenida varía de acuerdo al tipo de biomasa, la temperatura del proceso y el catalizador utilizado.

El potencial energético de los productos del proceso de pirólisis, según la tecnología empleada, se muestra en la figura 2.28:

| Tecnología | Tiempo de residencia | Temperatura máxima (oC) | Producto Principal | Poder calórico (Base seca) |
|---------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------|---------------------------------------|
| Carbonización | Horas-días | 300-500 | Carbón vegetal | 30 MJ/ Kg |
| Lenta | 5-30 min. | 400-600 | Bio-óleo. Carbón. Gas | 20 MJ/ Kg 30 MJ/ Kg 5-10 MJ/Nm3 |
| Rápida | ≤1s | 450-600 | Carbón Gas | 30MJ/ Kg 10-20 MJ/Nm3 |
| Rápida | ≤1s | 700-900 | Carbón Gas | 30 MJ/ Kg 15-20 MJ/Nm3 |

Fig. 2.28 Tecnologías aplicables al proceso de pirólisis y productos generados.
(Fuente: OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa")

2.3.6 Principales Problemas del Proceso de Pirolisis

Algunos de los principales problemas de los sistemas de generación por pirolisis son:

- a) Acondicionamiento y secado de la biomasa a utilizar en el reactor de pirolisis (para el caso de estudio en el rango de un 10-15% de humedad), con el objetivo de obtener una eficiencia óptima en la conversión de la biomasa a biocombustibles, carbón vegetal o gas de síntesis.
- b) Selección adecuada del tipo de proceso pirolítico y control de parámetros para obtener los productos deseados.
- c) La posible existencia de ceniza y extractos de la biomasa en el reactor puede influir significativamente en la proporción fraccionaria de productos obtenidos.
- d) La presencia de una fracción mayor de “*lignina*” en la biomasa (forestal) a utilizar genera mayor porcentaje de material carbonizado resultante en la pirolisis.
- e) Adecuar el perfil de tiempo-temperatura, para que la biomasa sea afectada por el incremento de temperatura en el periodo de tiempo apropiado (°C/seg), y que la interacción entre las fases volátiles y sólidas conlleven a que las reacciones secundarias se produzcan en la proporción correcta.
- f) Desarrollo de métodos para refinado de los bioaceites y transformación a biocombustibles de elevadas prestaciones, en función de su poder calorífico y composición.

2.3.7 Ventajas y Desventajas del Proceso de Pirolisis

Algunas ventajas y desventajas que presenta el proceso de gasificación de la biomasa forestal son:

Ventajas:

- a) Referente al proceso de pirolisis rápida para la producción de bio-oil, se tienen ventajas como la alta velocidad de transferencia de calor, tamaño de partícula pequeño, temperaturas moderadamente altas (425-500 °C), tiempo de residencia cortos para el vapor (<2 seg.) y enfriamiento rápido de vapores.
- b) El bio-oil o bio aceite puede ser utilizado como biocombustible, sustituyendo en forma eficaz al diesel o al gas natural en diferentes equipos, y también puede utilizarse para producción energética. Es un producto químico con alto valor, añadido con una densidad de 1200 Kg/m³ y poder calorífico típico de 20 MJ/kg.
- c) De acuerdo al tipo de proceso de pirolisis empleado, así pueden obtenerse en proporción los productos finales. De esta forma para el caso de pirolisis lenta se obtiene de un 30-35% de carbón vegetal (el cual puede emplearse en metalurgia y para uso doméstico). La pirolisis convencional obtendrá de un 20-25% de carbón y de un 10-15% bio-oil. Y la pirolisis rápida (flash) de un 40-60% bio-oil.
(Fuente: Documento: “*Potencial del proceso de pirolisis como alternativa para la valorización de los residuos de cosecha, sector azucarero de Colombia*”. Autor: Edgar F. Castillo M. (efcastillo@cenicana.org), 2008.)
- d) El gas de pirolisis también es un producto de gran potencial energético para uso en motores de combustión interna o en turbinas de gas.

- e) El proceso de pirolisis controlado adecuadamente y de acuerdo a los productos que deseen obtenerse, puede lograr eficiencias térmicas del 75% o superiores.
- f) La pirolisis del “carbón” también es un proceso con alto rendimiento térmico y que ya se lleva a cabo a nivel industrial (Ej. Planta de la corporación Yawatta Works, de Japón con capacidad de 1000T/día).

(Fuente: Documento: PFC_LuisOscar_Serrano_Ayuso.pdf: “*Producción de carbón vegetal en zonas rurales*”, Universidad Carlos III, Madrid).

Desventajas:

- a) Se debe llevar un control estricto de variables influyentes en el proceso, como la composición de la biomasa, temperatura, presión, velocidad de calentamiento, tiempo de residencia en el reactor, tamaño de partícula, y tipo de reactor.
- b) La fuente de calor necesaria para llevar a cabo el proceso de pirolisis debe suministrarse en forma independiente, especialmente al inicio.
- c) La biomasa a utilizar para el proceso de pirolisis (biomasa forestal o mixta) debe pasar por un proceso de secado, para reducir el contenido de humedad (10-15%) y mejorar la eficiencia del proceso de pirolisis.
- d) Los productos líquidos de la pirolisis, como el bio-aceite combustible, alcoholes, cetonas, etc., si bien presentan gran potencial como sustituto de combustibles fósiles, también presentan problemas referentes a su composición química, por ser corrosivos y por generar problemas de viscosidad alta y combustión lenta.

2.3.8 Evaluación de la Tecnología de Pirolisis

La exposición anterior referente a la tecnología de pirolisis de biomasa forestal indica que es posible su utilización para generación eléctrica en el rango de estudio (3 – 5 MWe). Lo anterior se visualiza por medio de la operación de una planta de pirolisis de biomasa, cuyos productos finales, biocombustibles (bio-oil), carbones y gases de pirolisis, se utilicen en motores de combustión interna o turbinas adaptados para generar la salida de potencia eléctrica deseada.

En esta tecnología existe más diversidad de utilización, comparada con la gasificación o la combustión, por el tipo de proceso que puede ser aplicado y el producto final obtenido. Para aplicaciones de generación industrial a gran escala todavía está en fase de desarrollo.

El proceso de pirolisis presentará altos rendimientos en la conversión energética de la biomasa (forestal) a subproductos como el bio-aceite combustible, carbón o el gas de síntesis, dependiendo en gran parte del control del proceso, tiempo de residencia en el reactor y las características físicas de la biomasa a emplear (% humedad, tamaño, homogeneidad, etc.).

2.4 PLASMA

2.4.1 Generalidades:

El proceso de gasificación por plasma es una nueva tecnología disponible para el procesamiento de la biomasa, para fines de generación energética. Este se lleva a cabo a alta temperatura (4000-5000°C), mediante el uso de una *antorcha de plasma*, en la cual se utiliza por lo general aire o argón como medio para crear el plasma a alta temperatura.

Este proceso disocia a nivel molecular los enlaces de las moléculas de los compuestos orgánicos en la materia prima, liberando los elementos (H, C, O, etc.) que después forman moléculas estables como CO, H₂ y H₂O. La gasificación por plasma se produce en condiciones sub-estequiométricas (defecto de oxígeno), en donde no hay combustión y se evita la formación de VOCs y SVOCs (compuestos orgánicos volátiles y semi-volátiles), dioxinas, furanos y sus precursores. No hay liberación de O₂. Es un proceso seguro ambientalmente, ya que no existen humos tóxicos ni cenizas peligrosas.

Los productos resultantes del proceso de gasificación por plasma son:

- Combustible rico en H₂.
- Basalto inerte (slag), vítreo.

El proceso de gasificación por plasma puede emplear como materia prima casi cualquier tipo de residuo, como los RSU (Residuos Sólidos Urbanos), residuos industriales, disolventes químicos, metales pesados, cenizas, fibras de asbestos, lodos de depuración, etc.; pero para el presente estudio se considerará únicamente materia prima de origen orgánico, como la biomasa lignocelulósica.

En las figuras 2.29 y 2.30 se presenta un diagrama de bloques del proceso de gasificación por plasma:

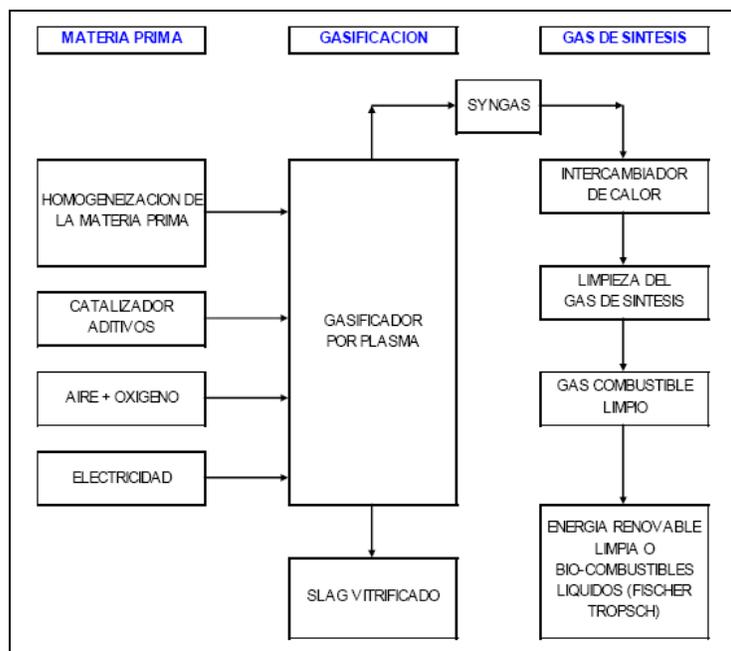


Fig. 2.29 Diagrama de bloques del proceso de gasificación por plasma.

(Fuente: Documento, presentación: “Valorización Integral de Residuos por medio de la gasificación por plasma”, Autor Daniel Rodríguez Merlo, Solena Group, rodriguezmerlo.daniel@gmail.com)

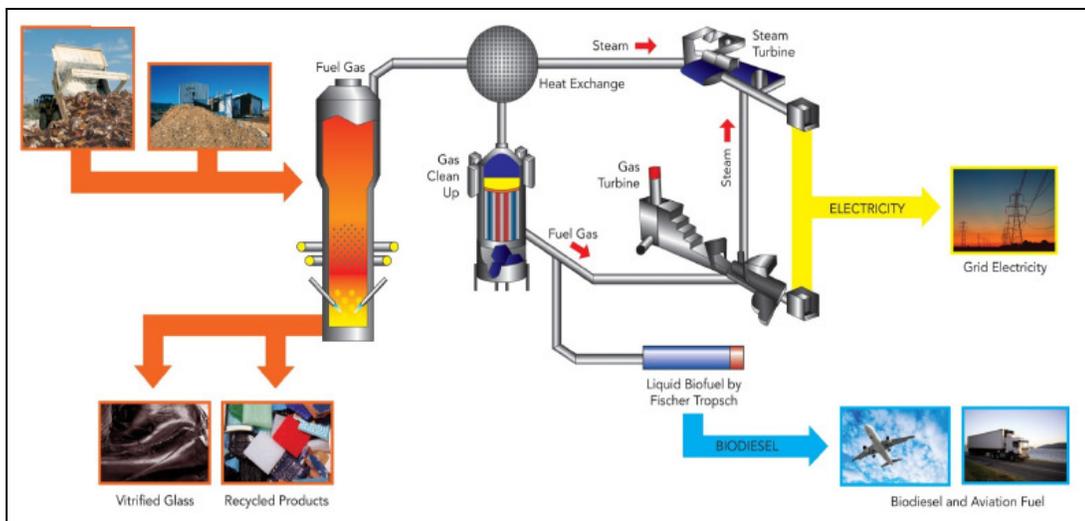


Fig. 2.30 Esquema del proceso de gasificación por plasma y los productos obtenidos.
 Fuente: “Valorización integral de residuos por medio de la gasificación por plasma. Tecnología SPGV y proceso IPGCC, Autor: Daniel Rodríguez Merlo, Institución: Solena Group ”

2.4.2 Tipos de Tecnologías de Gasificación por Plasma

Algunos tipos de tecnologías existentes, su descripción, ventajas y desventajas principales se muestran en la siguiente tabla:

| Tipo de tecnología | Descripción | Ventajas | Desventajas |
|--|--|---|--|
| Plasma transferido en horno | En este tipo de tecnología se crea uno o más arcos eléctricos en el interior de un horno gasificador. | <ul style="list-style-type: none"> • Tratamiento reducido de gases • Recuperación de metales de valor en residuos • Aplicación principal a la industria metalúrgica | <ul style="list-style-type: none"> • Balance energético deficiente • Exposición a golpes y corrosión dentro del gasificador del ánodo de la antorcha |
| Plasma no transferido en horno | En esta tecnología, una o varias antorchas se introducen en el interior del horno gasificador, causando la gasificación y disociación molecular de la biomasa. | <ul style="list-style-type: none"> • Reducida exposición de la antorcha a los productos en el interior del gasificador • Gas de síntesis con alto poder calorífico. • Sistema de tratamiento de gases reducido • Aplicación para residuos peligrosos, inorgánicos, sanitarios, explosivos y radioactivos. | <ul style="list-style-type: none"> • Balance energético deficiente • No se garantiza la destrucción total de compuestos orgánicos, dioxinas y furanos |
| Plasma no transferido en conducto de gases | En esta tecnología, una o varias antorchas introducen el plasma en la corriente de gases, produciendo el flujo plasmático. | <ul style="list-style-type: none"> • No hay exposición de la antorcha en el interior del horno gasificador • Proceso de gasificación y vitrificación convencional • Sistema de tratamiento de gases de tamaño intermedio • Aplicación principal en la gasificación de residuos | <ul style="list-style-type: none"> • Mayor consumo eléctrico de la antorcha de plasma • Bajo poder calorífico del gas de síntesis • Difícil utilización del gas de síntesis como combustible para motores de combustión |

Las partes principales de un gasificador de plasma y un modelo de antorcha se muestran en las figuras 2.31 y 2.32:

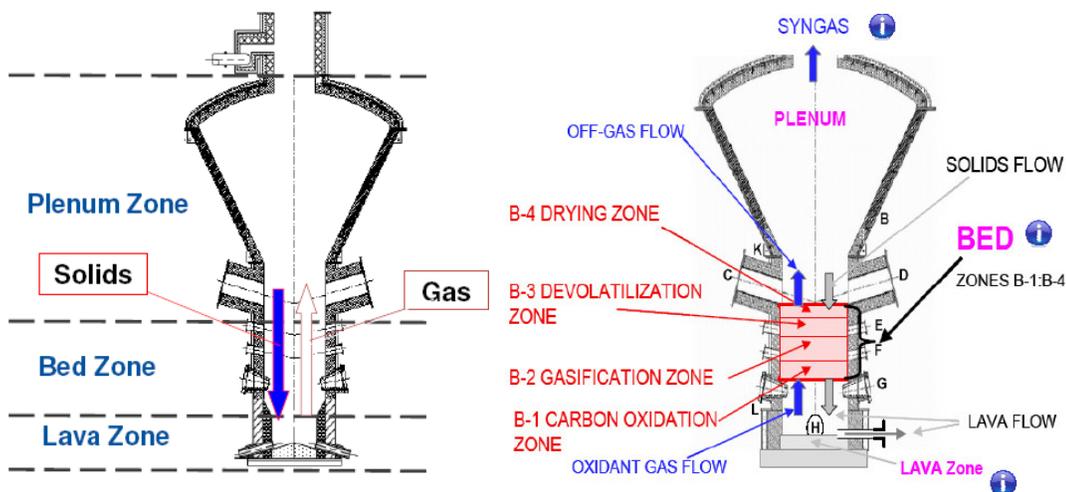


Fig. 2.31 Partes principales del Gasificador de Plasma.

(Fuente: Documento, presentación: "Retos y Objetivos de las Energías Renovables, Ejemplos prácticos de tecnologías emergentes en el umbral su comercialización", www.conama9.org).

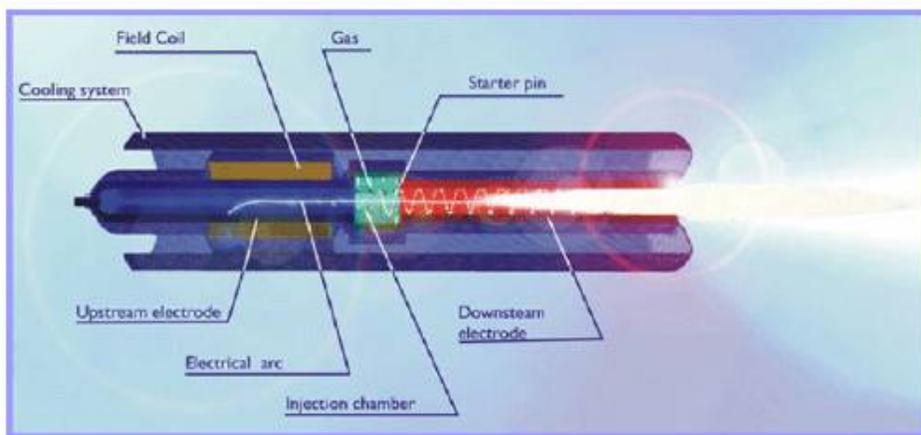


Fig. 2.32 Modelo de Antorcha de Plasma utilizada en el proceso de gasificación.

(Fuente: Documento, presentación: "Retos y Objetivos de las Energías Renovables: Ejemplos prácticos de tecnologías emergentes en el umbral su comercialización", www.conama9.org).

El esquema anterior muestra un modelo de "antorcha de plasma" utilizada el proceso de gasificación. Mediante la circulación de una corriente generada por un arco voltaico (electrical arc) de elevado valor entre dos electrodos, uno de corriente superior (upsteam) y otro de corriente inferior (downsteam), y el choque de un flujo del gas inyectado a través de la cámara de inyección (injection chamber) se produce un "plasma de partículas" de elevada temperatura, a la salida de la antorcha, el cual por su alto contenido energético y alta temperatura es capaz de causar la disociación molecular de la biomasa (forestal) en un gas cuyos componentes básicos mayoritarios son: H_2 , CO , CO_2 y N_2 . Un sistema de enfriamiento (cooling system)

distribuido a lo largo de la antorcha evita que se produzcan daños por la elevación de temperatura en la cámara de inyección del gas y en la estructura de la antorcha en general.

En la figura 2.33 se muestra un ejemplo del uso del gasificador de plasma con biomasa forestal para la producción de "Etanol". El gasificador de plasma convierte la biomasa, como los residuos forestales, en un gas de síntesis, compuesto por dióxido de carbono, monóxido de carbono e hidrógeno. Este gas, se convierte en etanol en el bio-digestor gracias a bacterias genéticamente modificadas.

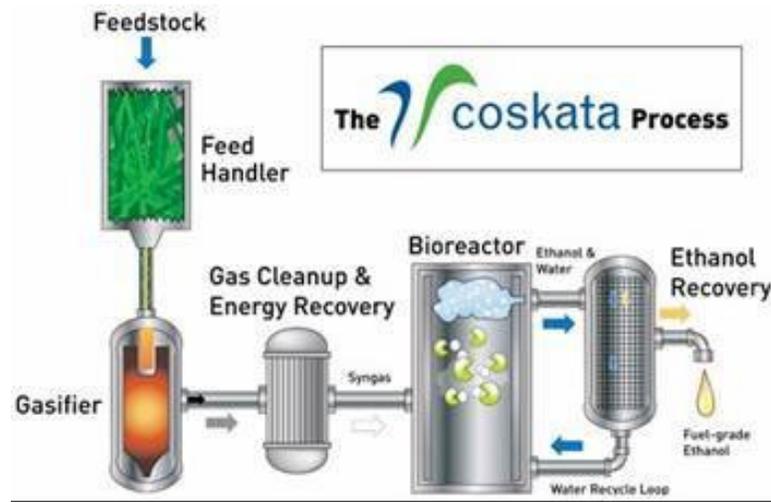


Fig. 2.33 Uso del gasificador de plasma para la producción de Etanol.
(Fuente: www.coskata.com/process/)

2.4.3 Transformación termoquímica de la biomasa en el proceso de gasificación por plasma

El proceso de transformación de la biomasa mediante la gasificación por plasma genera un gas de síntesis cuya composición química media es la siguiente:

| | |
|------------------------|-------------------------|
| H ₂ 40-45 % | HCl <0.7 % |
| CO 40-45 % | H ₂ S <0.3 % |
| CO ₂ 2-5 % | H ₂ O 2-5% |
| N ₂ 2-5% | |

Este gas de síntesis está formado principalmente por CO (Monóxido de Carbono) y H₂ (Hidrógeno). Durante el proceso de gasificación, los enlaces de las moléculas de los compuestos orgánicos en la materia prima (biomasa) se rompen liberando los elementos (H, C, O, etc.), que después forman moléculas estables como CO, H₂ y H₂O, que conformarán el gas de síntesis.

Los materiales inorgánicos presentes en el residuo tratado quedan reducidos y fundidos en una especie de lava que fluye hacia la parte inferior del gasificador, atravesando una cama de coke. Una vez alcanzada la parte inferior del gasificador, la lava fluye hacia el sistema de vitrificación. La viscosidad del basalto inerte (slag) se mantiene añadiendo una cantidad pequeña de CaO y/o SiO₂, como fluidificantes.

Si se realiza la comparación con un incinerador (como un horno de combustión) el proceso de gasificación por plasma posibilita el reciclado y reutilización de los productos obtenidos, tal como el basalto vitrificado, el cual puede usarse como material de relleno en construcciones o en carreteras. En incineradores normales, los productos residuales como cenizas, sulfuros y lodos de depuración representan el mayor factor de costo en su manejo, post-tratamiento, transporte y eliminación final.

2.4.4 Componentes principales de una planta de gasificación por plasma

Una planta de gasificación por plasma para biomasa (Fig.2.34 y 2.35) está conformada por los siguientes componentes:

- 1 Área de recepción y preparación de biomasa o residuos, dependiendo de sus características físico-químicas, el contenido de metal y vidrio es reciclado y el material restante es secado y/o embalado.
- 2 Área de gasificación: uno o más reactores con sus antorchas de plasma y sus correspondientes sistemas auxiliares.
- 3 Sistema de tratamiento y limpieza del gas de síntesis.
- 4 Área de producción de energía eléctrica: una turbina eléctrica en ciclo combinado (turbina de gas + turbina de vapor) produce la electricidad a partir del gas de síntesis de forma eficiente y rentable, con un rendimiento superior a cualquier incineradora u otro proceso de tratamiento térmico.

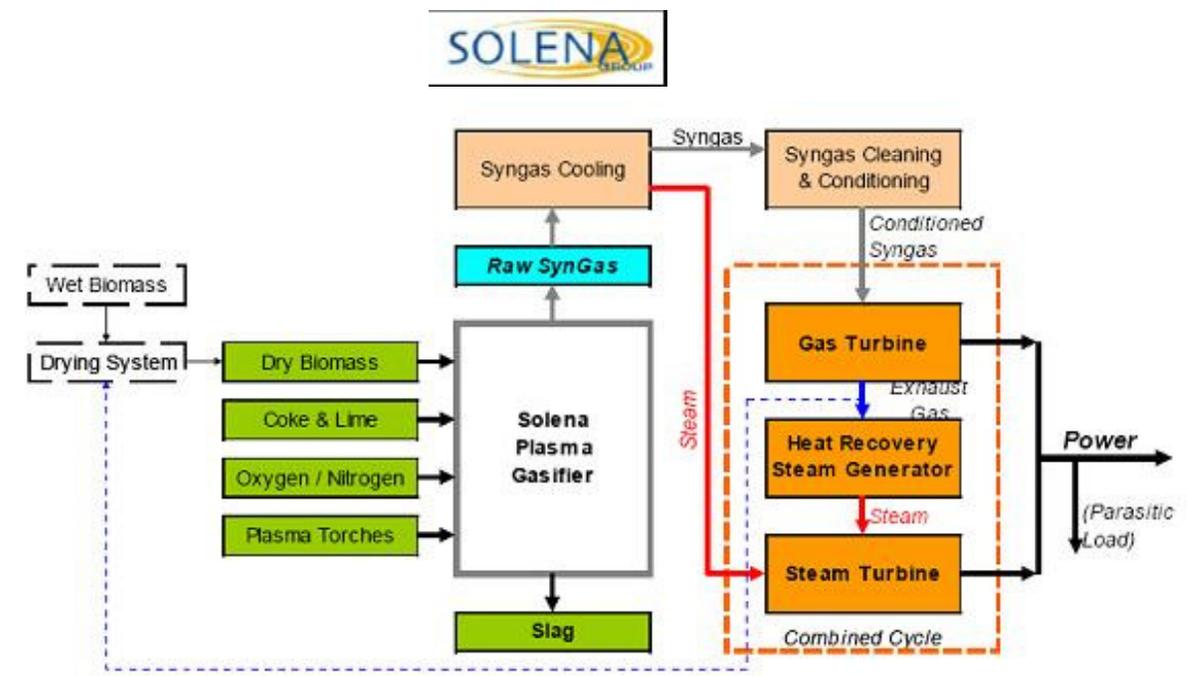


Fig. 2.34 Esquema unifilar de una planta de gasificación por plasma de biomasa y productos finales (*Tecnología SPGV y proceso IPGCC, Institución: Solena Group*)

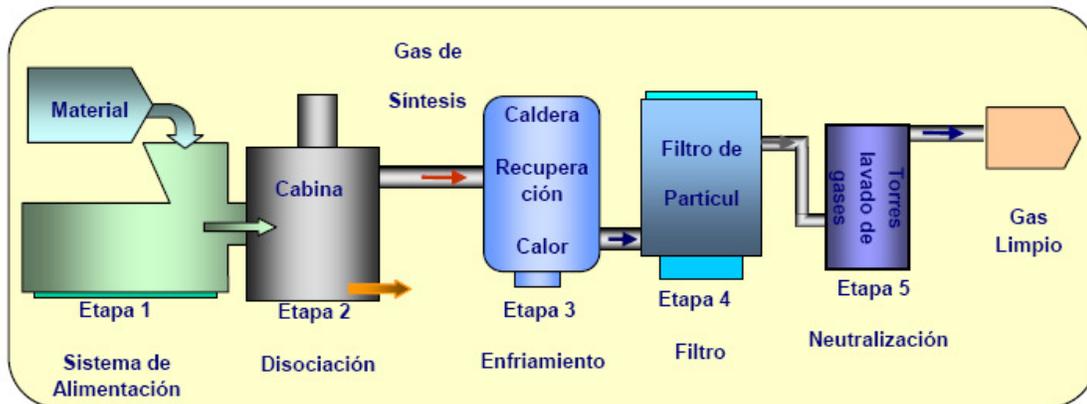


Fig. 2.35 Etapas y componentes principales de una planta de gasificación por plasma.
 (Fuente: Documento: "Obtención de biocarburantes por síntesis de CO e H", autor: Elody Nassoy, Universidad Pontificia ICAI, ICADE, Comillas, España)

2.4.5 Potencial energético del proceso de gasificación por plasma

El potencial de transformación de la energía contenida en el gas de síntesis en electricidad se obtiene básicamente del monóxido de carbono e hidrógeno. Es una fuente de energía limpia y económicamente rentable, con una escasa y controlada presencia de oxígeno, evitando así cualquier reacción de oxidación de compuestos orgánicos.

El gas de síntesis obtenido tras el proceso de gasificación debe ser depurado (ver Fig.2.36), obteniendo un gas más limpio que el gas natural. Su Poder Calorífico típico Inferior (PCI) es de 15 a 22 MJ/kg.

| COMPOSICIÓN MEDIA DE GAS DE SÍNTESIS | |
|--------------------------------------|-------------------------|
| H ₂ 40-45 % | HCl <0.7 % |
| CO 40-45 % | H ₂ S <0.3 % |
| CO ₂ 2-5 % | H ₂ O 2-5% |
| N ₂ 2-5% | |

Fig. 2.36 Composición media del gas de síntesis de la gasificación por plasma de biomasa.
 (Fuente: Documento presentación: "Retos y Objetivos de las Energías Renovables, Ejemplos prácticos de tecnologías emergentes en el umbral su comercialización", www.conama9.org).

2.4.6 Principales Problemas del Proceso de Gasificación por Plasma

Algunos de los principales problemas de los sistemas de generación por plasma son:

- Control adecuado de variables como la temperatura y la presión en el gasificador, ya que influyen significativamente en la cinética de las reacciones para la formación de monóxido de carbono e hidrógeno.
- El suministro o disponibilidad energética para el funcionamiento de la antorcha de plasma del gasificador, ya que el consumo de la misma es considerable y es un factor a tomar en cuenta para el desarrollo de una planta de procesamiento de biomasa.

- c) Debido a las elevadas temperaturas de funcionamiento de la antorcha de plasma dentro del gasificador, deben renovarse con cierta periodicidad y según horas de uso, los materiales aislantes o refractarios del calor en el gasificador, que protegen las estructuras internas y que además, mantienen la temperatura del gas de síntesis resultante del proceso.
- d) Dependiendo del modelo de gasificador de plasma, pueden ocurrir problemas de obtención de un foco puntual en la reacción.
- e) Sensibilidad de la(s) antorcha(s) de plasma a las fluctuaciones de voltaje que produce el arco eléctrico.
- f) Inadecuado manejo y utilización final del residuo “vitrificado” y de líquidos provenientes de filtros de limpieza del gas de síntesis.

2.4.7 Ventajas y Desventajas del Proceso de Gasificación por Plasma

Algunas ventajas y desventajas que presenta el proceso de gasificación de la biomasa forestal son:

Ventajas:

- a) Alto rendimiento energético (>80%), en la conversión energética de la biomasa de entrada y la energía de salida del gas de síntesis.
- b) Descomposición de la biomasa en subproductos como el gas de síntesis, material vitrificado y metal.
- c) El gas de síntesis obtenido, por su alto contenido energético, puede ser utilizado como combustible para motores de combustión interna y turbinas de gas.
- d) Eliminación de sustancias residuales contaminantes, como dioxinas, furanos, etc., por el proceso de disociación molecular y vitrificación del residuo final.
- e) La composición del gas del gasificador de plasma contiene menos contaminantes que cualquier tipo de incinerador o gasificador convencional.
- f) El porcentaje de humedad de la biomasa a utilizar es un factor de menor grado que no afecta el rendimiento global del proceso. Se produce vapor si la biomasa contiene demasiada humedad, pero el rendimiento del proceso en general no es afectado significativamente.
- g) La gasificación por plasma se considera como una tecnología limpia, con alto potencial para generar energía eléctrica y otros productos derivados. El caso de estudio emplea la biomasa forestal como fuente de alimentación, pero puede procesarse toda clase de materia biológica y residuos de diferente composición.

Desventajas:

- a) Ya que la gasificación por plasma es una tecnología de años recientes, todavía está en fase experimental y sólo existen algunos casos de aplicación comercial.
- b) El elevado consumo energético para el funcionamiento de la(s) antorcha(s) de plasma es un factor que deberá tomarse en cuenta para la implementación del gasificador de plasma, y por consiguiente de una planta de generación o procesamiento de biomasa.

- c) Por el tipo de proceso empleado (disociación molecular de la masa de entrada), la gasificación por plasma tiene un costo de operación elevado (principalmente por el consumo energético de la antorcha de plasma), al compararlo con plantas de gasificación convencionales u otras tecnologías, como las plantas de combustión.
- d) Requiere uso de catalizador adecuado y en proporción al tipo y cantidad de biomasa a gasificar, para optimizar la reacción térmica
- e) Existen inconvenientes o desacuerdos respecto a cuál tecnología de gasificación por plasma es la más adecuada para el procesamiento de la biomasa vegetal, residuos biológicos, urbanos, tóxicos, etc.), y la energía necesaria para el funcionamiento del gasificador.

2.4.8 Evaluación de la Tecnología de Plasma

La exposición anterior referente a la tecnología de gasificación por plasma muestra que es posible su utilización para generación eléctrica en el rango de estudio (3 – 5 MWe). Lo anterior se concibe por la operación de una planta de gasificación por plasma de biomasa (forestal o mixta) cuyo producto final, “gas de síntesis”, se emplee como combustible para motores de combustión interna o turbinas de gas adaptados para generar la salida de potencia eléctrica requerida.

Esta tecnología es nueva, de años recientes de aplicación, por lo que todavía se encuentra en evaluación, desarrollo, prueba y experimentación. A nivel comercial, sólo existen algunas plantas de procesamiento principalmente para residuos urbanos (*Ej.: Universidad Nacional “Cheng Kung”, Taiwan, que procesa entre 3 y 5 toneladas diarias; en Japón, desarrollada por Hitachi Metals Ltd. y Westinghouse Plasma, procesa 166 toneladas al día*); sin embargo, su aplicación para el caso de estudio con biomasa forestal proveniente de cultivos energéticos, biomasa forestal mixta o residual es factible, y el producto final obtenido es un gas (syngas) de alto contenido energético, limpio, y que después de ser tratado y enfriado puede utilizarse para generación eléctrica.

Nuevas aplicaciones para esta tecnología siempre con biomasa forestal y el uso de un bioreactor son la obtención de un biocombustible como el “etanol”.

La gasificación por plasma presenta muchas ventajas respecto a otros procesos, como la gasificación convencional, la pirolisis o la combustión, aplicables para el procesamiento de la biomasa forestal del caso de estudio, ya que presenta alto rendimiento en la conversión energética de la biomasa de entrada al producto final (gas de síntesis), además, el gas obtenido se considera como un gas “limpio”, ya que por la alta temperatura del proceso y por la disociación molecular consecuente, se elimina del gas la presencia de elementos volátiles y compuestos como las dioxinas, furanos, óxidos de nitrógeno y azufre.

Su aplicación para el desarrollo de una planta de procesamiento de biomasa y generación final de electricidad requerirá de estudios y evaluación, sobre todo por el consumo energético de la(s) antorcha(s) de plasma que el gasificador requiera para procesar la cantidad de biomasa de entrada, y la obtención del gas de síntesis con la consecuente utilización en un motor o turbina para la generación eléctrica del rango deseado.

2.5 EVALUACIÓN PRELIMINAR DE TECNOLOGÍAS DE PROCESAMIENTO DE BIOMASA FORESTAL

En las figuras 2.37 y 2.38 se presenta un cuadro evaluativo preliminar de las tecnologías en estudio resultante de la exposición anterior, con el objeto de visualizar y comparar aspectos como: principales ventajas, desventajas, tipos de tecnologías necesarias, grado de complejidad y grado de aplicación a nivel nacional, para el rango de generación eléctrica en estudio (3-5MWe). Esta información es una síntesis de la exposición que se ha desarrollado para cada tecnología de transformación.

| Tecnología | Ventajas | Desventajas | Tipo de Tecnología Necesaria | Grado de Complejidad | Grado de Aplicación a Nivel Nacional |
|-------------------|--|---|--|----------------------|--------------------------------------|
| Combustión | <ul style="list-style-type: none"> • Tecnología de transformación de biomasa más difundida y utilizada a escala comercial, de la cual se dispone de diversas fuentes para estudios de aplicación. • La tecnología de parrilla fija o móvil es la de mayor desarrollo y actualmente se está difundiendo mayormente el horno de lecho fluidizado y los hornos de pulverización y combustión ciclónica para grandes equipos termoeléctricos. • Empleo con tecnologías combinadas de cogeneración (Ciclo de Rankine caldera-turbina a vapor) y uso del calor residual, lo cual aumenta la eficiencia energética de la planta. | <ul style="list-style-type: none"> • Adecuado manejo de cenizas que se producen en el horno de combustión. • Formación de depósitos debido a la presencia de ceniza y compuestos volátiles en los hornos de combustión, intercambiadores, sistemas de filtro etc., lo cual disminuye en forma global la eficiencia de la planta • Posible presencia de gases como el cloro, azufre y potasio causan deterioro por corrosión en los equipos. • Sensibilidad al contenido de humedad de la biomasa de entrada. • Rendimiento energético global de la planta bajo (20-35%). • Baja densidad energética de la biomasa forestal a utilizar implica elevar los costos de reserva para tener alta disponibilidad de combustible para generación. | Horno de combustión o caldera de lecho fluidizado o de combustión ciclónica. | Bajo-Medio | Alto |

Fig. 2.37 Cuadro evaluativo preliminar de la Tecnología de Combustión.

| Tecnología | Ventajas | Desventajas | Tipo de Tecnología Necesaria | Grado de Complejidad | Grado de Aplicación a Nivel Nacional |
|--------------------------------|--|--|---|----------------------|--------------------------------------|
| Gasificación | <ul style="list-style-type: none"> • Mejor relación de eficiencia en el uso de material biomásico, comparado con el proceso de combustión. • Disminución en el uso relativo de agua, comparando con el esquema de una planta de vapor (ciclo de Rankine). • Posibilidad del uso del gas de síntesis en motores de combustión interna o turbina de gas. | <ul style="list-style-type: none"> • Los gasificadores son sensibles al tamaño y contenido de humedad del combustible biomásico. • Se debe integrar un sistema de remoción de cenizas. • La limpieza de alquitranes que se formen en el proceso de la gasificación es un aspecto crítico de operación. • Para realizar el movimiento del gas desde el gasificador se debe contar con un sistema ventiladores y sopladores. • Acondicionamiento necesario del gas de síntesis antes de utilizarlo en el motor de combustión a través de un sistema de limpieza y enfriamiento. | Gasificador de Biomasa de lecho fluidizado, tipo reactor único, de lecho fluidificado rápido o recirculante. (Pe >2 MWe) | Medio | Medio |
| Pirolisis | <ul style="list-style-type: none"> • Obtención del bio-aceite que puede ser utilizado como biocombustible, sustituyendo en forma eficaz al diesel o al gas natural. • El gas de síntesis es un producto de gran potencial energético para uso en motores de combustión interna o en turbinas de gas. • La pirolisis del "carbón" también es un proceso con alto rendimiento térmico y que ya se lleva a cabo a nivel industrial | <ul style="list-style-type: none"> • Control estricto de variables influyentes en el proceso como la composición de la biomasa, temperatura, presión, velocidad de calentamiento, etc. • La fuente de calor necesaria para llevar a cabo el proceso de pirolisis debe suministrarse en forma independiente. • Los productos líquidos de la pirolisis como el bio-aceite combustible, alcoholes, cetonas, etc., presentan problemas referentes a su composición química por ser corrosivos para motores. | Dependiendo del potencial del producto final para utilización en la planta: <ul style="list-style-type: none"> • Pirolisis de carbonización. • Pirolisis Flash-Líquido. • Pirolisis Flash-Gas. | Medio | Medio |
| Gasificación por Plasma | <ul style="list-style-type: none"> • Alto rendimiento energético (>80%). • Eliminación de sustancias contaminantes (dioxinas, furanos, etc..) por el proceso de disociación molecular. • Alto volumen de rendimiento del gasificador. • tecnología limpia con alto potencial para generación eléctrica. | <ul style="list-style-type: none"> • Tecnología de años recientes todavía en fase experimental y sólo con algunos casos de aplicación comercial. • Uso de catalizador adecuado y en proporción al tipo y cantidad de biomasa. • Elevado consumo energético para el funcionamiento de la antorcha(s) de plasma. • Inconvenientes o desacuerdos respecto a cual tecnología de plasma es la más adecuada para el procesamiento de biomasa de diferentes orígenes. | Gasificador por arco de plasma no transferido o por arco no transferido en conducto de gases. | Alto | Bajo |

Fig. 2.38 Cuadro evaluativo preliminar de las Tecnologías de Gasificación, Pirolisis y Gasificación por Plasma.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 3. CANTIDAD DE POTENCIA INSTALADA CON LA QUE SE OBTIENE LA MAYOR EFICIENCIA PARA CADA TÉCNOLOGÍA, BAJO CONDICIONES ÓPTIMAS.

3.1 GENERALIDADES

En el presente capítulo se efectúa una determinación de la cantidad de potencia instalada (MWe) con la que se obtiene la mayor eficiencia energética para cada tecnología, por medio de un análisis de datos de entrada-salida y una memoria de cálculos de acuerdo a la capacidad de generación en estudio.

La caracterización de la biomasa que va a ser utilizada como combustible es fundamental para la elección del sistema más adecuado de aprovechamiento energético de la misma, ya que algunos parámetros físico-químicos son limitantes a la hora de seleccionar la tecnología a emplear. De igual forma, las variaciones en la composición de la biomasa, tal como el porcentaje (%) de humedad de la misma, repercuten en el rendimiento del proceso y en las pérdidas de la eficiencia energética.

El análisis de los casos para determinar la mayor eficiencia para cada tecnología se efectúa bajo condiciones óptimas de operación a un régimen de 8000 h/año, con almacenamiento de una cantidad de biomasa suficiente para operar sin suministro externo al menos por 50 días, siendo este el periodo de autonomía de la planta.

Se considera para este estudio que la biomasa a procesar procederá de los cultivos energéticos vinculados a la zona de la instalación (%) y restos de podas de zonas forestales aledañas (%). Se supondrá que la biomasa que llegue a la planta pasará por un proceso de transformación mecánico (como el astillado) y posteriormente se almacenará para combustible.

Se han desarrollado para cada tecnología los siguientes aspectos:

- Tipo de tecnología.
- Diagrama o modelo general de la planta.
- Análisis de datos entrada-salida.
- Biomasa necesaria para generación de 3 y 5 MWe.
- Eficiencia global para generación de 3 y 5 MWe
- Cuadro resumen de componentes principales de la planta.
- Ejemplos de instalaciones de plantas.

El objetivo general del capítulo es determinar, a través de los aspectos anteriores y sobre todo del análisis de datos de entrada y salida y de eficiencia global, la tecnología que posee, para el rango de generación en estudio (3 - 5 MWe), la mayor eficiencia en la conversión energética de la energía de la biomasa en potencia eléctrica final, como energía de salida.

A manera de estimar la capacidad energética de la biomasa forestal que se utilizará como energía de entrada, en la figura 3.1 se presenta un cuadro con los principales tipos de biomasa leñosa y su poder calorífico (Kcal/Kg):

| Producto | PCS (kcal/kg) Humedad 0% | PCI a la Humedad x (kcal/kg) | | | |
|---------------------------|-----------------------------|------------------------------|-------|-----|-------|
| | | x | PCI | x | PCI |
| Leñas y Ramas | | | | | |
| Coníferas | 4.950 | 20% | 3.590 | 40% | 2.550 |
| Fronosas | 4.600 | 20% | 3.331 | 40% | 2.340 |
| Serrines y Virutas | | | | | |
| Coníferas | 4.880 | 15% | 3.790 | 35% | 2.760 |
| Fronosas autóctonas | 4.630 | 15% | 3.580 | 35% | 2.600 |
| Fronosas Tropicales | 4.870 | 15% | 3.780 | 35% | 2.760 |
| Corteza | | | | | |
| Coníferas | 5.030 | 20% | 3.650 | 40% | 2.650 |
| Fronosas | 4.670 | 20% | 3.370 | 40% | 2.380 |
| Paja de Cereales | | | | | |
| | 4.420 | 10% | 3.630 | 20% | 3.160 |
| | 4.420 | 30% | 2.700 | | |
| Residuo de Campo | | | | | |
| | 4.060 | 10% | 3.310 | 15% | 3.090 |

Fig. 3.1. Tabla de poderes caloríficos típicos de diferentes tipos de Biomasa Forestal y Residual.
(Fuente: Documento: "Diseño de una central de biomasa 1 MW-2 MW", Autor: Gerard Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>).

La transformación energética como materia prima de la biomasa forestal a través de los procesos termoquímicos y los productos para aplicación final se muestran en la figura 3.2.

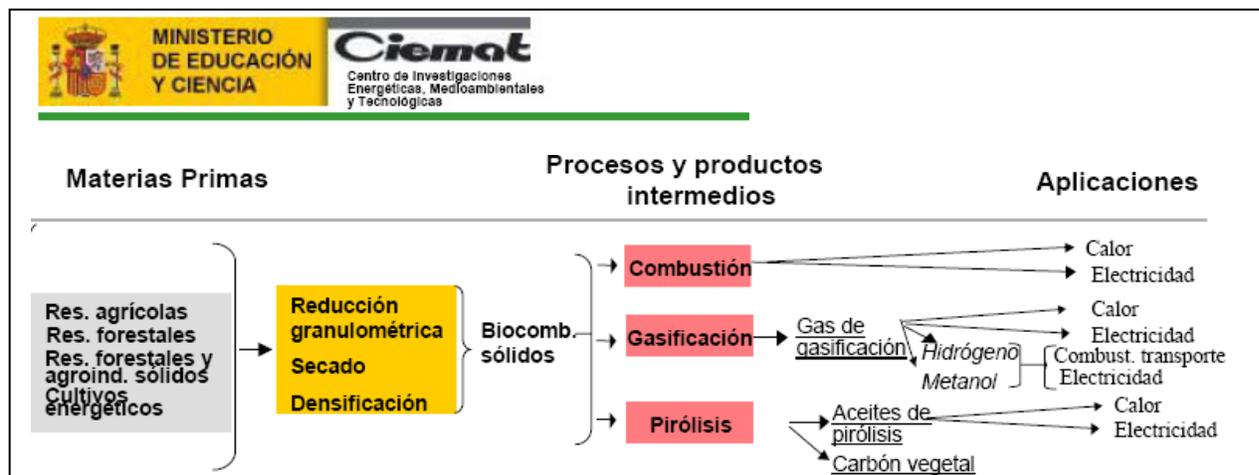


Fig. 3.2. Etapas de procesamiento de la biomasa y aplicación final.
(Fuente: www.ciemat.es/).

3.2 TECNOLOGÍA DE COMBUSTIÓN

Esta tecnología consiste en una combustión integrada en un ciclo de vapor que puede alcanzar rendimientos entre el 18 y 30 % y capacidades máximas hasta 50 MWe en generación. Para el caso de estudio, en el rango de 3 a 5 MWe de capacidad, se indica que un “combustor tipo ciclónico vertical” en conjunto con el ciclo térmico de vapor a alta presión es el más apropiado, tal como se aprecia en la tabla de rangos de capacidad de generación (Fig.3.3).

De acuerdo al rango de potencia estimada (3-5 MWe) para la tecnología de combustión, se obtienen los datos mostrados en las figuras 3.3 y 3.4:

| Rangos de capacidad de los equipos | Tecnologías de combustión/fabricante | Rendimiento energético máximo | Costos de inversión comparativos | Necesidad de limpieza del gas de chimenea |
|--|--|-------------------------------|----------------------------------|---|
| De 33 MW _{th} y max. 10 MW _e a 63 MW _{th} y max. 20 MW _e | Combustor de parrilla GeKa | 88% | Bajos | Tratamiento de los gases necesario en algunos casos |
| De 33 MW _{th} y max. 10 MW _e a 63 MW _{th} y max. 20 MW _e | Combustor de lecho fluidizado Babcock Borsari Power Austrian Energy | 92-94% | Altos | No es preciso tratamiento |
| De 15 MW _{th} a 35 MW _{th} | Combustor de lecho fluidizado Ahlstrom/Finland | 92-94% | Altos | No es preciso tratamiento |
| De 1 MW _{th} y max. 200 KW _{el} a 20 MW _{th} y max. 6 MW _e | Combustor ciclónico vertical BTU Cottbus, BBP IK Peitz, ERI | 94% | Medios | No es preciso tratamiento |
| N.D. | Combustor de combustible pulverizado Schoppe | 94% | Medios-altos | Tratamiento de los gases necesario en algunos casos |
| 18 MW _{th} | Tecnología combinada parrilla/combustible pulverizado Fa. Weiss Dillenburg | 94% | Altos | Tratamiento de los gases necesario en algunos casos |

Fig. 3.3. Tabla de rangos de capacidad de generación por tecnología de combustión.

Fuente: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas “Ciemat”, www.ciemat.es/

Para el rango de generación en estudio (3-5 MWe) y de acuerdo a la tabla de clasificación anterior, la tecnología de combustión a utilizar sería la siguiente:

| Rangos de Capacidad | Tecnología de combustión/fabricante | Rendimiento energético máximos | Coste de inversión comparativos | Necesidad de Limpieza del gas de chimenea |
|---|--|--------------------------------|---------------------------------|---|
| De 1MW _{th} y mas 200KW _{elect.} a 20 MW _{th} y max. 6MW _{elect.} | Combustor ciclónico vertical (BTU cottbus BBP IK Peitz, ERI) | 94% | Medios | No es preciso tratamiento |

Fig. 3.4. Tabla de rangos de capacidad, rendimiento, costos y necesidad de limpieza.

(Fuente: www.ciemat.es/).

La tecnología de combustión en la planta de biomasa, utiliza como base de operación el “Ciclo de Rankine”, el cual se presenta en la figura 3.5:

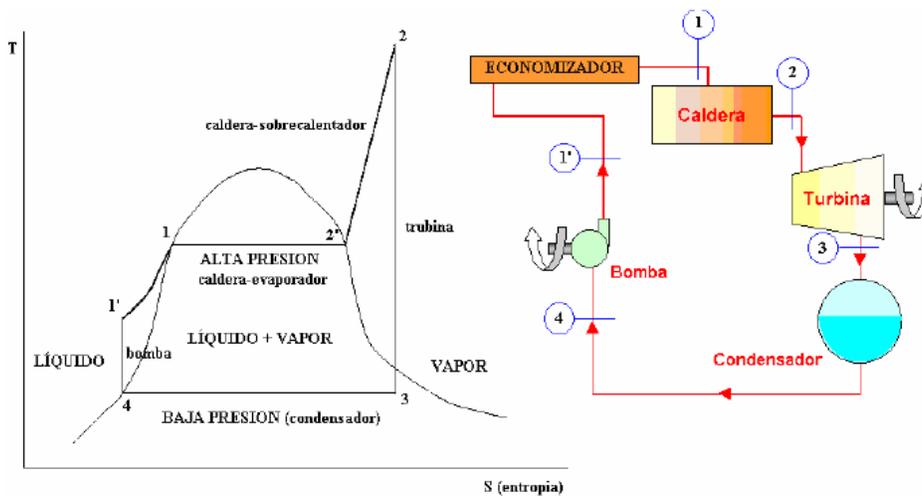


Fig. 3.5. Modelo del Ciclo de Rankine (Turbina de Vapor) y diagrama T-S (temperatura-entropía) en el proceso de generación eléctrica. (Fuente: Documento: “Diseño de una central de biomasa 1 MW-2 MW”, Autor: Gerard Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>).

De acuerdo al diagrama anterior, el Ciclo de Rankine está compuesto por cuatro etapas básicas:

- 1-2 Adición de Calor (caldera u horno).
- 2-3 Expansión isentrópica (adiabática) en turbina de vapor.
- 3-4 Extracción de calor (condensador).
- 4-1' Compresión isoentrópica (bomba), precalentamiento en economizador de caldera.

3.3 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA

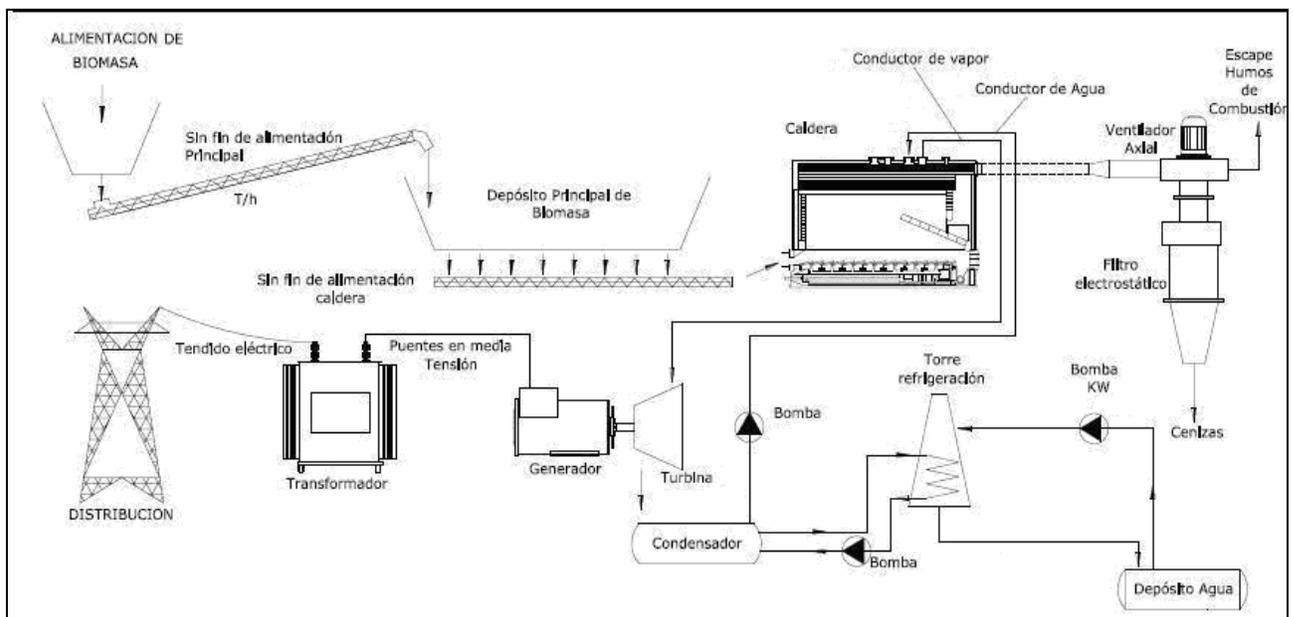


Fig. 3.6 Modelo general de la planta de combustión de biomasa. (Fuente: Documento: “Diseño de una central de biomasa de 1 MW ampliable a 2 MW”, Autor: Gerardo Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>).

3.4 ANÁLISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (COMBUSTIÓN)

Modelo teórico de análisis:

□ Turbina de vapor:

Utilizando algunas condiciones de referencia en instalaciones industriales y dentro del rango de generación estimado (3-5MWe), con un gasto de vapor inferior a 45 T/h, la presión máxima de generación se encontraría en 56 bares y la máxima temperatura en 450°C. Esta condición de entrada de vapor en la turbina esta clasificada en la tabla de la figura 3.7:

| Presión (bar) | Temperatura (°C) | Instalaciones de hasta (KW) |
|---------------|------------------|-----------------------------|
| 27 | 400 | 200 |
| 36 | 415 | 500 |
| 45 | 460 | 5000 |
| 62 | 482 | 10000 |

Fig. 3.7. Estado de vapor en la entrada de la turbina.

(Fuente: Documento: "Diseño de una central de biomasa 1 MW-2 MW", Autor: Gerard Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>)

La expresión de potencia generada en una turbina de vapor viene dada por:

$$Pe = q(he - hs)$$

En donde:

$$Pe = \text{Potencia eléctrica} \left[\frac{kJ}{seg} \right]$$

$$q = \text{Caudal de flujo másico} \left[\frac{kg}{seg} \right]$$

$$h_e = \text{Entalpía específica de entrada} \left[\frac{kJ}{Kg} \right]$$

$$h_s = \text{Entalpía específica de salida} \left[\frac{kJ}{Kg} \right]$$

Modelo del Ciclo de Rankine utilizado y puntos de trabajo (ver figuras 3.8 y 3.9):

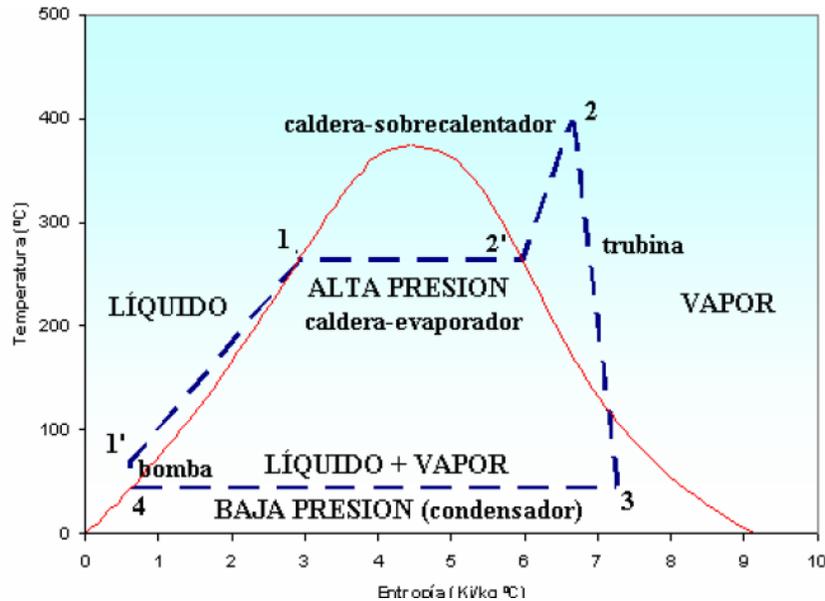


Fig. 3.8. Condiciones de entrada y salida (puntos de trabajo en el ciclo de Rankine), para una turbina con una presión y temperatura de entrada de 49.2bar y 399°C.

(Fuente: Documento: "Diseño de una central de biomasa 1 MW-2 MW", Autor: Gerard Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>).

| PUNTO 1' | | |
|------------------------------|--------|------------|
| <i>Líquido sub-enfridado</i> | | |
| T | 45,16 | [°C] |
| P | 49,2 | [bar] |
| H | 193,38 | [Kj/Kg] |
| S | 0,638 | [Kj/kg °C] |

| PUNTO 1 | | |
|-------------------------|------|------------|
| <i>Líquido saturado</i> | | |
| T | 263 | [°C] |
| P | 49,2 | [bar] |
| H | 1150 | [Kj/Kg] |
| S | 2,91 | [Kj/kg °C] |

| PUNTO 2' | | |
|-----------------------|------|------------|
| <i>Vapor saturado</i> | | |
| T | 263 | [°C] |
| P | 49,2 | [bar] |
| H | 2795 | [Kj/Kg] |
| S | 5,98 | [Kj/kg °C] |

| PUNTO 2 | | |
|-----------------------------|------|------------|
| <i>Vapor sobrecalentado</i> | | |
| T | 399 | [°C] |
| P | 49,2 | [bar] |
| H | 3195 | [Kj/Kg] |
| S | 6,65 | [Kj/kg °C] |

| PUNTO 3 | | |
|-----------------------------|------|------------|
| <i>Vapor sobrecalentado</i> | | |
| T | 45 | [°C] |
| P | 0,1 | [bar] |
| H | 2101 | [Kj/Kg] |
| S | 7,25 | [Kj/kg °C] |

| PUNTO 4 | | |
|-------------------------|-------|------------|
| <i>Líquido Saturado</i> | | |
| T | 45 | [°C] |
| P | 0,1 | [bar] |
| H | 188 | [Kj/Kg] |
| S | 0,638 | [Kj/kg °C] |

Fig. 3.9. Puntos de trabajo del ciclo de Rankine analizado.

(Fuente: Documento: "Diseño de una central de biomasa 1 MW-2 MW", Autor: Gerard Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>).

Para el caudal de vapor, en el caso de una salida de potencia de 5MW se tiene:

$$5000 \left[\frac{Kj}{seg} \right] = q(he - hs)$$

Con

$$q = \frac{5000}{(he - hs)} = \frac{5000}{(3195 - 2101)} = 4.57 \left[\frac{kg}{seg} \right]$$

$$q = 4.57 \left[\frac{kg}{seg} \right] \cdot \left[\frac{3600seg}{1h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000kg} \right] = 16.45 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Para el caso de 3MW, se realiza un cálculo similar, indicando un caudal de:

$$q = \frac{3000}{(he - hs)} = \frac{3000}{(3195 - 2101)} = 2.74 \left[\frac{kg}{seg} \right]$$

$$q = 2.74 \left[\frac{kg}{seg} \right] \cdot \left[\frac{3600seg}{1h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000kg} \right] = 9.86 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Los valores anteriores indican que para el caso en estudio, una salida de 5MW requerirá un caudal de vapor de $16.45 \left[\frac{T}{h} \right]$, y para una salida de 3MW un caudal de $9.86 \left[\frac{kg}{h} \right]$

En virtud de que el rendimiento de la “caldera” es inferior al 100%, este se estima a un 90%, por lo que los valores anteriores de caudal másico, de acuerdo a cada salida de potencia serían los siguientes:

$$18.1 \left[\frac{T}{h} \right] \text{ Para una salida de potencia en la turbina de 5MW}$$

$$10.85 \left[\frac{T}{h} \right] \text{ Para una salida de potencia en la turbina de 3MW}$$

Características del modelo de turbina de vapor multi-etapa utilizada (ver figura 3.10):

Allen Steam Turbines and NG Metalúrgica
Partners in Power





NG Allen single and multi-stage steam turbines are configured in six distinct series:
M Series, available in back pressure or condensing types, designed for medium inlet steam conditions up to 45 bara/450°C.

M Series

| Type | Back pressure | | | | | |
|------------------------|---------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Model | MB 350 | MB 420 | MB 510 | MB 630 | MB 750 | MB 900 |
| Maximum Power | 7,000 kW | 10,000 kW | 15,000 kW | 22,000 kW | 35,000 kW | 42,000 kW |
| Rated Speed | 11,500 rpm | 9,250 rpm | 8,000 rpm | 6,500 rpm | 5,800 rpm | 4,750 rpm |
| Max. Inlet Pressure | 45 bara | 45 bara | 45 bara | 45 bara | 45 bara | 45 bara |
| Max. Inlet Temperature | 450°C | 450°C | 450°C | 450°C | 450°C | 450°C |
| Max. Exhaust Pressure | 22 bara | 22 bara | 22 bara | 22 bara | 22 bara | 22 bara |
| Inlet Flange | 2 x 150 mm | 2 x 200 mm | 2 x 200 mm | 2 x 250 mm | 2 x 300 mm | 2 x 350 mm |
| Exhaust Flange | 400 mm | 500 mm | 600 mm | 760 mm | 900 mm | 1070 mm |

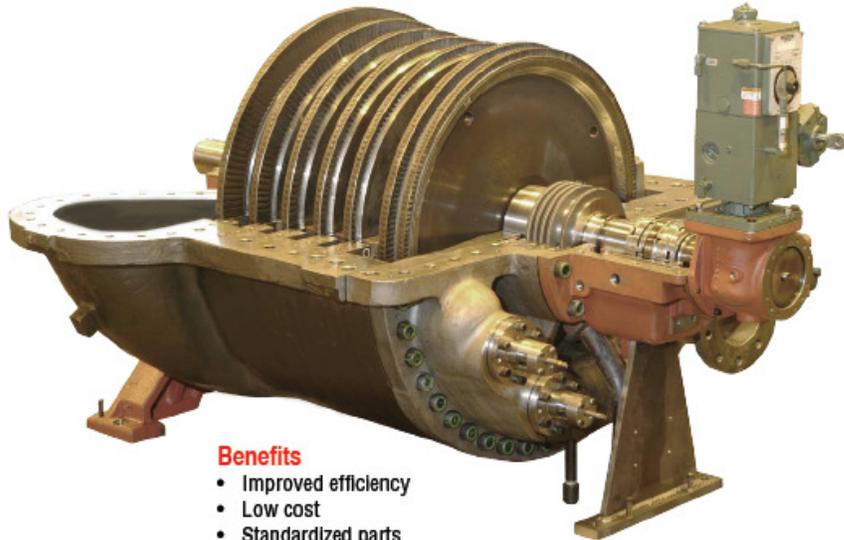
Fig. 3.10. Tipos de Turbina de Vapor (capacidad máxima a escoger de 7000 KW., con valores máximos de presión y temperatura de 45 bar, 450°C).

(Fuente: http://www.weirallensteamturbines.com/products_services/steam_turbine_products/)

Modelos opcionales de turbinas de vapor multi-etapa:

A) Elliott Multi YR Turbine (Fig. 3.11)

ELLIOTT MULTI YR TURBINE ... produce more power without additional steam consumption



For improved steam consumption, Elliott engineers designed the Multi-YR Turbine product line. This design combines the reliability and parts interchangeability of our popular single-stage YR turbine with the power and efficiency of our traditional multistage turbines. Because the Multi-YR produces more horsepower without additional steam, it can be mounted in many areas where single-stage steam turbines are currently operating. Multi-YR turbines are available up to 10,000 hp (7500 kW).

Benefits

- Improved efficiency
- Low cost
- Standardized parts
- Flexibility to meet customer needs
- Meets the demanding standards of API 611 and API 612

General specifications English/Metric

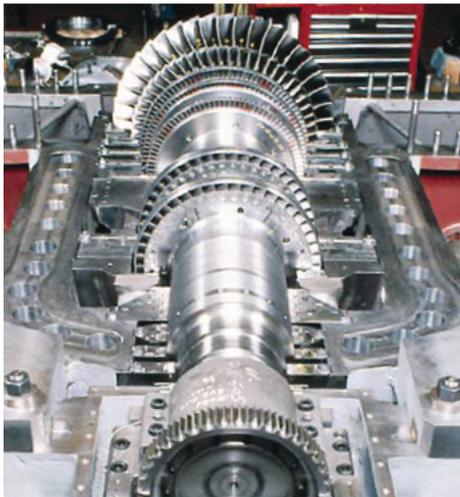
| Frame | 2DYR3 | 2DYR5 | 2DYR7 |
|-------------------------------------|------------------------|------------------------|---------------|
| Inlet Pressure (psig/bar) | to 900/62 | to 900/62 | to 900/62 |
| Inlet Temperature (°F/°C) | to 900/482 | to 900/482 | to 900/482 |
| Exhaust Pressure (psig/bar) | Condensing to 250/17.2 | Condensing to 250/17.2 | Condensing |
| Wheel Pitch Diameter (in./mm) | 28/710 | 28/710 | 28/710 |
| Maximum Speed (rpm) | 8500 | 8500 | 7000 |
| Maximum Number of Stages | 4 | 6 | 9 |
| Inlet Sizes (ANSI, in.) | 4, 6, 8, 10 | 4, 6, 8, 10 | 4, 6, 8, 10 |
| Exhaust Sizes (ANSI, in.) | 14, 24, 30 | 14, 24, 30 | 30, 36, 42 |
| Power (hp/kW) | to 5000/3730 | to 7000/5222 | to 10000/7500 |
| Approximate Shipping Weight (lb/kg) | to 9500/4310 | to 10000/4535 | to 17000/7710 |

Fig. 3.11. Tipos de Turbina de Vapor (capacidad máxima a escoger entre 3700 y 7500 KW., con valores máximos de presión y temperatura de 62 bar, 482°C).

(Fuente: <http://www.elliott-turbo.com/Files/Admin/Literature/yr%20steam%20turbines.pdf>)

B) Multi-stage Mechanical-drive Steam Turbines (Fig.3.12)

Turbinas a vapor multietapa de accionamiento mecánico



La confiabilidad comprobada y la alta eficiencia hacen de las turbinas a vapor multietapa de accionamiento mecánico Dresser-Rand los socios vitales en las industrias de procesos. Los altos costos de materias primas y conversión de energía exigen que la eficiencia y confiabilidad de la turbina se tome en consideración.

La línea industrial de turbinas a vapor multietapas de Dresser-Rand le ayuda a cumplir con una variedad de necesidades energéticas en ambientes industriales. Estas turbinas operan a velocidades de hasta 17.000 RPM, con condiciones de entrada de vapor de hasta 2.000 psig (138 bar) a 1.000°F (538°C) y condiciones de descarga de hasta 300 psig (21 bar).

INDUSTRIAS ATENDIDAS

- Gas y petróleo
- Energía
- Azucarera
- Etanol
- Papelera
- Educación (universidades)
- Municipalidades
- Médica
- Elaboración de alimentos y bebidas
- Petroquímica

APLICACIONES DE ACCIONAMIENTO MECÁNICO

- Compresores
- Enfriadores (aire acondicionado)
- Bombas de agua de alimentación de caldera (y otros)
- Equipos de molienda

CAPACIDADES ENERGÉTICAS

- Desde 670 HP (500 kW) hasta 94.000 HP (70 MW)
- Temperaturas de entrada de hasta 1.050°F (566°C)
- Presiones de entrada de hasta 2.000 psig (138 bar)
- Presiones de escape desde 0,5 HgA hasta 800 psig (55 bar)
- 3.000 a 17.000 RPM

CAPACIDADES DE DISEÑO

- Entrada mediante válvula única y válvulas múltiples
- Extracción controlada
- Extracción/condensación
- Inducción por presión mixta
- Especificaciones API 611 y 612
- Reguladores mecánicos y electrónicos
- Controles de supervisión remota

Fig. 3.12. Modelo de Turbina de Vapor (rango de capacidad entre 0.5MW y 70MW, con valores máximos de presión y temperatura de 138bar, 556°C)

(Fuente: <http://www.dresser-rand.com/products/steam/multistage/>)

□ Caldera (economizador, evaporador y sobrecalentador):

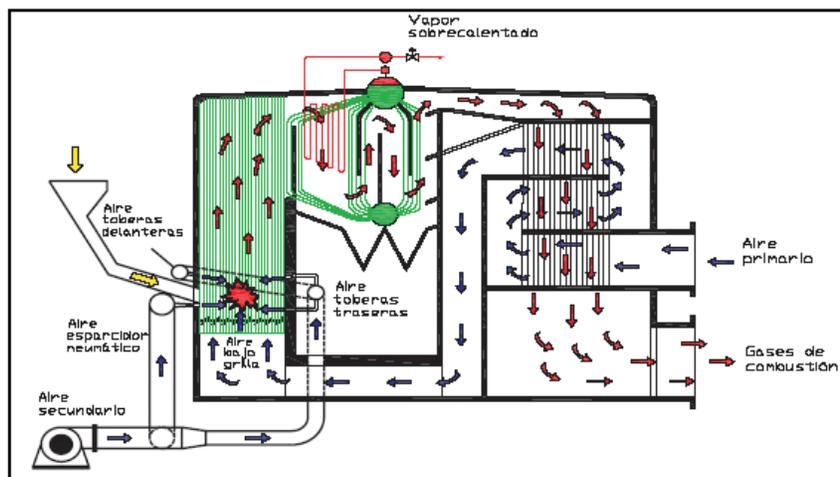


Fig. 3.13. Modelo de caldera con sistema de economizador, evaporador y sobrecalentador.

(Fuente: <http://www.scielo.org.ar>)

La expresión de la potencia para generar el caudal de vapor necesario en la caldera viene dada por:

$$P = q(h_s - h_e)$$

P = Potencia para generar el caudal de vapor $\left[\frac{kJ}{seg} \right]$

q = Caudal de flujo másico $\left[\frac{kg}{seg} \right]$

h_e = Entalpía específica del líquido de entrada $\left[\frac{kJ}{Kg} \right]$

h_s = Entalpía específica del vapor de salida $\left[\frac{kJ}{Kg} \right]$

Por lo que, para el caso de generación a 5MW:

$$P = 4.57 \left[\frac{kg}{seg} \right] (3195 - 193.38) \left[\frac{kJ}{kg} \right] = 13717.40 \left[\frac{kJ}{seg} \right] = 13717.40 [Kw]$$

Y para el caso de generación para 3MW:

$$P = 2.74 \left[\frac{kg}{seg} \right] (3195 - 193.38) \left[\frac{kJ}{kg} \right] = 8224.44 \left[\frac{kJ}{seg} \right] = 8224.44 [Kw]$$

Y tomando en cuenta una combustión de la biomasa como combustible gaseoso hasta los 1200°C, se procede entonces al cálculo del “caudal de humos” que se obtendrá de la combustión, de acuerdo a la potencia de generación de vapor anteriormente calculada, de esta forma:

$$P = q_{humos} \cdot C_{pm} \cdot ({}^\circ K_{ent} - {}^\circ K_{sal})$$

C_{pm} = Calor específico a presión constante

$$C_{pm} = C_{p1200} + C_{p200}$$

${}^\circ K_{ent} - {}^\circ K_{sal}$ = Gradiente o diferencial de temperatura entre la entrada y salida de humos

$$0^\circ C = 273^\circ K$$

$$200^\circ C = 473^\circ K$$

$$1200^\circ C = 1473^\circ K$$

El valor del calor específico a presión constante para los gases de combustión de la biomasa forestal se obtiene de la tabla de la figura 3.14:

PROPIEDADES TERMODINÁMICAS DE GASES DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA FORESTAL
 EN ESTADO DE GAS PERFECTO ($c=52,6\%$; $h=7,0\%$; $H_u=16747,2$ kJ/kg combustible)
 aire=2,0000; aire (min) = 8,435 kg/kg combustible; $M=29,063$ kg/kmol
 $m_c = 1,6640$ kg combustible/kmol humos; $m_c \cdot H_u = 27866,9$ kJ/kmol humos
 Exergías referidas a $t_a = 20$ °C y $p_a = 1$ bar

| temperatura absoluta T | capacidad calorífica $c_v \Big _0$ kJ/kgK | capacidad calorífica $c_p \Big _0$ kJ/kgK | energía interna $u=c_v \cdot T$ kJ/kg | entalpía específica $h=c_p \cdot T$ kJ/kg | entropía absoluta a 1 bar $s_{p=1bar}$ kJ/kgK | exergía entálpica a 1 bar $e_{p=1bar}$ kJ/kg |
|-----------------------------|---|---|---|---|--|---|
| 473 | 0,7412 | 1,0273 | 350,6 | 485,9 | 7,233 | 42,4 |
| 520 | 0,7452 | 1,0313 | 387,5 | 536,3 | 7,335 | 62,7 |
| 570 | 0,7498 | 1,0359 | 427,4 | 590,4 | 7,434 | 87,9 |
| 620 | 0,7548 | 1,0408 | 467,9 | 645,3 | 7,527 | 115,5 |
| 670 | 0,7602 | 1,0463 | 509,3 | 701,0 | 7,613 | 146,0 |
| 720 | 0,7657 | 1,0518 | 551,3 | 757,3 | 7,694 | 178,4 |
| 770 | 0,7714 | 1,0575 | 594,0 | 814,3 | 7,770 | 213,2 |
| 820 | 0,7773 | 1,0633 | 637,4 | 871,9 | 7,843 | 249,5 |
| 870 | 0,7833 | 1,0694 | 681,5 | 930,4 | 7,912 | 287,6 |
| 920 | 0,7893 | 1,0754 | 726,2 | 989,4 | 7,978 | 327,2 |
| 970 | 0,7953 | 1,0814 | 771,4 | 1048,9 | 8,041 | 368,4 |
| 1020 | 0,8012 | 1,0873 | 817,3 | 1109,1 | 8,102 | 410,8 |
| 1070 | 0,8072 | 1,0933 | 863,7 | 1169,9 | 8,159 | 454,6 |
| 1120 | 0,8131 | 1,0992 | 910,7 | 1231,1 | 8,215 | 499,5 |
| 1170 | 0,8188 | 1,1049 | 958,0 | 1292,8 | 8,269 | 545,4 |
| 1220 | 0,8245 | 1,1106 | 1005,9 | 1354,9 | 8,321 | 592,3 |
| 1270 | 0,8301 | 1,1162 | 1054,3 | 1417,6 | 8,371 | 640,3 |
| 1320 | 0,8355 | 1,1216 | 1102,9 | 1480,5 | 8,420 | 689,0 |
| 1370 | 0,8407 | 1,1268 | 1151,8 | 1543,7 | 8,467 | 738,4 |
| 1420 | 0,8459 | 1,1319 | 1201,1 | 1607,4 | 8,512 | 788,8 |
| 1470 | 0,8509 | 1,1370 | 1250,9 | 1671,4 | 8,555 | 840,3 |

Fig. 3.14. Tabla de las propiedades termodinámicas de los gases de combustión de la biomasa forestal. (Fuente: Documento: "Diseño de una central de biomasa 1 MW-2 MW", Autor: Gerard Aldoma Peña, Universidad de Rovira y Virgili, <http://www.urv.cat/>) Software "Progases", programa desarrollado por el profesor José Agüera Soriano (Departamento de Química Física y Termodinámica Aplicada de la Universidad de Córdoba, España).

$$C_{pm} = C_{p_{1473}} + C_{p_{473}} = 1.137 + 1.02 = 2.157 \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right]$$

$$q_{humos(5000KW)} = \frac{13717.40 \left[\frac{kJ}{seg} \right]}{2.157 \left[\frac{kJ}{kg \cdot K} \right] \cdot (1473 - 473) [K]} = 6.36 \left[\frac{kg}{seg} \right]$$

El modelo de la caldera de biomasa y las características técnicas de la misma, para el rango de generación en estudio (3-5 MW) se presentan en las figuras 3.18 y 3.19:



Fig. 3.15. Caldera de combustión de biomasa
(Fuente: Fuente: Documento "Plantas de Biomasa", autor: Natalia Fernández Castaño, 2010, <http://www.renovetec.com/> , www.limpiezastecnicasindustriales.com)

| Características técnicas de la caldera de biomasa | |
|--|-----------------------------------|
| Producción de vapor (Kg/hr.): | 16,452 (5MW); 9,864 (3MW) |
| Presión máxima de vapor (bar): | 60bar (Operación nominal a 45bar) |
| Temperatura máxima de vapor (°C): | 500°C (Operación nominal a 450°C) |
| Caudal máximo de humos(Kg/seg) | 6.36 (para 5MW) |
| Tipo de vapor: | Saturado |
| Potencia calorífica (KW) | 13,717.40 (5MW); 8,224.44 (3MW) |
| Temperatura a la salida(Vapor sobrecalentado, °C): | 399°C |
| Rendimiento (%): | 90% |

Fig. 3.16 Características técnicas de la caldera de biomasa a utilizar (3-5 MW)
(Fuente: Calculo desarrollado de caldera de biomasa para potencias de 3 y 5 MW)

□ **Bomba de impulsión**

Con base al ciclo de Rankine utilizado se tiene que la potencia de la bomba de impulsión de flujo es:

$$W = \frac{(P_{Alta} - P_{baja}) \cdot q_{ciclo}}{1000 \cdot \eta_{bomba} \cdot \rho_{liquido}}$$

$$P_{\text{alta}} = \text{Presión de vaporización del fluido de trabajo} \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

$$P_{\text{baja}} = \text{Presión de condensación del fluido de trabajo} \left[\frac{N}{m^2} \right]$$

$$Q_{\text{ciclo}} = \text{Caudal de trabajo del ciclo} \left[\frac{kg}{seg} \right]$$

$$\eta_{\text{bomba}} = \text{Rendimiento de la bomba} [\%]$$

$$\rho_{\text{liquido}} = \text{Densidad del líquido de trabajo} \left[\frac{m^3}{Kg} \right]$$

De donde se calcula que:

$$W_{\text{bomba}(5000kW)} = \frac{(49.2 - 0.1)(100000)(4.57)}{1000(0.8)(1000)} = 28.05 [Kw]$$

$$W_{\text{bomba}(3000kW)} = \frac{(49.2 - 0.1)(100000)(2.74)}{1000(0.8)(1000)} = 16.82 [Kw]$$

□ **Condensador:**

La potencia que debe disipar el condensador se calcula de:

$$P_{\text{condensador}} = q_{\text{vapor}}(h_e - h_s)$$

$$P_{\text{condensador}} = \text{Potencia del condensador} [Kw]$$

$$q_{\text{vapor}} = \text{Caudal de vapor} \left[\frac{kg}{seg} \right]$$

$$h = \text{Entalpía específica del vapor} \left[\frac{kJ}{Kg} \right]$$

$$P_{\text{condensador}(5MW)} = 4.57 \left[\frac{\text{kg}}{\text{seg}} \right] (2101 - 188) \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right] = 8,742.41 [\text{Kw}]$$

$$P_{\text{condensador}(3MW)} = 2.74 \left[\frac{\text{kg}}{\text{seg}} \right] (2101 - 188) \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right] = 5,241.62 [\text{Kw}]$$

□ **Rendimiento del Ciclo de Rankine para potencias de 5 MW y 3 MW:**

El rendimiento del ciclo de Rankine viene dado por la siguiente expresión:

$$\eta_{\text{Rankine}} = \frac{(P_{E.NETA})}{P_{\text{Rankine}}} \cdot 100$$

En donde:

$$(P_{E.NETA}) = W_{\text{turbina}} - W_{\text{consumida(bomba)}}$$

Para el caso de 5MW:

$$(P_{E.NETA}) = 5000 [\text{Kw}] - 28.5 [\text{Kw}] = 4971.5 [\text{Kw}]$$

$$P_{\text{Rankine}} = P_{\text{caldera}} = 13717.40 [\text{Kw}]$$

Por lo que:

$$\eta_{\text{Rankine}} = \frac{4971.5 [\text{Kw}]}{13717.40 [\text{Kw}]} \cdot 100 = 36.24\%$$

Para el caso de 3MW:

$$(P_{E.NETA}) = 3000 [\text{Kw}] - 16.82 [\text{Kw}] = 2983.18 [\text{Kw}]$$

$$P_{\text{Rankine}} = P_{\text{caldera}} = 8224.44 [\text{Kw}]$$

Por lo que:

$$\eta_{Rankine} = \frac{2983.18 [Kw]}{8224.44 [Kw]} \cdot 100 = 36.27 \%$$

□ **BIOMASA NECESARIA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MW:**

El cálculo de la biomasa necesaria para la planta de combustión toma en cuenta el poder calorífico inferior de la biomasa forestal utilizada. (Tabla de poderes caloríficos de biomasa forestal y residual). Procediendo de la siguiente forma:

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 \text{ Kcal/h}$$

PCI_{biomasa forestal} = 3600 (Kcal/kg); valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%

$$1 \text{ Kcal} = 4187 \text{ j}$$

$$\text{Biomasa} \left[\frac{Kg}{h} \right] = \frac{\text{PotenciaNecesaria} [Kw]}{PCI \left[\frac{Kcal}{Kg} \right]}$$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187 [Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

$$\text{Potencia_necesaria(caldera)} \left[\frac{Kj}{h} \right] = 13717.40 [Kw] \cdot \left[\frac{860 [kcal/h]}{1Kw} \right] \cdot \left[\frac{4.187 [Kj]}{1Kcal} \right] = 49,392,447.94 \left[\frac{Kj}{h} \right]$$

$$\text{Biomasa} \left[\frac{Kg}{h} \right] = \frac{49,392,447.94 \left[\frac{Kj}{h} \right]}{15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]} = 3,276.88 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000 [Kg]} \right] = 3.27 \left[\frac{T}{h} \right]$$

$$\text{Biomasa}(5MW) \left[\frac{T}{h} \right] = 3.27 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Con un rendimiento estimado en la caldera del 90%:

$$Biomasa(5MW) \left[\frac{T}{h} \right] = \left[\frac{3.27 \left[\frac{T}{h} \right]}{0.9} \right] = 3.63 \left[\frac{T}{h} \right]$$

- Para una potencia de **3000 Kw:**

$$Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \frac{PotenciaNecesaria [Kw]}{PCI \left[\frac{Kcal}{Kg} \right]}$$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187 [Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

$$Potencia_necesaria(caldera) \left[\frac{Kj}{h} \right] = 8224.44 [Kw] \cdot \left[\frac{860 [kcal/h]}{1Kw} \right] \cdot \left[\frac{4.187 [Kj]}{1Kcal} \right] = 29,614,728.04 \left[\frac{Kj}{h} \right]$$

$$Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \frac{29,614,728.04 \left[\frac{Kj}{h} \right]}{15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]} = 1964.75 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000 [Kg]} \right] = 1.97 \left[\frac{T}{h} \right]$$

$$Biomasa(3MW) \left[\frac{T}{h} \right] = 1.97 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Con un rendimiento estimado en la caldera del 90%:

$$Biomasa(3MW) \left[\frac{T}{h} \right] = \left[\frac{1.97 \left[\frac{T}{h} \right]}{0.9} \right] = 2.18 \left[\frac{T}{h} \right]$$

3.5 EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

La determinación de la eficiencia global necesaria para la planta de combustión con generación eléctrica entre 3 y 5 MWe se efectúa tomando en cuenta la salida energética (MWh) y la entrada energética necesaria de biomasa (T/h) utilizando poder calorífico inferior (PCI) de la biomasa forestal en consideración, procediendo de la siguiente forma:

$$\eta_{global(planta_Combustión)} = \left[\frac{Energía_Salida}{Energía_Entrada} \right]$$



- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 \text{ Kcal/h}$$

$PCI_{(biomasa\ forestal)} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$; valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%.

$$1 \text{ Kcal} = 4187 \text{ J}$$

$$1KWh = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

$$Energía_salida[Mj] = 5000[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 18,000[Mj]$$

$$Energía_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 3,630 \left[\frac{Kg}{h} \right] \times 1[h] = 54,715.72[Mj]$$

Ya que ésta es la energía de entrada, considerando sólo la salida de potencia mecánica en el eje de la turbina, ahora para una salida eléctrica de 5MWe se tomaría en cuenta la eficiencia del sistema “*turbina de vapor-generador*” expresada como: $\eta_{(sistema)} = \eta_{turbina} \times \eta_{generador}$, y con valores estimados para los modelos de 0.9 ($\eta_{turbina}$) y 0.85($\eta_{generador}$); entonces la eficiencia del sistema será de: $0.9 \times 0.85 = 0.77$ o del 77%, Por lo que este factor deberá tomarse en cuenta como incremento a la entrada de potencia térmica proporcionada por la caldera y al redimensionamiento del sistema turbina de vapor-generador para proporcionar la salida de potencia eléctrica adecuada.

Para los propósitos del presente trabajo, se asumirá una eficiencia ideal del sistema “*turbina de vapor-generador*”, con los cálculos realizados anteriormente, para obtener una salida de 5 MWe

$$\eta_{global(planta_Combustión)} = \left[\frac{18,000[Mj]}{54,715.72[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(planta_Combustión_5MWe)} = 32.90\%}$$

La eficiencia global de la planta de combustión con el conjunto “*caldera-turbina de vapor-generador eléctrico*” calculado, considera sólo la salida de potencia eléctrica, sin embargo, si se utiliza la

recuperación térmica de la turbina (vapor sobrecalentado), esta salida de potencia aportaría energía a la planta (a través de una segunda turbina o arreglo generador) y por consiguiente lograría una mejora en su eficiencia global

De esta forma, si se utiliza la salida con recuperación térmica del vapor proporcionado por la caldera (13.717 MW) al 40% (valor estimado para plantas con recuperación), esto proporcionaría 5,486.8. MW_{Th}. De esta forma, la energía térmica de salida recuperada sería de:

$$Energia_salida[Mj] = 5,486.8[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 19,752.48[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica, se tiene que:

$$Energia_salida_{(eléctrica_térmica)}[Mj] = 18,000[Mj] + 19,752.48[Mj] = 37,752.48[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_Combustión)} = \left[\frac{37,752.48[Mj]}{54,715.72[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global(Planta_combustión_5MWe_Turbina\ Vapor(recuperación_térmica))} = 68.99\%$$

□ Para una potencia de **3000 Kw** se tiene lo siguiente:



$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 2,180 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 32,860.58[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_Combustión)} = \left[\frac{10,800[Mj]}{32,860.58[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global(planta_Combustión_3MWe)} = 32.87\%$$

Y considerando el porcentaje de recuperación térmica para la turbina de vapor empleada del 40%, con una energía de entrada proporcionada por la caldera de biomasa de 8.244 MW_{th} a plena potencia, esta recuperación sería de 3.29 MW_{Th}, con un factor unitario de utilización adaptado a la salida de potencia requerida. De esta forma la energía térmica de salida recuperada para la unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 3290[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 11,844[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica, se tiene que:

$$Energia_salida_{(eléctrica_térmica)}[Mj] = 10,800[Mj] + 11,844[Mj] = 22,644[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_Combustión)} = \left[\frac{22,644[Mj]}{32,860.58[Mj]} \right]$$

| |
|--|
| $\eta_{global(Planta_combustión_3MWe_Turbina\ Vapor(recuperación_térmica))} = 68.90\%$ |
|--|

3.6 CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

| PLANTA DE TECNOLOGÍA DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA | | | |
|---|---|---|---|
| Equipo | Características | 3MWe | 5MWe |
| TURBINA-GENERADOR | | | |
|  | Sistema turbina de vapor-generator eléctrico, integrado en una sola unidad. $\eta_{\text{turbina}} = 90\%$ $\eta_{\text{generator}} = 85\%$ $\eta_{\text{(real del sistema)}} = \sim 77\%$ | De acuerdo a la eficiencia real del conjunto, la potencia del sistema debe ser de 3.9MW | De acuerdo a la eficiencia real del conjunto, la potencia del sistema debe ser de 6.5MW |
| CALDERA | | | |
|  | Potencia Calorífica en KW_{th} . $\eta_{\text{térmica}} = 90\%$ | 8,224.44 | 13,717.40 |
| BOMBA | | | |
|  | Potencia Eléctrica (KWe) | 16.82 | 28.05 |
| CONDENSADOR | | | |
|  | Potencia Térmica (KW_{th}) | 5,241.62 | 8,742.41 |
| Tipo de Biomasa (PCI, Aprox. 3600 (Kcal/kg)) | Biomasa forestal, mixta y residual | 3600 (Kcal/kg) | 3600 (Kcal/kg) |
| Consumo de biomasa | T/h. | 2.18 | 3.63 |
| Sistema de Alimentación: (Capacidad de procesamiento en T/h) | -Tolvas, molinos trituradores, secadoras, etc. -Capacidad similar o superior al consumo máximo de biomasa. | De 3 T/h. Sistema único para alimentación de caldera de biomasa | De 4 T/h. Sistema único para alimentación de caldera de biomasa. |
| Nº de horas de operación anual estimadas: | ~333 días de operación anual. | 8000 horas | |
| Eficiencia del ciclo (η) | Ciclo Rankine (%) | 36.27 | 36.24 |
| Eficiencia Global (η) | Sin recuperación térmica (%) | 32.87 | 32.90 |
| | Con recuperación térmica (%) | 68.90 | 68.99 |
| Energía Anual Generada | GWh | 24 | 40 |

Fig. 3.17. Cuadro Resumen de Componentes de una planta de Combustión de Biomasa.

3.7 EJEMPLOS DE PLANTAS DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA

En la localidad navarra de Sangüesa ha entrado en servicio la primera planta de generación eléctrica de España que emplea paja de cereal como combustible, promovida por Energía Hidroeléctrica de Navarra, EHN, (90%) y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, IDAE (10%), acogida al Programa Thermie de la UE y al Plan de Ahorro y Eficiencia Energética.

La planta de biomasa de Sangüesa tiene una potencia instalada de 25 MWe netos de manera que, con 8.000 horas anuales de funcionamiento produciría 200 millones de kWh al año, consumiendo 160.000 toneladas/año de paja de cereal. En su proyecto y construcción se han invertido alrededor de 51 millones de euros.

El combustible de la planta es la paja de cereal (trigo, cebada, maíz) con un consumo anual de 160.000 t/a. No obstante la planta está diseñada para quemar 100% paja y también madera hasta un 50%. La planta utiliza gas natural (con el límite legal del 10% del total de energía primaria de combustible) únicamente para arranques y para conservación en caliente

- Algunas especificaciones:
- Combustible principal paja de trigo
- Contenido máximo de agua en la paja 25 %
- Combustible alternativo paja de maíz
- Consumo de combustible 19 t/h
- Producción de vapor 103,5 t/h
- Presión de vapor 92 bar
- Temperatura de vapor 542 o C
- T del agua de alimentación 230 o C
- Eficiencia de la caldera 92 %
- Potencia neta 25 MW
- Eficiencia de la planta 32 %
- Producción esperada 200.000 MWh

(Fuentes: Suplemento especial: "Energía de la biomasa". Energía, 2001;
<http://www.infopower.es/infopower54/54ehns pag19.htm>



Fig. 3.18. Ejemplo de Planta de Combustión de Biomasa (25MWe).
(Fuente: <http://www.infopower.es/infopower54/54ehns pag19.htm>)

| Instalación industrial | | |
|----------------------------------|---------------------------------|---------------|
| Potencia bruta | 1.000 kW | |
| Rendimiento global | 80,0% | |
| Horas operación anual | 5.000 h/año | |
| Cantidad biomasa consumida | PCI _h = 3.000 Kal/kg | 1.792 /año |
| Costes Biomasa | 54,6 cent€/kg | 97.890 t/año |
| Costes energía convencional | 4,2 cent€/te | 182.118 t/año |
| Costes Operación y Mantenimiento | 69.642 €/año | |
| Inversión adaptación a biomasa | 120 €/kW | 120.000 € |
| Producción energética | 430 tep/año | |
| TIR (15 años) constantes | 9,4 % | |

Necesidades de biomasa:

- Una planta de generación de 5MWe de potencia instalada, requiere en torno a 50.000 T/año de biomasa.
- En plantas de cogeneración para 1.5 MWe y 1 MWt se necesitan en torno a 15.000t/año.
- En centrales de co-combustión para la producción de energía eléctrica:
 - Centrales térmicas de carbón: para sustituirle 10% de la potencia eléctrica (50 MWe) se necesitan del orden de 320.000 t/año
 - Central térmica de carbón, para sustituir el 1% de la potencia eléctrica (5 MCE) se necesitan en torno a 35.000 t/año.

•**Situación: Sangüesa (Navarra)**

- En funcionamiento desde 2002
- Empresa: Acciona
- Materia prima: 160.000 ton/año de paja de cereal
- Proceso: Combustión
- Producto: 25 MW de energía eléctrica (5% EE consumida en Navarra)
- Inversión 50 millones de euros, 100 empleos directos e inducidos.

Materia prima alperujo (150.000 t/año

- Situación: Palenciana (Córdoba)
- En funcionamiento desde 1996
- Empresa: Oleícola el Tejar
- Proceso: Caldera lecho fluidizado y turbina de vapor (Siemens)
- Producto: 12 MW de energía eléctrica

Fig. 3.19. Ejemplos de Plantas de Combustión de Biomasa (1, 12 y 25 MWe).

Materia prima: residuos forestales (4 t/hora)

Situación: Allariz (Galicia).

En funcionamiento desde 1998

Empresa: Allarluz

Cogeneración con caldera y turbina

2,3 MW EE y agua caliente instalaciones
industriales

Materia prima: Orujillo

Empresa: Extragol

Proceso: Combustión

Producto: 8,7 MW



Materia prima: Alperujo

Empresa: Vetejar

Producto: 12 MW de EE



Fig. 3.20. Ejemplos de Plantas de Combustión de Biomasa (2.3, 8.7 y 12 MWe).

(Fuente Figuras 3.19 y 3.20: Curso de Biomasa UDB: “*Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa, Ejemplos de Aplicación para generación eléctrica*”, Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010).

3.8 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE COMBUSTIÓN

El análisis de la tecnología de combustión de biomasa forestal anteriormente desarrollado, indica tal como se dijo previamente en el capítulo 2, su viabilidad de empleo para una planta de generación eléctrica en el rango requerido de estudio (3–5 MWe). De acuerdo al dimensionamiento de los componentes básicos tales como el sistema turbina-generator, caldera, bomba e intercambiador de calor, y analizando la eficiencia del ciclo de vapor (ciclo de Ranking) y de la planta en forma global, la implementación de una planta de combustión de biomasa forestal tiene un alto porcentaje factibilidad técnica, además de que es una de las tecnologías con mayor avance a escala comercial.

El análisis desarrollado para el cálculo de componentes de la planta para los dos rangos de generación propuestos (3–5 MWe) ha considerado la potencia final mecánica obtenida en el eje de la turbina y transferida a un generador eléctrico para generación, de manera “ideal”, es decir se partió de un cálculo base para la estimación de capacidades de componentes y consumos de la planta (T/h), por lo que los valores obtenidos son una “aproximación” de los que se obtendrían al tomar en cuenta la eficiencia real del conjunto turbina-generator, la cual se ha estimado para un modelo cercana a un 77%. El análisis a desarrollar tomando en cuenta esta eficiencia real del conjunto (dada por un fabricante) sería parecido al expuesto acá, pero con valores probablemente incrementados ya que se requerirá de mayor potencia de entrada del vapor para superar las pérdidas energéticas del conjunto turbina-generator eléctrico.

Referente a la eficiencia global, la planta de combustión tiene un valor aproximado del 33% sin recuperación térmica y un 69% con recuperación térmica. Estos valores representan el rendimiento en la conversión energética de la energía de la biomasa forestal y su transformación en energía eléctrica y térmica. Esta última, cuando se recupera a través del calor residual del vapor saturado puede reutilizarse por medio de cogeneración para mejorar la eficiencia interna de la planta.

Diagramas de transferencias simplificados de la planta de combustión de biomasa se muestran a continuación:

- Caso sin recuperación térmica:



Fig. 3.21. Diagrama de transferencia, planta de combustión sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica:

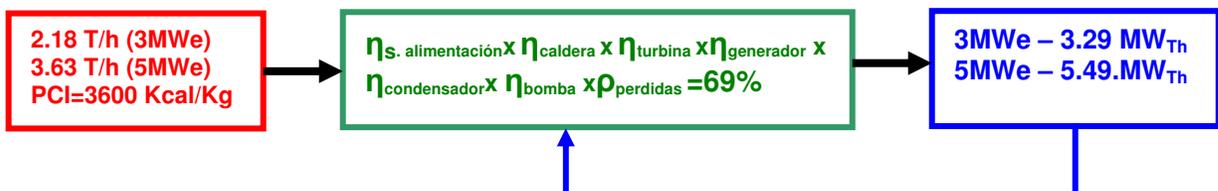


Fig. 3.22. Diagrama de transferencia, planta de combustión con recuperación térmica (3-5 MWe).

Las eficiencias del sistema de alimentación de biomasa ($\eta_{s. alimentación}$), del conjunto turbina-generator ($\eta_{turbina} \times \eta_{generador}$), del condensador ($\eta_{condensador}$) y la bomba (η_{bomba}) se consideran para el estudio unitario, así también, se han despreciado las pérdidas energéticas ($\rho_{pérdidas}$).

3.9 TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN

La tecnología de gasificación permite mediante la generación de gas para combustión, sustituir combustibles de origen fósil y obtener altos rendimientos a partir de la biomasa. Mediante la gasificación se pueden alcanzar rendimientos, dependiendo de la tecnología, el combustible y el agente gasificante, entre el 70 y 80%. Los rendimientos eléctricos por medio del uso de motogeneradores accionados por el gas de síntesis, pueden estar entre el 30 y el 35%, y utilizando un ciclo de Rankine convencional, pueden alcanzar hasta el 22%.

Las tecnologías comerciales de gasificación procesan todo tipo de combustible de origen biomásico con una limitación en la densidad mínima del material de 200 Kg/m³. Densidades menores crean problemas en los gasificadores, como los del tipo de “*Lecho Fluidizado*”, porque la biomasa es arrastrada por el gas de síntesis, causando pérdidas de eficiencia.

Los tipos de reactores utilizados en la gasificación de biomasa son los de lecho fijo, lecho móvil (en contracorriente o corrientes paralelas), rotatorios y los de lecho fluidizado (burbujeante y circulante). Cada uno de estos reactores presenta una serie de ventajas e inconvenientes, y los criterios de elección son el tamaño, el combustible a procesar, la capacidad de procesamiento y la calidad deseada del gas que se desea obtener.

Los gasificadores del tipo “*lecho fluidizado*” se pueden clasificar atendiendo a la variable de “velocidad de fluidización”, siendo de lecho fluidizado burbujeante si la velocidad oscila de 1-2 m/seg. Y de lecho fluidizado circulante si la velocidad es de 5 m/seg.

Todos los gasificadores pueden producir gas pobre para combustión, pero se prefieren gasificadores de “*lecho fijo*” en pequeños sistemas (potencia térmica < 1 MW). Los gasificadores que se conectan a motores fijos pueden utilizar biomasa para producir energía mecánica o eléctrica (poder calorífico > 4200 KJ/m³), con gran campo de aplicación.

En la figura 3.23 se presenta una tabla de clasificación operativa de los diferentes tipos de gasificadores de biomasa, su capacidad de procesamiento (T/h) y rango de generación eléctrica:

| | Temperatura (°C) | | Alquitrán | Partículas | Capacidad | MWe | |
|--------------------------|------------------|------------|-----------|------------|------------|------|------|
| | Reacción | Gas salida | | | Máx. (t/h) | Min. | Máx. |
| Lecho Fijo | | | | | | | |
| Downdraft | 1000 | 800 | m. bajo | moderado | 0,5 | 0,1 | 1 |
| Updraft | 1000 | 250 | m. alto | moderado | 10 | 1 | 10 |
| Lecho Fluidizado | | | | | | | |
| Reactor único | 850 | 800 | normal | alto | 10 | 1 | 20 |
| Lecho F. rápido | 850 | 850 | bajo | m. alto | 20 | 2 | 50 |
| Lecho circulante | 850 | 850 | bajo | m. alto | 20 | 2 | 100 |
| Lecho arrastrado | 1000 | 1000 | bajo | m. alto | 20 | 5 | 100 |
| Reactores gemelos | 800 | 700 | alto | alto | 10 | 2 | 50 |
| Otros | | | | | | | |
| Horno rotatorio | 800 | 800 | alto | alto | 10 | 2 | 30 |
| Reactor ciclón | 900 | 900 | bajo | m. alto | 5 | 1 | 10 |

Fuente: Velo, E. *Procesos termoquímicos de aprovechamiento de la biomasa*, 2008.

Fig. 3.23 Clasificación operativa de diferentes tipos de gasificadores de biomasa, datos operativos y capacidad energética de salida en MWe.

(Fuente: Documento: Memoria.pdf, “*Piloto de gasificador downdraft operado con biomasa*”).

La tabla de clasificación de la figura 3.23, indica en forma preliminar que para el rango de estudio propuesto 3 – 5 MWe, el gasificador por “lecho fluidizado” en sus variantes (reactor único, lecho fluidificado rápido y lecho circulante) es el modelo más adecuado para la planta de generación, por sus características referentes a temperatura de salida del gas, nivel de procesamiento de biomasa, salida de potencia eléctrica (MWe), y además porque el nivel de alquitranes resultantes del proceso es normal o bajo, lo cual es beneficioso para la operación de la planta.

Respecto a la utilidad del gas producido en el gasificador de biomasa, de acuerdo al agente gasificante (aire u oxígeno), se puede apreciar en la figura 3.24 la diversificación de su empleo en diferentes procesos, como la obtención de “metanol” y la producción de energía mecánica y eléctrica.



Fig. 3.24 Utilidad del uso del gas en el proceso de gasificación de la biomasa.
(Fuente: Documento “Gasificación de Biomasa”, Dr. Ing. René Lesme Jaen, Universidad de Oriente, Cuba)

Para el presente estudio de la planta de gasificación, tanto la “gasificación con oxígeno” como la “gasificación con aire”, pueden utilizarse para la obtención de un gas de contenido energético medio o pobre, y utilizarlo en un motor de combustión interna, turbina de gas o en procesos derivados de la combustión, reutilizando el calor residual para generación de vapor y uso de una turbina de vapor.

3.10 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA

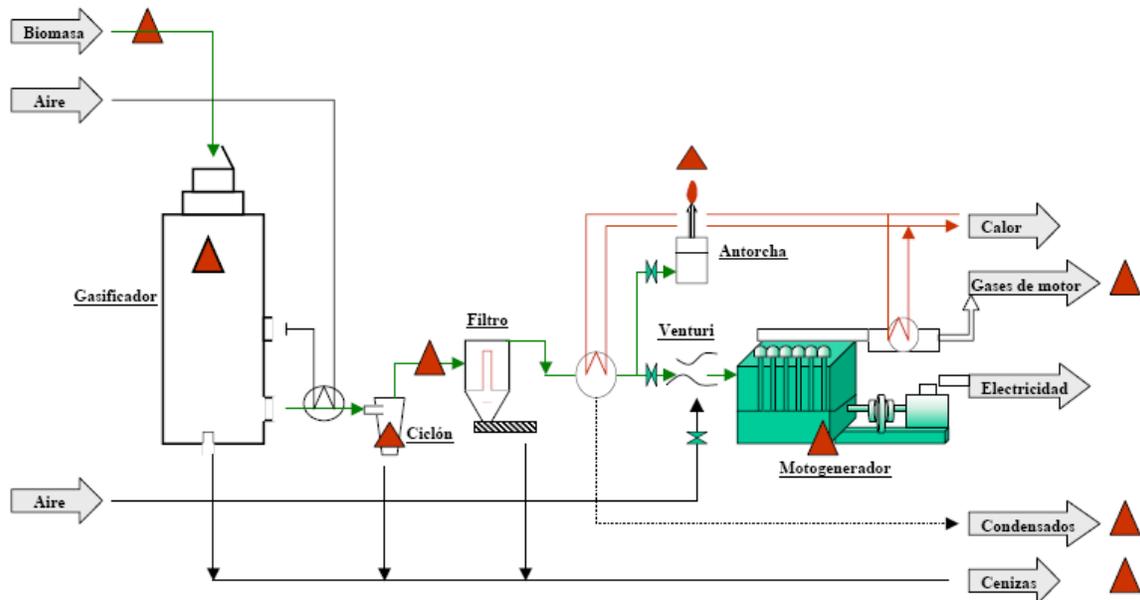


Fig. 3.25. Modelo general de planta de gasificación de biomasa.
(Fuente: Ciemat, www.ciemat.es/).

3.11 ANALISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (GASIFICACIÓN)

Modelo teórico de análisis:

Para realizar el cálculo de los componentes de la planta de gasificación de biomasa forestal (cultivos energéticos) con capacidad de generación eléctrica entre 3 y 5MWe, se considerará, respecto al proceso de gasificación y la obtención del gas de síntesis (del gasificador), lo siguiente:

1. *Acondicionamiento de la biomasa de entrada:*
 - a. 10-15% humedad
 - b. Densidad aparente de 450 Kg/m^3
2. El PCI (Poder calorífico inferior) del gas de síntesis obtenido del gasificador con agente gasificante "aire" se estimará en: $5 \text{ [MJ/Nm}^3\text{]}$ y con agente gasificante "oxígeno" en $10 \text{ [MJ/Nm}^3\text{]}$
3. Se analizarán los casos de gasificación con agente gasificante "aire" y "oxígeno", obteniendo un gas de síntesis apropiado para motores de combustión interna. La composición característica del gas de síntesis, de acuerdo al agente gasificante, será aproximadamente la mostrada en la figura 3.26:

| Composición (%Vol) | Agente gasificante | | |
|--|--------------------|----------------|----------------|
| | Aire | O ₂ | H ₂ |
| CO | 17,4 | 14 | 36 |
| H ₂ | 23,3 | 36,2 | 40 |
| CH ₄ | 5,1 | 13,1 | 2,5 |
| CO ₂ | 14,8 | 34 | 19,5 |
| N ₂ | 38,5 | 1,2 | 1,7 |
| Alquitranes (% peso) | 0,5-4 | 0,5-4 | 0,5-4 |
| Partículas (g/Nm ³) | 1-100 | 1-100 | 1-100 |
| Poder Calorífico (Kcal/Nm ³) | 1750 | 2600 | 2350 |


UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
 ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
 INGENIERO INDUSTRIAL

Fig. 3.26. Tabla comparativa del PCI del gas de síntesis de biomasa forestal, con diferentes agentes gasificantes.

(Fuente: Documento: “*Estudio de Viabilidad de una planta de cogeneración mediante gasificación de biomasa*”. Autor: José López Loriete, Universidad Pontificia ICAI, ICADE, Comillas)

4. No se desarrollarán en este estudio, los casos de agente gasificante que utilicen “Oxígeno” con objetivo final para la obtención de “metanol” (gasolina sintética), ni con “Hidrógeno” por el grado de inflamabilidad en el proceso. Aunque ambos casos pueden utilizarse para generación eléctrica, estos también pueden involucrar elevados costos para el rango de generación deseado, por las modificaciones que deben efectuarse al proceso para generación eléctrica.
5. Para la generación eléctrica se emplearán motores de combustión interna con grupos motor-generator integrados.
6. El esquema del modelo de operación de la planta de gasificación se muestra en las figuras 3.27 y 3.28:

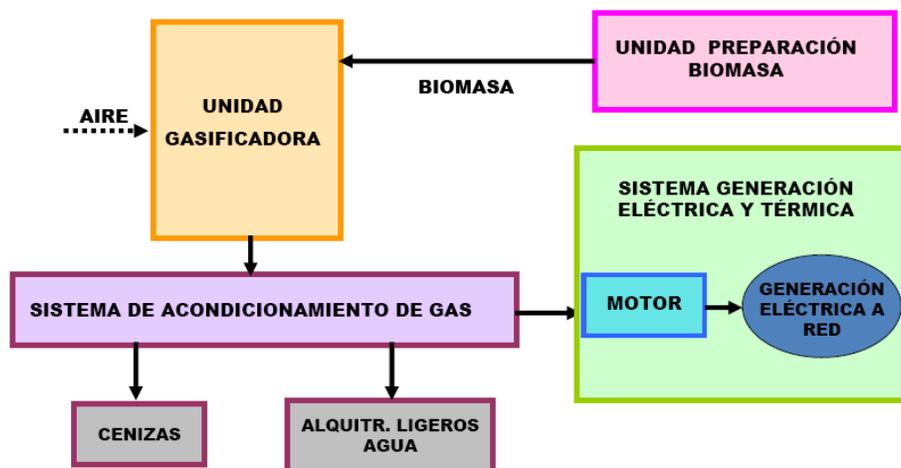


Fig. 3.27. Modelo de operación de la planta de gasificación de biomasa. (Fuente: Documento: “*Biomasa y Gasificación*” 2007, IDEA, www.idae.es)

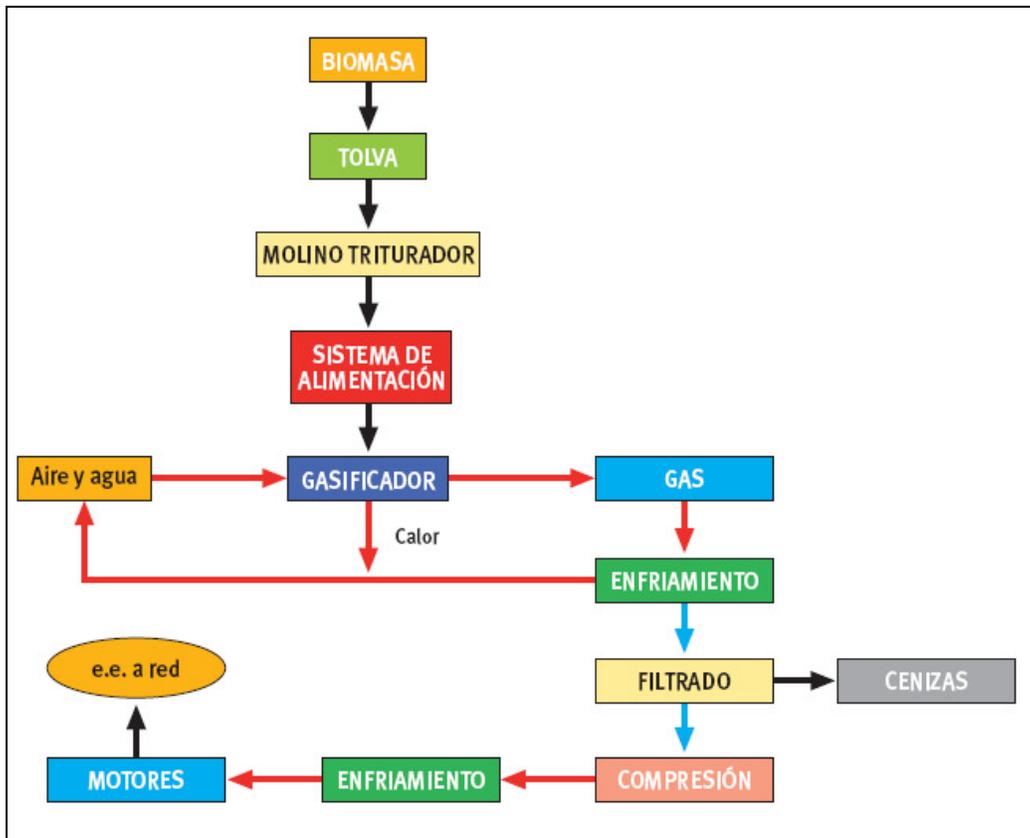


Fig. 3.28. Modelo de operación de la planta de gasificación de biomasa.
(Fuente: Documento: “Biomasa y Gasificación” 2007, IDEA, www.idae.es)

□ **Motor de combustión (Motor-generator):**

En virtud de que el poder calorífico inferior del gas de síntesis de la gasificación de la biomasa forestal es aproximadamente de 5 MJ/Nm^3 (PCI), con “aire” y de 10 MJ/Nm^3 al utilizar “oxígeno”, se utilizará el modelo con dimensionamiento de “motor-generator”, en lugar de “turbina de gas”. Estas últimas requieren mayor capacidad energética del gas de entrada, como mínimo de $15\text{-}20 \text{ MJ/Nm}^3$ para tener una eficiencia aceptable en el rango de generación seleccionado, además de mayor tratamiento previo del gas para purificarlo. El motor de combustión interna acoplado a un generador eléctrico está más adaptado para aceptar la composición química del gas de un gasificador.

Se utilizarán motores de combustión interna con características técnicas que permitan aceptar la composición característica del gas de síntesis de biomasa considerado, el cual está compuesto, dependiendo del agente gasificante, principalmente por: Nitrógeno (N_2 , 40-50%), Hidrógeno (H_2 , 15-35%) Monóxido de Carbono (CO , 10-20%), Dióxido de Carbono (CO_2 , 15-35%) y Metano (CH_4 , 5-15%). De esta forma, se procederá a analizar dos tipos de motores “A” y “B”, con el objetivo de comparar consumos y características operativas.

Modelo del Motor-Generador (Tipo “A”)

GE Energy

Jenbacher type 6



50 over years of power
Jenbacher gas engines

Applicable gas types: Natural gas, flare gas, biogas, landfill gas, sewage gas. Special gases (e.g., coal mine gas, coke gas, wood gas, pyrolysis gas)

Jenbacher gas engines
Technical Specification

CO-GEN Module data:

| | | |
|--|--------|-------|
| Electrical output | kW el. | 2.433 |
| Recoverable thermal output (180 °C) | kW | 2.743 |
| Energy input | kW | 6.205 |
| Fuel Consumption based on a LHV of 5 kWh/Nm³ | | |
| | Nm³/h | 1.241 |
| Electrical efficiency | % | 39,2% |
| Thermal efficiency | % | 44,2% |
| Total efficiency | % | 83,4% |
| Heat to be dissipated (LT-Circuit) | kW | |

Emission values:
NOx < 250 mg/Nm³ (5% O2)

Fig. 3.29. Características del motor-generator tipo "A" de combustible gaseoso.
(Fuente: <http://www.ge-energy.com/>; http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/)
(Documentos: ETS_US_T6_10_screen_February2011.pdf; J620V22_en.pdf).

Tecnologías disponibles

Motor JENBACHER – 620 GS

Características:

- Mezcla pobre
- 20 cilindros
- 1.500 rpm
- 2,4 MW_e
- Bajas emisiones



Fig. 3.30. Modelo del motor-generator de combustión interna con combustible gaseoso de mezcla pobre.

(Fuente: Documento presentación: “La Generación Eléctrica Distribuida, Ventajas Económicas y Ambientales”, Autor: Juan Puertas, Director de Tecnología y Medio Ambiente, Grupo Gas Natural) Utilizando los parámetros de la especificación técnica del motor-generador de combustión interna con gas de síntesis de biomasa, se tiene que una unidad puede proporcionar cerca de los 2.4 MWe, basado en un consumo de combustible (con PCI de 5 KWh/Nm^3) de $1,240 \text{ (Nm}^3/\text{h)}$.

De lo anterior puede calcularse, utilizando los valores de eficiencia eléctrica y térmica, lo siguiente:

$$\eta_{\text{eléctrica}} [\%] = \left[\frac{\text{Energ. Salida} [\text{MW}]}{\text{Energ. Entrada} [\text{MW}]} \right] = \left[\frac{2.403 [\text{MW}]}{6.205 [\text{MW}]} \right] = 39.2\%$$

$$\eta_{\text{térmica}} [\%] = \left[\frac{\text{Energ. Salida} [\text{MW}]}{\text{Energ. Entrada} [\text{MW}]} \right] = \left[\frac{2.743 [\text{MW}]}{6.205 [\text{MW}]} \right] = 44.2\%$$

La relación de eficiencia está basada intrínsecamente en la energía del gas combustible que se emplea, para este caso con un PCI de “ 5 KWh/Nm^3 ” y un consumo de combustible de $1.24 \text{ (Nm}^3/\text{h)}$. Ya que el PCI del gas pobre a utilizar es de “ 5 MJ/Nm^3 ” (1.4 KWh/ Nm^3) existe una reducción considerable en la energía que puede aportar el gas, en este caso gas de síntesis de la biomasa.

Para la energía de entrada se tiene:

$$\text{Energ. Entrada} [\text{MW}] = 1,024 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] \cdot 5 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right] = 6.205 [\text{MW}]$$

Considerando el poder calorífico del gas de síntesis de la biomasa forestal, y para el mismo caudal de consumo, la potencia entrada obtenida sería de:

$$\text{Energ. Entrada} [\text{MW}] = 1,024 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] \cdot 1.4 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right] = 1.434 [\text{MW}]$$

De lo anterior se deduce que el caudal de consumo debería ser incrementado para obtener la misma potencia de entrada:

$$Q. \text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{6205 [\text{KW}]}{1.4 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]} = 4,432.14 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right]$$

Sin embargo, y para no afectar sensiblemente el rendimiento del motor con un gas de muy bajo poder calorífico, se analiza la opción de gasificar la biomasa forestal con “Oxígeno”, con un gas de al menos 2600 Kcal/Nm³, esto es un PCI de 10.89 MJ/ Nm³ ó 3.02 KWh/ Nm³.

Calculando nuevamente para la energía de entrada con el nuevo valor del PCI del gas de síntesis, el caudal necesario para el motor-generator es de:

$$Q.Entrada \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{6205 [KW]}{3.02 \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right]} = 2,054.06 \left[\frac{Nm^3}{h} \right]$$

Y para conseguir una generación eléctrica entre 3 y 5 MWe o superior, tomando en cuenta que los datos de eficiencia del motor no variarán sensiblemente con el PCI del gas de síntesis de la biomasa forestal y con el nuevo consumo del gas, las características técnicas del motor de combustión se muestran en la tabla de la figura 3.31:

| Motor-Generador de combustión Interna con gas de síntesis de biomasa forestal | |
|--|-------|
| Potencia eléctrica (MWe) | 2.43 |
| Energía de entrada (MW) | 6.205 |
| PCI del gas de síntesis (KWh/ Nm ³) | 3.02 |
| Consumo de combustible, basado en el PCI del gas de síntesis (gasificación con oxígeno) (Nm ³ /h) | 2,054 |
| η (eléctrica) (%) | 39.2 |
| η (térmica) (%) | 44.2 |
| Recuperación térmica de gases de salida (MW) | 2.74 |

Fig. 3.31. Características del Motor-Generador de Combustión Interna (Tipo A) con gas de Síntesis. (Fuente: Fig. 3.29 y cálculo desarrollado para el motor-generator tipo “A”, para el rango de generación eléctrica en estudio).

Para el caso del modelo de motor-generator tipo “A”, de una generación eléctrica de 3 MWe, se necesitarían 2 unidades, y para el caso de 5 MWe, se necesitarían 3 unidades con salida programada.

Modelo del motor-generator (Tipo “B”)

Como una alternativa al modelo del motor-generator tipo “A”, se analizará el caso de un motor tipo “B” de menor capacidad, que utiliza exclusivamente gas de síntesis de bajo contenido energético con agente gasificante “aire”, en donde el PCI estará aproximadamente en 5 MJ/Nm³ (1.4 KWh/ Nm³). Y tomando los parámetros de la especificación técnica del motor-generator, una unidad puede proporcionar cerca de los 0.932MWe (ver figura 3.32).

| ENGINE | 50 Hz | | | 60 Hz | | |
|------------------|------------------------|--------------------------|------|------------------------|--------------------------|------|
| | POTENCIA MECÁNICA (kW) | POTENCIA ELÉCTRICA (kWe) | RPM | POTENCIA MECÁNICA (kW) | POTENCIA ELÉCTRICA (kWe) | RPM |
| FG 180 | 150 | 142 | 1500 | 180 | 171 | 1800 |
| FG 240 | 200 | 189 | 1500 | 238 | 226 | 1800 |
| FGLD 180 / 55 | 275 | 261 | 1500 | 300 | 285 | 1800 |
| FGLD 180 / 80 | 260 | 247 | 1500 | 280 | 267 | 1800 |
| FGLD 240 / 55 | 360 | 342 | 1500 | 400 | 385 | 1800 |
| FGLD 240 / 80 | 345 | 328 | 1500 | 375 | 359 | 1800 |
| FGLD 360 / 55 | 550 | 523 | 1500 | 600 | 575 | 1800 |
| FGLD 360 / 80 | 520 | 494 | 1500 | 560 | 535 | 1800 |
| FGLD 480 / 55 | 725 | 689 | 1500 | 792 | 760 | 1800 |
| FGLD 480 / 80 | 690 | 656 | 1500 | 750 | 722 | 1800 |
| SFGLD 180 / 45 | - | - | - | 323 | 303 | 1800 |
| SFGLD 180 / 55 | 314 | 298 | 1500 | - | - | - |
| SFGLD 180 / 80 | 314 | 298 | 1500 | - | - | - |
| SFGLD 240 / 45 | - | - | - | 335 | 314 | 1200 |
| SFGLD 240 / 55 | - | - | - | 431 | 405 | 1800 |
| SFGLD 240 / 80 | 419 | 398 | 1500 | - | - | - |
| SFGLD 360 / 45 | - | - | - | 502 | 475 | 1200 |
| SFGLD 360 / 55 | - | - | - | 642 | 610 | 1800 |
| SFGLD 360 / 80 | 630 | 600 | 1500 | - | - | - |
| SFGLD 480 / 45 | - | - | - | 670 | 637 | 1200 |
| SFGLD 480 / 55 | - | - | - | 862 | 828 | 1800 |
| SFGLD 480 / 80 | 838 | 805 | 1500 | - | - | - |
| SFGLD 560 / 45 | - | - | - | 788 | 757 | 1200 |
| SFGLD 560 / 55 | 985 | 952 | 1500 | - | - | - |
| *SFGLD 480 / 55+ | - | - | - | 838 | 788 | 1500 |
| *SFGLD 560 / 55+ | - | - | - | 985 | 932 | 1500 |
| SFGLD 560R | - | 1000 | 1500 | - | - | - |

* Geared engine from 1500 to 1800 rpm.

NOTES
Powers: acc. to ISO 3046
Powers of fanless engines
Powers of engines with refrigeration pumps
Estimated alternator efficiency Cos fi=1



MOTORES Y GRUPOS ELECTRÓGENOS A GAS
GAS ENGINES AND GENSETS
MOTORI E GRUPPI ELETTROGENI A GAS
50/60 Hz



**MOTOR GUASCOR SFGLD: 1200/1500 r.p.m (60Hz)
(PCI: 5-6 MJ / Nm3 / LHV).**

ENGINE SPECIFICATIONS

| Engine Model | | SFGLD 180 | SFGLD 240 | SFGLD 360 | SFGLD 480 | SFGLD 560 |
|-------------------|-------------|------------------------|-----------|-----------|-----------|----------------------|
| Configuration | | 6L | 8L | 12V | 16V | 16V |
| Rotating Speed | RPM | 1200/1500/1800 | | | | 1200/1500 |
| Bore x Stroke | mm(in) | 150(5.98) x 165(6.50) | | | | 160(6.3) X 175(6.89) |
| Displacement | L(cu.In) | 18.(1096) | 24 (1465) | 36(2197) | 48 (2929) | 56 (3417) |
| Compression Ratio | | 11.7:1 | | | | |
| Piston Speed | m/s(ft/min) | 9.91 (1950) @ 1800 rpm | | | | 8.75 (1722) |
| Efficiency | % | | 38.5 | | 36.5 | 37.5 |

Fig. 3.32. Características técnicas del motor-generador tipo “B” de combustible gaseoso.
(Fuente: Documentos: 12526.pdf, “Use of Gas Engines and Cogeneration in GreenHouses”
www.guascor.com)

Considerando la eficiencia eléctrica del motor-generador en 37.5%, de acuerdo al fabricante y tomando el modelo de mayor potencia adaptable a la frecuencia del sistema eléctrico nacional (60Hz), para el cálculo del caudal de entrada se tiene:

$$Energ.Entrada[MW] = \left[\frac{Energ.Salida[MW]}{\eta_{electrica}[\%]} \right] = \left[\frac{0.932[MW]}{37.5[\%]} \right] = 2.485[MW]$$

Y tomando en cuenta una eficiencia térmica cercana al 42%, la energía térmica recuperable es de:

$$Energ.Salida[MW] = Energ.Entrada[MW] \cdot \eta_{termica}[\%] = 2.485[MW] \cdot 42[\%] = 1.044[MW]$$

Calculando con el valor de la energía de entrada y el PCI del gas de síntesis, el caudal necesario para el motor-generador es de:

$$Q.Entrada \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{2,485[KW]}{1.4 \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right]} = 1,775 \left[\frac{Nm^3}{h} \right]$$

Y para conseguir una generación eléctrica entre 3 y 5MWe o superior, tomando en cuenta los datos de eficiencia del motor y el PCI del gas de síntesis de la biomasa forestal, las características técnicas del motor de combustión se muestran en la figura 3.33:

| Motor-Generador de combustión Interna (Tipo B) con gas de síntesis de biomasa forestal | |
|---|-------|
| Potencia eléctrica (MWe) | 0.932 |
| Energía de entrada (MW) | 2.485 |
| PCI del gas de síntesis (KWh/Nm ³) | 1.4 |
| Consumo de combustible, basado en el PCI del gas de síntesis (gasificación con "aire") (Nm ³ /h) | 1,775 |
| η (eléctrica) (%) | 37.5 |
| η (térmica) (%) | 42 |
| Recuperación térmica de gases de salida (MW) | 1.044 |

Fig. 3.33. Características del Motor-Generador de Combustión Interna (Tipo B) con gas de Síntesis. (Fuente: Fig.3.32 y cálculo desarrollado para el motor-generador tipo "B" para el rango de generación eléctrica en estudio).

□ **Gasificador de Biomasa:**

Para el análisis del gasificador de biomasa se considerará el modelo más adecuado, de acuerdo a la potencia necesaria a suministrar al motor de combustión y al tipo de biomasa a gasificar (biomasa forestal). De esta forma, de acuerdo al rango de potencia y capacidad de procesamiento, se tiene que hasta 1 MWe, el tipo más utilizado es el "*Downdraft*" o de corrientes paralelas, en donde la masa de sólido y el gas generado circulan en el mismo sentido (ver tabla de clasificación de gasificadores, Fig.3.23). La literatura y ejemplos disponibles indican que éste es el tipo más adecuado, por la baja generación de alquitranes, además de ser el más sencillo. De 1 a 20 MWe y considerando siempre un nivel bajo o moderado de alquitranes se escogería un tipo "*Lecho Fluidizado de reactor único*" que puede proporcionar de 1 hasta 20 MWe. El tipo "*Updraft*" también puede ser una opción, pero la generación de alquitranes es alta y su tratamiento de eliminación resulta muy costoso.

Y como opción alternativa pueden emplearse los gasificadores de “*Lecho Fluidizado*” en otras variantes, sin presurización para bajas potencias y con presurización para potencias arriba de 100 MW.

Biomasa y gasificación
Jesús Revuelta Pereiro
Máster en Ciencias Técnicas.
Especialista del Centro de Estudio
de Tecnologías Energéticas Renovables.
Miembro de CUBASOLAR.
Tel.: (537) 454805.
e-mail: jesusr@ceter.cujae.edu.cu

Fig. 3.34. Datos sobre Biomasa y Gasificación.

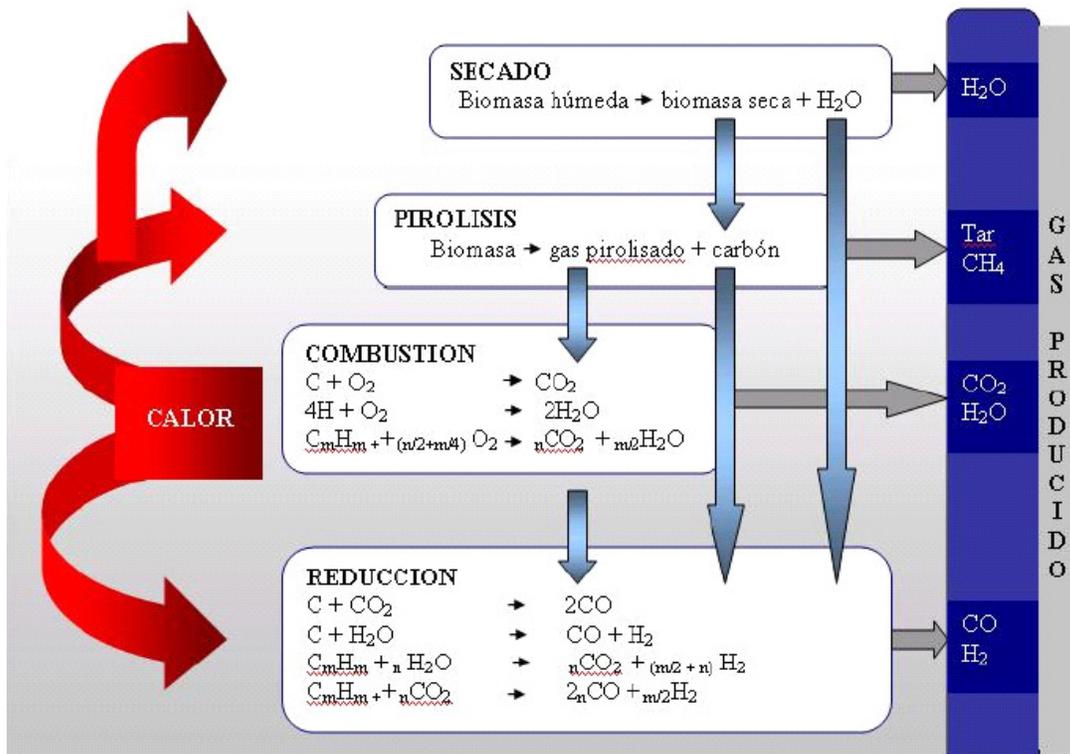


Fig. 3.35. Etapas del proceso de gasificación de la biomasa.
 (Fuente: <http://www.idae.es>, <http://www.scielo.org.mx>)

En la figura 3.35 se describe el proceso de gasificación de la biomasa (forestal), iniciando por una primera etapa de “*calentamiento*” hasta 100 °C, que provoca el secado de la misma, absorbiendo el calor sensible para aumentar su temperatura y el latente para evaporar la humedad. Luego, una segunda etapa, que también absorbe calor, denominada “*pirólisis*”, o ruptura por calor, en la que se rompen las moléculas grandes, dando lugar a otras de cadena más corta que, a la temperatura del reactor, están en fase gaseosa. Una tercera etapa es la “*reducción*”, por combinación del vapor de agua producido en la primera etapa, con el dióxido de carbono que viene arrastrado por la corriente del gasificante desde la cuarta etapa (*oxidación*). La última etapa es la “*oxidación*” de la fracción más pesada, la carbonosa, al entrar en contacto con el agente gasificante (ver Fig.3.36).

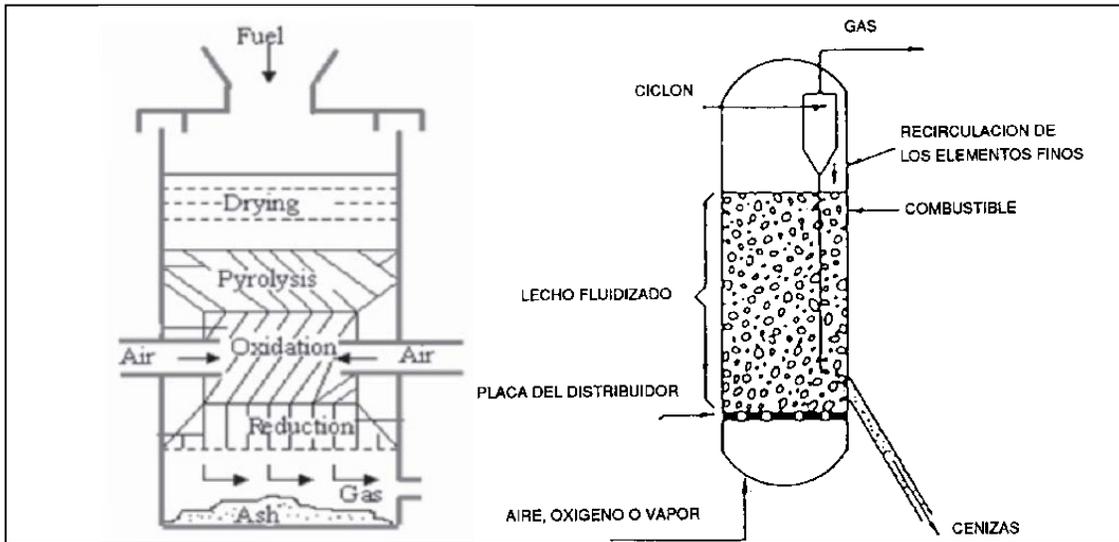


Fig. 3.36. Modelo del gasificadores “Downdraft” o de flujo concurrente y de “Lecho Fluidizado con un solo reactor” con agente gasificante “Aire u Oxígeno”.

(Fuente: Documentos: “Gasific.Pirol.pdf”; “Simulación de Gasificación de biomasa en lecho fluidizado”, Autor Francisco Javier Moreno, Universidad Carlos III, Madrid 2010).

El análisis del gasificador de biomasa forestal requerido para ambos tipos de motores “A” y “B” se desarrolla a partir de la potencia necesaria a suministrar al motor de combustión, que para los casos considerados es de 6,205 KW (para el tipo “A”) y 2,485 KW (Para el tipo “B”), y tomando una eficiencia térmica del gasificador, estimada al 80% tenemos que:

Para el motor tipo “A”

Consumo de energía térmica:

$$Energía_Entrada[KW] = \frac{6205[KW]}{0.8} = 7,756.25[KW]$$

Valor calorífico de la biomasa forestal de entrada, estimando un porcentaje de humedad del 10-15%:

$PCI_{\text{biomasa forestal}} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

Consumo de biomasa del gasificador:

$$Consumo_Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Energía_Entrada}{PCI(biomasa)} \right] = \left[\frac{7,756.25[KW]}{15,073 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]} \right] \cdot \left[\frac{3600[Kj]}{1[KWh]} \right] = 1,852.48 \left[\frac{Kg}{h} \right]$$

$$\text{Consumo}_{\text{Biomasa}} \left[\frac{T}{h} \right] = 1852.48 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000[Kg]} \right] = 1.85 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Del cálculo anterior se deduce que el gasificador deberá consumir 1.85 [T/h] para producir una energía térmica de salida de 7,756 [KW] y, considerando que posea una eficiencia del 80%, proporcionar la energía de entrada requerida por el motor de combustión de 6,205 [KW], para una generación de 2.4 MWe. Las características técnicas del gasificador tipo “Lecho Fluidizado” para uso con el motor de combustión tipo “A”, se muestran en la figura 3.37:

| Características técnicas del Gasificador tipo “ Lecho Fluidizado ” (reactor único) para producir gas de síntesis de biomasa forestal para alimentación del Motor tipo “A”) | |
|---|--|
| Caudal de gas de síntesis (Nm^3/h): | 2,054 |
| Composición del gas: | Nitrógeno (N_2 , 1-5%), Hidrógeno (H_2 , 30-40%) Monóxido de Carbono (CO , 10-20%), Dióxido de Carbono (CO_2 , 30-40%) y Metano (CH_4 , 10-15%) |
| PCI del gas de síntesis (gasificación con oxígeno) (KWh/Nm^3) | 3.02 |
| Potencia Térmica (MW_{th}) a suministrar: | 6,205 |
| Agente gasificante: | Oxígeno |
| Consumo de combustible(biomasa), basado en el PCI, [T/h] | 1.85 |
| Temperatura de operación ($^{\circ}C$): | 800-900 |
| Temperatura de Gas de Salida ($^{\circ}C$): | 800 |
| Tipo de Biomasa: | Biomasa forestal mixta (cultivos energéticos) |
| Capacidad de tratamiento de la biomasa [T/h]: | 1.8-2.0 |
| Humedad de la biomasa (%): | 10-15 |
| Capacidad de manejo de cenizas [Kg/h] (10% de la capacidad de tratamiento de la biomasa) | 180-200 |
| η (térmica) del gasificador (%) | 80 |

Fig. 3.37. Características del gasificador tipo “Lecho fluidizado” de biomasa forestal. (Fuente: Fig. 3.31 y cálculos desarrollados de consumo del motor-generator tipo “A” y para el gasificador de lecho fluidizado).

Para el motor tipo “B”

Consumo de energía térmica:

$$\text{Energía}_{\text{Entrada}} [KW] = \frac{2485 [KW]}{0.8} = 3,106.25 [KW]$$

Valor calorífico de la biomasa forestal de entrada, estimando un porcentaje de humedad del 10-15%:

$$PCI_{\text{biomasa forestal}} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187 [Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

Consumo de biomasa del gasificador:

$$Consumo_Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Energía_Entrada}{PCI(biomasa)} \right] = \left[\frac{3,106.25 [KW]}{15,073 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]} \right] \cdot \left[\frac{3600 [Kj]}{1 [KWh]} \right] = 741.89 \left[\frac{Kg}{h} \right]$$

$$Consumo_Biomasa \left[\frac{T}{h} \right] = 741.89 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000 [Kg]} \right] = 0.742 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Del cálculo anterior se deduce que el gasificador deberá consumir 0.742 [T/h] para producir una energía térmica de 3,106 [KW] y, considerando que posea una eficiencia del 80%, proporcionar la entrada de entrada requerida por el motor de combustión de 2,485 [KW], y tomando en cuenta la eficiencia eléctrica del mismo al 37.5%, obtener una generación de 0.932 MWe. Las características técnicas del gasificador tipo "Downdraft" para uso con el motor de combustión tipo "B", se muestran en la figura 3.38:

| Características técnicas del Gasificador tipo " Downdraft " o de flujo concurrente para producir gas de síntesis de biomasa forestal para alimentación del Motor tipo "B") | |
|---|--|
| Caudal de gas de síntesis (Nm^3/h): | 1,775 |
| Composición del gas: | Nitrógeno (N₂ , 35-40%), Hidrógeno (H₂ , 20-30%) Monóxido de Carbono (CO , 10-20%) Dióxido de Carbono (CO₂ , 10-15%) y Metano (CH₄ , 1-5%) |
| PCI del gas de síntesis (gasificación con aire) (KWh/Nm^3) | 1.4 |
| Potencia Térmica (MW_{th}) a suministrar: | 2,485 |
| Agente gasificante: | Aire |
| Consumo de combustible(biomasa), basado en el PCI, [T/h] | 0.742 |
| Temperatura de Operación ($^{\circ}C$): | 1000-1200 |
| Temperatura de Gas de Salida ($^{\circ}C$) | 800 |
| Tipo de Biomasa: | Biomasa forestal mixta (cultivos energéticos) |
| Capacidad de tratamiento de la biomasa [T/h]: | 0.7-1 |
| Humedad de la biomasa (%): | 10-15 |
| Capacidad de manejo de cenizas [Kg/h] (10% de la capacidad de tratamiento de la biomasa) | 70-100 |
| η (térmica) del gasificador (%) | 80 |

Fig. 3.38. Características del gasificador tipo "Downdraft" de biomasa forestal. (Fuente: Fig. 3.32 y cálculos desarrollados de consumo del motor-generator tipo "B" y para el gasificador tipo "Downdraft").



Fig. 3.39. Esquema de Gasificador de Biomasa para Motor-Generador Tipo "A".
(Fuente: Documento: "Biomasa y Gasificación" 2007, IDAE, www.idae.es).



Fig. 3.40. Gasificador de Biomasa para Motor-Generador Tipo "B".
(Fuente: Documento: "*Planta de Cogeneración con Gasificación integrada de Biomasa (IBGPP)*",
www.eqtec.es).

3.12 EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

La determinación de la eficiencia global necesaria para la planta de gasificación con generación entre 3 y 5 MWe se efectúa tomando en cuenta la salida energética (MWh) y la entrada necesaria de biomasa (T/h) con el poder calorífico inferior de la biomasa forestal en consideración, procediendo de la siguiente forma:

$$\eta_{global}(Planta_Gasificación) = \left[\frac{Energía_Salida}{Energía_Entrada} \right]$$



Para el motor de combustión tipo "A":

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 \text{ Kcal/h}$$

PCI (biomasa forestal) = 3600 (Kcal/kg); valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%

$$1 \text{ Kcal} = 4187 \text{ J}$$

$$1KWh = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

Para el funcionamiento del conjunto gasificador-motor de combustión, en arreglos individuales para cada unidad, con una potencia eléctrica de salida total de 2.43 MWe, la energía que la biomasa debe proporcionar es:

$$Energía_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 1850 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 27,885.42[Mj]$$

Y tomando en cuenta que la potencia eléctrica total utilizada por el arreglo de tres motores-generadores en su capacidad máxima es de 2.43 MWe x 3 = 7.29 MWe; para el caso de una planta con generación a 5 MWe, el factor de utilización de la planta es del 68.6%, referido a su capacidad máxima. Este factor se aplicaría como reducción de la energía de entrada y del consumo de biomasa en el gasificador:

Para las tres (3) unidades y con un factor de utilización del 68.6%:

$$Energía_Entrada[Mj] = 27,885.42[Mj] \times 3 \times 0.686 = 57,388.20[Mj]$$

$$Consumo_Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Energía_Entrada}{PCI(biomasa)} \right] = \left[\frac{57,388,200[KJ]}{15,073 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]} \right] \cdot \left[\frac{1}{h} \right] = 3,807.35 \left[\frac{Kg}{h} \right]$$

Y para una unidad motor-generator:

$$\text{Consumo}_{\text{Biomasa}} \left[\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right] = \left[\frac{3,807.35 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right]}{3} \right] = 1,269.11 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right]$$

Esto es el 68.6% del consumo original de 1.85 T/h.

Y para una generación de 5 MWe

$$\text{Energía}_{\text{salida}} [\text{Mj}] = 5000 [\text{KWh}] \cdot \left[\frac{3.6 [\text{Mj}]}{1 \text{KWh}} \right] = 18,000 [\text{Mj}]$$

$$\eta_{\text{global}}(\text{planta}_{\text{gasificación}}) = \left[\frac{18,000 [\text{Mj}]}{57,388.20 [\text{Mj}]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{\text{global}}(\text{planta}_{\text{gasificación}}_{\text{5MWe}}_{\text{Motor(A)}}) = 31.37\%}$$

La eficiencia global de la planta de gasificación de biomasa anteriormente calculada, considera sólo la salida de potencia eléctrica, sin embargo, si se utiliza la recuperación térmica de las unidades motoras, esta salida de potencia se aprovecharía para aportar energía a la planta y por consiguiente lograr una mejora en su eficiencia global. De esta forma tenemos que para el motor-generador tipo "A", la salida con recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) a plena potencia es del 44.2% = 2.743 MW_{Th} y con un factor de utilización del 68.6%, la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$\text{Energía}_{\text{salida}} [\text{Mj}] = 2743 [\text{KWh}] \cdot \left[\frac{3.6 [\text{Mj}]}{1 \text{KWh}} \right] \times 0.686 = 6,774.11 [\text{Mj}]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica para el conjunto de tres (3) unidades:

$$\text{Energía}_{\text{salida}}(\text{eléctrica}_{\text{térmica}}) [\text{Mj}] = 18,000 [\text{Mj}] + 6,774.11 [\text{Mj}] \times 3 = 38,322.33 [\text{Mj}]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{\text{global}}(\text{planta}_{\text{gasificación}}) = \left[\frac{38,322.33 [\text{Mj}]}{57,388.20 [\text{Mj}]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{\text{global}}(\text{planta}_{\text{gasificación}}_{\text{5MWe}}_{\text{Motor(A)}} \text{ con recuperación térmica}) = 66.78\%}$$

- Para una potencia de **3000 Kw**, considerando ahora solo dos (2) arreglos gasificador-motor- generador, la potencia total sería de 2.43 MWe x 2 = 4.86 MWe, por lo que se tiene lo siguiente:

Para un conjunto gasificador-motor-generador:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 1850 \left[\frac{Kg}{h} \right] \times 1[h] = 27,885.42[Mj]$$

Para dos (2) conjuntos gasificador-motor y tomando en cuenta que la potencia a generar de la planta será de 3 MWe y con un factor de utilización de la planta del 61.8%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 27885.42[Mj] \times 2 \times 0.618 = 34,466.38[Mj]$$

Y para una generación de 3 MWe:

$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$\eta_{global}(planta_gasificación) = \left[\frac{10,800[Mj]}{34,466.38[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global}(planta_gasificación_3MWe_Motor(A)) = 31.33\%}$$

Considerando ahora la recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) para una unidad motora a plena potencia del 44.2% = 2.743 MW_{Th} y un factor de utilización de la planta del 61.8%, entonces la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.618 = 6,102.63[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica del conjunto de dos (2) unidades tenemos:

$$Energia_salida(electrica_termica)[Mj] = 10,800[Mj] + 6,102.63[Mj] \times 2 = 23,005.25[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global}(planta_gasificación) = \left[\frac{23,005.25[Mj]}{34,466.38[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global}(planta_gasificación_3MWe_Motor(A)(con\ recuperación\ térmica)) = 66.75\%}$$



Para el motor de combustión tipo "B":

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

1KW = 860 Kcal/h

PCI_{biomasa forestal} = 3600 (Kcal/kg); valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%

1 Kcal = 4187 J

1KWh = 3.6x10⁶ J

Para el funcionamiento del conjunto gasificador-motor de combustión, en arreglos individuales para cada unidad, con una potencia eléctrica de salida total de 0.932 MWe, se tiene que la energía que la biomasa debe proporcionar es:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4,187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 742 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \times 1[h] = 11,184.32[Mj]$$

Y tomando en cuenta que la potencia eléctrica total a proporcionar es de 5 MWe se deben utilizar seis (6) conjuntos motores- generadores en su capacidad máxima, de esta forma: 0.932 MWe x 6 = 5.592 MWe; y para el caso de una planta con generación a 5 MWe, el factor de utilización referido a la capacidad máxima es del 89.41%. Este factor se aplicaría como reducción de la energía de entrada:

Para las seis (6) unidades con un factor de utilización de la planta del 89.41%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 11,184.32[Mj] \times 6 \times 0.8941 = 59,999.40[Mj]$$

Y para una generación de 5 MWe

$$Energia_salida[Mj] = 5000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 18,000[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_gasificación)} = \left[\frac{18,000[Mj]}{59,999.40[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(planta_gassificación_5MWe_Motor(B))} = 30\%}$$

La eficiencia global de la planta de gasificación de biomasa que se ha calculado, ha considerado sólo la salida de potencia eléctrica, sin embargo, el motor de combustión tipo “B” permite al igual que el motor tipo “A” la recuperación térmica a la salida de los gases, por lo que esta salida de potencia térmica se aprovecharía para aportar energía a la planta y por consiguiente lograr una mejora en su eficiencia global.

De esta forma tenemos que para el motor-generator tipo “B” la salida con recuperación térmica de la energía de entrada (2.485 MW) a plena potencia es del 42% = 1.044 MW_{Th} y con un factor de utilización de la planta del 89.41%, la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 1044[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.8941 = 3,360.39[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica para el conjunto de seis (6) unidades:

$$Energia_salida(eléctrica_térmica)[Mj] = 18,000[Mj] + 3,360.39[Mj] \times 6 = 38,164.31[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global}(planta_gasificación) = \frac{38,162.31[Mj]}{59,999.40[Mj]}$$

$$\eta_{global}(planta_gasificación_5MWe_Motor(B)con\ recuperación\ térmica) = 63.6\%$$

- Para una potencia de **3000 Kw**, y tomando en cuenta que la salida de potencia eléctrica del motor-generator es de 0.932 MWe, ahora deben utilizarse (4) arreglos gasificador-motor-generator para una potencia total de 0.932 MWe x 4 = 3.728 MWe, por lo que se tiene lo siguiente:

Para un conjunto gasificador-motor-generator:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 742 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \times 1[h] = 11,184.32[Mj]$$

Para cuatro (4) conjuntos gasificador-motor-generator y tomando en cuenta que la potencia a generar de la planta será de 3 MWe, el factor de utilización ahora es del 80.48%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 11,184.32[Mj] \times 4 \times 0.8048 = 36,004.56[Mj]$$

Y para una generación de 3 MWe

$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$\eta_{global}(planta_gasificación) = \frac{10,800[Mj]}{36,004.56[Mj]}$$

$$\eta_{global}(planta_gasificación_3MWe_Motor(B)) = 29.99\%$$

Considerando ahora la recuperación térmica de la energía de entrada (2.845 MW) para una unidad motora a plena potencia, del 42% = 1.044 MW_{Th} y un factor de utilización de la planta del 80.48%, entonces la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 1044[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.8048 = 3,024.76[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica del conjunto de cuatro (4) unidades tenemos:

$$Energia_salida(eléctrica_térmica)[Mj] = 10,800[Mj] + 3,024.66[Mj] \times 4 = 22,899.04[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global}(planta_gasificación) = \frac{22,899.04[Mj]}{36,004.56[Mj]}$$

$$\eta_{global}(planta_gasificación_3MWe_Motor(B)(con\ recuperación\ térmica) = 63.6\%$$

3.13 CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

| PLANTA DE TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA | | | |
|--|--|---|---|
| Equipo | Características | 3MWe | 5MWe |
| MOTOR-GENERADOR | | | |
| TIPO "A":  | -Potencia eléctrica nominal: 2.43MWe -Energía de entrada (MW): 6.205MW. -Consumo de combustible, (Nm^3/h): 1,488.01 - η (eléctrica):39.2 % - η (térmica): 44.2 % - η (total): ~83% | Dos (2) unidades. Capacidad máxima de generación de 4.86MW | Tres (3) unidades Capacidad máxima de generación de 7.29MW |
| TIPO "B":  | Potencia eléctrica nominal: 0.932MWe. -Energía de entrada (MW): 2.485 MW. - η (eléctrica):37.5% - η (térmica):42 % - η (total): ~79% | Cuatro (4) unidades Capacidad máxima de generación de 3.728MW | Seis (6) unidades Capacidad máxima de generación de 5.592MW |
| GASIFICADOR | | | |
| TIPO "A":  | -Tipo "Lecho Fluidizado" (Reactor Único) -Potencia Térmica: 6,205MWth -Agente gasificante: "Oxígeno" -Individual por unidad motora. - η (térmica): 80% | Dos (2) gasificadores, individual por unidad motora tipo "A" | Tres (3) gasificadores, individual por unidad motora tipo "A" |
| TIPO "B":  | -Tipo "Downdraft" -Potencia Térmica: 2,485MWth -Agente gasificante: "Aire". -Individual por unidad motora. - η (térmica): 80% | Cuatro (4) gasificadores, individual por unidad motora, tipo "B" | Seis (6) gasificadores, individual por unidad motora, tipo "B" |
| Tipo de Biomasa (PCI, Aprox. 3600 (Kcal/kg)) | Biomasa forestal, mixta y residual. | 3600 (Kcal/kg) | 3600 (Kcal/kg) |
| Consumo de Biomasa (T/h) | T/h | -Para el motor tipo "A"(plena capacidad): $1.85*(2)=3.7$ T/h. -Con factor de utilización: $3.7*0.618=2.29$ T/h | -Para el motor tipo "A"(plena capacidad): $1.85*(3)=5.55$ T/h. -Con factor de utilización: $5.55*0.686=3.81$ T/h |

| | | | |
|---|--|--|--|
| | | -Para el motor tipo "B" (plena capacidad: $0.742 \cdot (4) = 2,968$; -Con factor de utilización: $2.968 \cdot 0.8048 = 2.39$ T/h | -Para el motor tipo "B" (plena capacidad: $0.742 \cdot (6) = 4.45$. -Con factor de utilización: $4.45 \cdot 0.8941 = 3.98$ T/h |
| Sistema de Alimentación | | | |
|  | Tolvas, molinos trituradores, secadoras, etc. Capacidad de procesamiento en T/h. | De 4 T/h. (Sistema distribuido para alimentación de unidades gasificadoras) | De 6 T/h. (Sistema distribuido para alimentación de unidades gasificadoras) |
| Sistema de Limpieza y Enfriamiento del gas de síntesis | Componentes principales: Sistema de lavado húmedo, filtros, desorbedores, reactor de hidrólisis, tratamiento de aguas residuales. | | |
| Nº de horas de operación anual estimadas: | ~333 días de operación anual. | 8000 horas | |
| Eficiencia Global (η): Motor tipo "A" | Sin recuperación térmica (%) | 31.33 | 31.37 |
| | Con recuperación térmica (%) | 66.75 | 66.78 |
| Eficiencia Global (η): Motor tipo "B" | Sin recuperación térmica (%) | 29.99 | 30 |
| | Con recuperación térmica (%) | 63.6 | 63.6 |
| Factor de Utilización (%) | | | |
| Sistema gasificador-motor- generador tipo "A" | Referido a capacidad de generación máxima (MWe) | 61.80 | 68.6 |
| Sistema gasificador-motor- generador tipo "B" | | 80.48 | 89.41 |
| Energía Anual Generada | GWh | 24 | 40 |

Fig. 3.41. Cuadro Resumen de Componentes de una planta de Combustión de Biomasa.

3.14 EJEMPLOS DE PLANTAS DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA

EQTEC Iberia, SL

c/ Princesa, 2 3ª planta 08401 Granollers (BARCELONA) ESPAÑA
 Tel. +34 938702462 Fax +34 938702650
 email : bcn@eqtec.es
www.eqtec.es

1. Planta de gasificación de biomasa. En esta planta se gasifica la biomasa, obteniendo un gas combustible de bajo poder calorífico, aproximadamente 5,5 MJ/(n)m³. La capacidad de la planta permite gasificar 4000 Kg/h de biomasa.
2. Sistema de limpieza del gas combustible, consistente en enfriadores del gas, filtro de partículas y sistema de evacuación de cenizas. La gran ventaja de este sistema es que no necesita de un lavado por vía húmeda, por lo que no genera aguas residuales.
3. Planta de generación de electricidad. Esta planta consta de tres motogeneradores Jenbacher 620, alimentados con el gas producido en la planta de gasificación. La potencia eléctrica total de esta instalación es de 5922 KWe. Los motores son sobrealimentados y tienen aftercooler de doble etapa, con el fin de maximizar su rendimiento.
4. Instalaciones de recuperación del calor residual de los motogeneradores a gas pobre. Estas instalaciones generan 5600 Kg/h de vapor saturado de 6 bar(g) y un máximo de 159 m³/h de agua caliente a 90 °C, con retorno a 75 °C.
5. Instalaciones eléctricas de interconexión de la planta de producción de electricidad con la red de la compañía suministradora a 132 KV.

resultados

En la siguiente tabla, se resume el balance energético de la planta de cogeneración con gasificación integrada de biomasa.

| REGIMEN NOMINAL | | |
|--------------------------------------|---------------------|-------|
| 1. CONSUMO DE BIOMASA | (KW) | 19600 |
| | (Kg/h) | 4000 |
| 2. CAUDAL DE GASES ESCAPE MOTOR | (Kg/h) | 43197 |
| 3. TEMPERATURA DE GASES ESCAPE MOTOR | (°C) | 456 |
| 4. CALOR GASES ESCAPE MOTOR | (KW) | 3810 |
| PRODUCCION DE VAPOR (6 bar sat) | (Kg/h) | 5600 |
| 5. CALOR REFRIGERACIÓN MOTOR | (KW) | 2778 |
| PRODUCCION AGUA CALIENTE 90 °C | (m ³ /h) | 159 |
| 6. CALOR TOTAL DISPONIBLE | (KW) | 6.588 |
| 7. POTENCIA ELECTRICA | (KW) | 5.922 |
| 8. RENDIMIENTO ELECTRICO | (%) | 30,2 |
| 9. RENDIMIENTO TERMICO | (%) | 33,6 |
| 10. RENDIMIENTO TOTAL | (%) | 63,8 |

En esta tabla puede observarse que el elevado rendimiento eléctrico de la planta, supera con creces el que se obtiene con el ciclo de combustión de biomasa para la producción de vapor y posterior uso de este en un turboalternador, que suele situarse en el 24 % como valor máximo en el rango de potencia de 5 a 15 MWe. Además, la recuperación del calor residual contenido en los gases de escape y el circuito de refrigeración de los motores a gas pobre permite obtener energía térmica sin disminuir la generación eléctrica, como sucede con el ciclo de vapor. Por todo ello, se obtiene un rendimiento total de la planta del 63,8 %.

Fig. 3.42. Ejemplo de Planta de Gasificación de Biomasa (5.9 MWe) con tecnología de cogeneración. (Fuente: Documento: "Planta de Cogeneración de Electricidad de 5.9 MWe con gasificación integradas de biomasa" EQTEC Iberia, SL, www.eqtec.es).



Planta de gasificación de biomasa en Värnamo (Finlandia). 7 MW

Fig. 3.43. Ejemplo de Planta de Gasificación de Biomasa (7MWe).
(Fuente: Curso de Biomasa UDB: “*Procesos Termoquímicos de Transformación y Aprovechamiento de la Biomasa*”, Autor: Dra. María Hernández Antolín, Dpto. Química Industrial y Polímeros, Universidad Politécnica de Madrid, 03/2010).

Planta de Gasificación de Biomasa, TAIM-TFG

- Caudal medio de gas generado: 1320 Nm³/h.
- Relación aire introducido/aire estequiométrico: 24.5%.
- Temperatura de gasificación: 750 °C - 900°C.
- Composición y poderes caloríficos medios:



| | | | |
|-----------------|--------|-------------------------------|-------|
| Hidrógeno | 17.8 | C ₂ H ₄ | 0.2 |
| Oxígeno | 1.3 | C ₂ H ₆ | 0.3 |
| Nitrógeno | 48.1 | C ₂ H ₂ | 0.4 |
| CO | 17.9 | Total | 100.0 |
| Metano | 2.3 | PCS (kcal/Nm ³) | 1436 |
| CO ₂ | 11.670 | PCI (kcal/Nm ³) | 1323 |



Fig.3.44. Ejemplo de Planta de Gasificación de Biomasa en donde se muestra la composición química del gas de síntesis.

(Fuente: Documento: Presentación: “*Experiencias en Gasificación de Biomasa*”, Autor: Jesús Arauzo, Instituto de Investigación de Ingeniería de Aragón, Universidad de Zaragoza).

PROYECTOS ÉXITOSOS EN GASIFICACIÓN DE LA BIOMASA

- - **Gasificador ENAMORA** instalado en Móra d´Ebre, Tarragona, España y diseñado con apoyo del Instituto Catalán de Energía. Se trata de un gasificador de cáscaras de nueces operando en lecho fluidizado y acoplado a un motor diesel con 750 kWe de potencia eléctrica. La eficiencia del sistema es de 21-22 %.
- - **Planta de gasificación en Gussing, Austria.** Compuesta por un gasificador de lecho fluidizado de dos zonas, que utiliza vapor como agente de gasificación, y un motor a gas Jenbacher J620 GS. El poder calorífico del gas es 12,00 MJ/Nm³ y la eficiencia eléctrica del conjunto es de aproximadamente 30 %.
- - **Biomax 15.** Sistema gasificador/MCI de 10-25 kWe desarrollado por la empresa Community Power Corporation (CPC) conjuntamente con el National Renewable Energy Laboratory-NREL del Departamento de Energía de los Estados Unidos. El consumo específico de biomasa es de 1,5 kg/kWh y la inversión específica 1200,00 \$/kWh.



**Implementación de los
biocombustibles en
Brasil**

Instituto de Ingeniería Mecánica
Universidad Federal de Itajubá
Av. BPS 1303, CP 50, Itajubá-MG,
37500-903, Brasil
electo@unifei.edu.br

Fig. 3.45. Proyectos que utilizan gasificación de la biomasa para generación eléctrica.
(Fuente: Documento, Presentación: "Implementación de los Biocombustibles en Brasil", Autor:
Electo Eduardo Silva Lora, electo@unifei.edu.br, Universidad Federal de Itajubá).

3.15 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE GASIFICACIÓN

El análisis de la tecnología de gasificación de biomasa forestal anteriormente desarrollado, indica tal como se dijo previamente en el capítulo 2, su factibilidad para la implementación de una planta de generación eléctrica en el rango de estudio propuesto (3–5 MWe). De acuerdo al dimensionamiento de los componentes básicos tales como el sistema generador (motor de combustión), gasificador de biomasa, sistema de alimentación y enfriamiento del gas, etc., y analizando la eficiencia de la planta en forma global, la implementación de una planta de gasificación de biomasa forestal tiene un porcentaje medio-alto de factibilidad técnica para su construcción y puesta en marcha. Esta tecnología está poco a poco introduciéndose a grado comercial, por lo que en algunos años poseerá más perspectiva de adquisición y operación para plantas de generación eléctrica.

El análisis desarrollado para el cálculo de componentes de la planta para los dos rangos de generación propuestos (3–5 MWe) ha considerado la potencia eléctrica proporcionada por un generador eléctrico integrado a un motor de combustión de los tipos “**A**” y “**B**”, para lograr por medio de conjuntos de generación (2-3 motores para el tipo “A” y de 4-6 para el tipo “B”) la salida de potencia adecuada al rango del estudio. Sin embargo, se tomó en cuenta desde el cálculo inicial de consumo de combustible (gas de síntesis) el hecho que las unidades motoras tuvieran mayor capacidad que la requerida en conjunto para lograr la salida de potencia deseada. Normalmente estos motores de combustión trabajan en porcentajes de funcionamiento máximos del 60-70%, esto porque existe un grado de deterioro por fatiga de las partes mecánicas internas del motor.

Lo anterior es un factor que para la planta de estudio se denominó “*factor de utilización de la planta*”, es decir que es un factor reductivo referido a la capacidad de generación máxima obtenible de la misma. Así, para este estudio, la planta trabajaría en porcentajes cercanos o menores al rango de operatividad máxima del motor (60-80%) y sin embargo, los valores obtenidos para dimensionamiento en el caso del motor tipo “**B**” se acercan al 90%, lo cual implicaría el uso de más unidades, con el objeto de disminuir el porcentaje operativo.

Se partió del cálculo de consumo de combustible (gas de síntesis proporcionado por el gasificador) de la unidad motora (dada por dos fabricantes) para la estimación de capacidades de componentes y consumos de la planta (T/h). Los valores obtenidos son siempre una “*aproximación*” aunque más cercana de los que se obtendrían al tomar en cuenta todos los factores de eficiencia y pérdidas de los componentes de la planta real.

Referente a la eficiencia global, la planta de gasificación tiene un valor aproximado del 31% sin recuperación térmica y un 67% con recuperación térmica con la unidad motora tipo “**A**”, y aproximadamente del 30% sin recuperación térmica y 63% con recuperación térmica con la unidad motora tipo “**B**”.

Los valores anteriores de eficiencia representan el rendimiento en la conversión energética de la energía de la biomasa forestal y su transformación en energía eléctrica y térmica. Esta última, cuando se recupera a través del calor residual de los gases de salida de las unidades motoras, puede reutilizarse por medio de cogeneración para mejorar la eficiencia interna de la planta.

Diagramas de transferencia simplificados de la planta de gasificación de biomasa utilizando los dos modelos de motores de combustión “**A**” y “**B**” se muestran a continuación:

- Caso sin recuperación térmica, Motor tipo “**A**”:



Fig. 3.46 Diagrama de transferencia, planta de gasificación (Motor de combustión tipo “A”) sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica Motor tipo “A”:

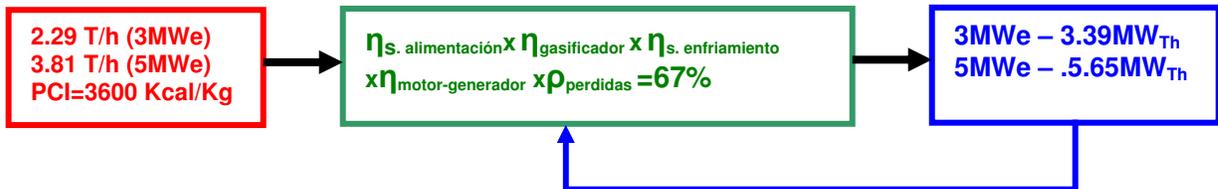


Fig. 3.47 Diagrama de transferencia, planta de gasificación (Motor de combustión tipo “A”) con recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso sin recuperación térmica Motor tipo “B”:



Fig. 3.48 Diagrama de transferencia, planta de gasificación (Motor de combustión tipo “B”) sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica Motor tipo “B”:

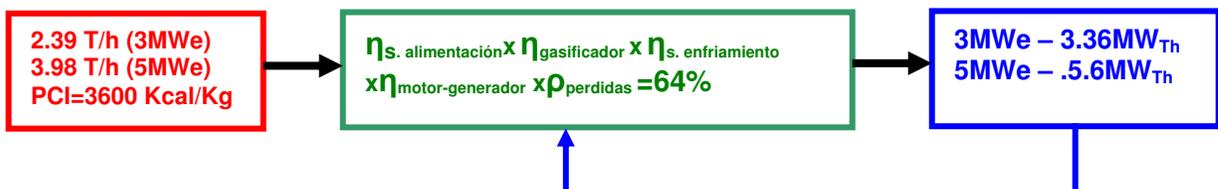


Fig. 3.49 Diagrama de transferencia, planta de gasificación (Motor de combustión tipo “B”) con recuperación térmica (3-5 MWe).

Las eficiencias del sistema de alimentación de biomasa ($\eta_{s. \text{alimentación}}$) y del sistema de enfriamiento y limpieza del gas de síntesis ($\eta_{s. \text{enfriamiento}}$) se consideran para el estudio ideales (valor unitario), así también, se han despreciado las pérdidas energéticas (ρ_{perdidas}).

3.16 TECNOLOGÍA DE PIROLISIS

La tecnología de pirolisis de biomasa forestal aplicada a generación eléctrica se fundamenta en el potencial energético y transformación de los productos del proceso, tales como el *gas de residuo combustible*, *bio-aceite* y el *sólido carbonoso*. Dichos productos pueden aprovecharse en virtud de su poder calorífico para servir de combustible en un motor-generator de combustión interna (caso del gas combustible) o en un ciclo de vapor utilizando una caldera que emplee el carbón vegetal y sea utilizable en una turbina de vapor acoplada a un generador eléctrico.

La utilización del proceso de pirolisis y los productos obtenidos se muestran en la figura 3.50:

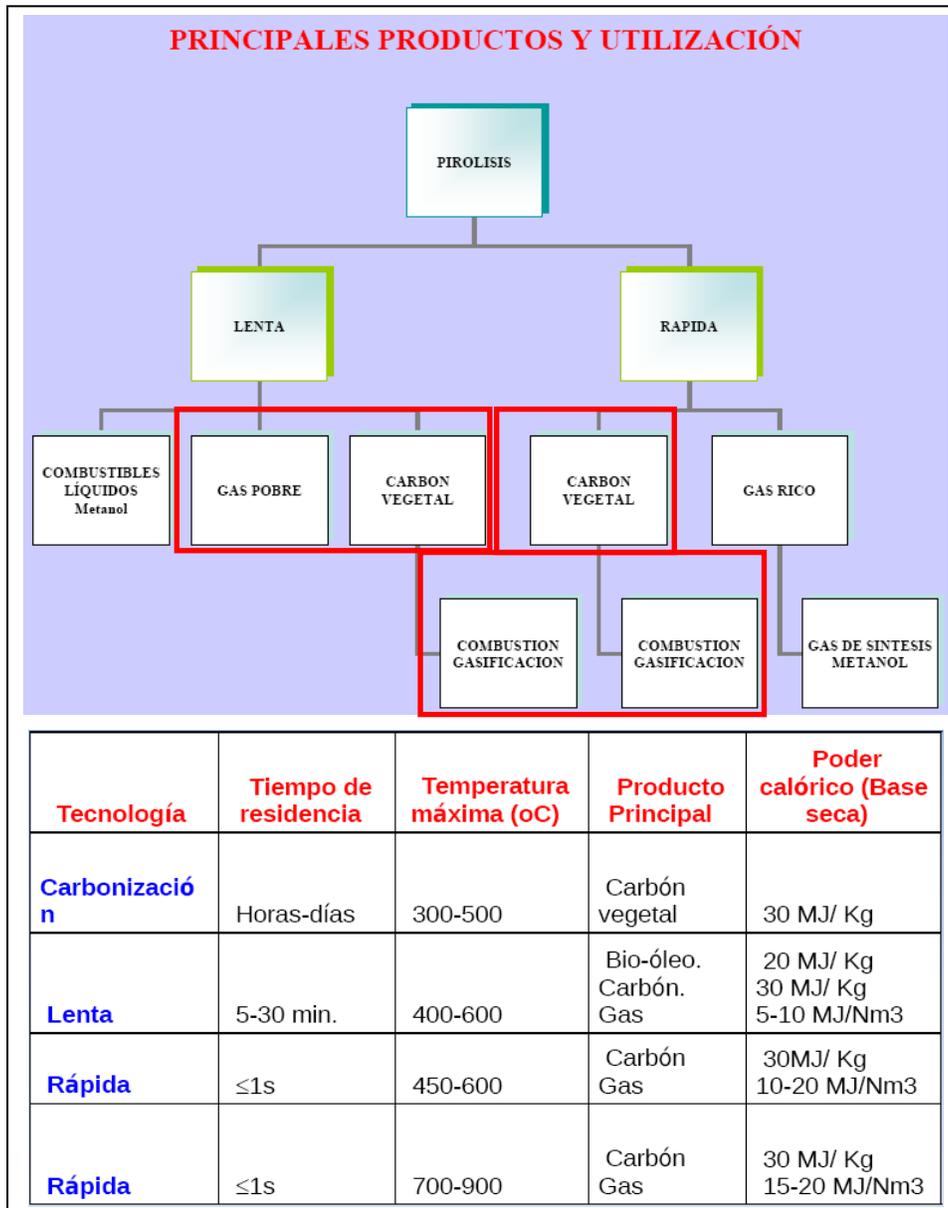


Fig.3.50. Proceso de Pirolisis, tecnología de procesamiento y productos finales.
(Fuente: OLADE "Potencialidades Energéticas de la Biomasa").

Se analizarán los casos de aplicación del “*gas de pirolisis*” y del “*carbón vegetal*”. No se desarrollarán en este estudio los casos de reacción de pirolisis (Rápida o Lenta) para la obtención de gas de síntesis para “*Metano*”. Se dejará también fuera del análisis la utilización del “*bio-aceite*” aplicado para generación eléctrica.

De acuerdo a la literatura y experimentación del proceso de Pirolisis en sus variantes “*Rápida*” o “*Lenta*”, se sabe que a temperaturas bajas y tiempos de residencia altos, “*Pirolisis Lenta*”, se obtiene una mayor producción de líquidos (solución bio-oil) y sólidos (carbón vegetal). Y la producción de gases combustibles (fuel-gas) se realiza a temperaturas elevadas siendo más utilizada la “*Pirolisis Rápida*” con tiempos de residencia bajos.

En las figuras 3.51 y 3.52 se muestran algunas tablas sobre el rendimiento porcentual de productos obtenidos en el proceso de “*Pirolisis Lenta*” de “*madera*” y los productos obtenidos:

| Componentes | Rendimiento (%) |
|-----------------------------|-----------------|
| | Madera |
| Carbón Vegetal | 33.72 |
| Líquido (solución- bio-oil) | 48.78 |
| Gas (fuel-gas) | 17.50 |
| Total | 100.00 |

Fig. 3.51. Composición porcentual de los componentes resultantes de pirolisis de madera.

| Propiedad | % Volumen | Compuesto | % Volumen |
|--------------------|---------------|--------------------------------|-----------|
| PH | 2,5 | CO ₂ | 13.2 |
| C | 55,3 – 63,5 | CO | 16.3 |
| H | 5,2 – 7,0 | H ₂ | 7.9 |
| N | 0,07 – 0,39 | N ₂ | 48.4 |
| S | 0,00 – 0,05 | O ₂ e Hidrocarburos | 14.2 |
| O (por diferencia) | 39,43 – 28,98 | | |
| Ceniza | 0,04 – 0,25 | | |

Fig. 3.52. Composición porcentual de líquidos (solución bio-oil) y gas resultante de pirolisis de madera.

(Fuente Fig. 3.51 y 3.52: “*Pirolisis de Biomasa, Experiencias y Aplicaciones*”(Dr. Ing. PT René Lesme Jaén)

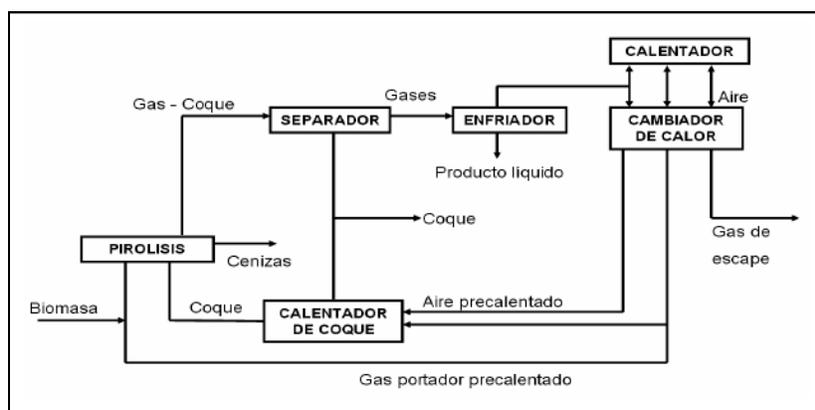


Fig. 3.53. Diagrama de Bloques del Proceso de Pirolisis de Biomasa.

(Fuente: Documento: “*Producción de Carbón Vegetal mediante carboneras en zonas rurales empobrecidas*”, Autor: Luis Oscar Serrano Ayuso, Universidad Carlos III, Madrid.)

El desarrollo de los casos de análisis del proceso de pirolisis de biomasa se basa en la gasificación de la biomasa y el uso del gas de síntesis para generación eléctrica. A continuación se exponen los casos:

A) Pirolisis Lenta (Carbonización) y Gasificación del Carbón Vegetal

Este caso de análisis se fundamenta en el proceso de “carbonización” de la biomasa forestal a considerar, cultivos energéticos, biomasa forestal y residual, para su utilización como combustible. La carbonización es el proceso de pirolisis más conocido y el más importante para la producción de carbón vegetal. Algunos tipos de sistemas de carbonización se muestran en la figura 3.54:

| SISTEMA | VENTAJAS | INCONVENIENTES |
|-------------------|--|---|
| Apilamiento | Poca inversión Capacidad muy variable Cualquier lugar | Poco control Producto muy heterogéneo Coste de mano de obra |
| Horno de ladrillo | Bine aislado, resiste a la corrosión Manejo fácil Larga vida Producto homogéneo | Preparación del material Capacidad fija Enfriamiento lento, ciclo largo |
| Horno de metal | Posibilidad de movilidad Enfriamiento rápido, ciclo corto | Baja vida Inversión más alta |
| Continuo | Gran homogeneidad Recuperación energía Automatización | Tecnología más compleja |

Fig. 3.54. Sistemas de carbonización de biomasa.
(Fuente: www.cps.unizar.es/~proter/Gasificaci%F3n.htm)

El carbón vegetal es un producto sólido, frágil y poroso con un alto contenido de carbono, cerca del 80% y se produce por calentamiento de materiales carbonosos como la madera a temperaturas de 400 a 600 °C, en ausencia de aire. El caso de análisis a considerar plantea la obtención de carbón vegetal de la recolección de materiales leñosos, cultivos energéticos y mezclas de recolección y su posterior utilización en un gasificador de carbón.

El rendimiento en la producción de carbón del proceso puede variar dentro de límites muy amplios dependiendo de la condición de la biomasa forestal, el contenido de agua y del tiempo de calentamiento del proceso. Los límites de humedad deberán estar entre el 10-15%. De esta forma, la obtención de carbón partiendo de madera seca esta entre un 25 a 35% por peso. El poder calorífico del carbón oscilará entre 7000 a 8000 Kcal/Kg. Esto es de 29.5 a 33.5 MJ/ Kg

El proceso de pirolisis para producir carbón vegetal, también produce una cantidad pequeña de residuos con alquitrán, productos químicos con ácido acético y una proporción considerable de agua originada del secado y la descomposición pirolítica de la madera por evaporación. Al finalizar el proceso se deja que el carbón vegetal se enfríe sin acceso a aire y luego estará listo para utilizarlo como combustible.

Algunos equipos y modelos utilizados en el proceso de pirolisis para la obtención de carbón se muestran en las figuras 3.55, 3.56 y 3.57:



Fig. 3.55. Hornos metálicos de carbonización de biomasa forestal.



Fig. 3.56. Biomasa forestal a utilizar en el proceso de carbonización.

| Horno industrial continuo | |
|----------------------------------|---------------------------------------|
| VENTAJAS | INCONVENIENTES |
| Calidad homogénea y ajustable | Inversión considerable |
| Alto rendimiento | Alta sofisticación tecnológica |
| Automatización | Colocación de la madera aprovisionada |
| Alto rendimiento energético | Transporte de madera |
| Niveles de polución bajo | Cortado y preparación de la madera |

Hornos industriales pirolíticos

Fig. 3.57. Características del tipo de Horno Industrial Continuo para carbonización.

(Fuentes Fig. 3.55 y 3.56. www.piroeco.com; Fig. 3.57. Documento: “Producción de Carbón Vegetal mediante carboneras en zonas rurales empobrecidas”, Autor: Luís Oscar Serrano Ayuso, Universidad Carlos III, Madrid.)

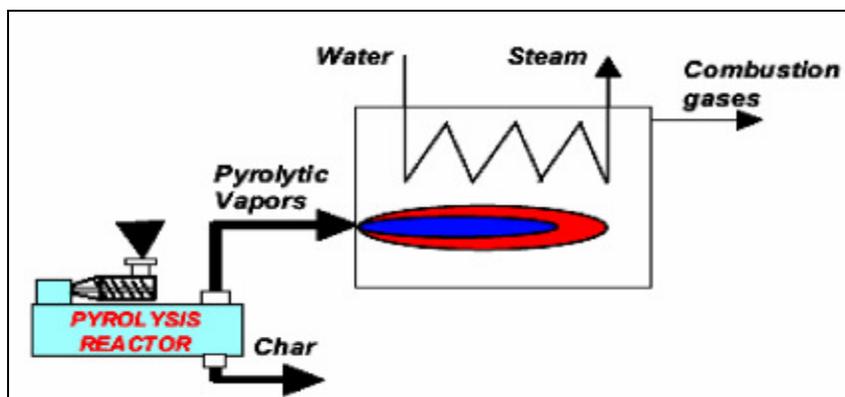


Fig. 3.58. Modelo de proceso de pirólisis para producción de vapor y carbón vegetal.
 (Fuente: Documento: "Producción de Carbón Vegetal mediante carboneras en zonas rurales empobrecidas", Autor: Luís Oscar Serrano Ayuso, Universidad Carlos III, Madrid.)

El proceso de "Pirólisis Lenta" para la conversión de la biomasa vegetal a carbón es variable en el rendimiento, según el tipo de equipo (horno) para producir la carbonización. Así, se tiene por ejemplo, que un proceso de pirólisis lenta de 300 minutos (5 horas), produce carbones con rendimiento entre el 22 y el 24%, de la biomasa original, mientras que si se extiende el tiempo a más de 480 minutos (8 horas) la calidad del carbón producido mejora relativamente, con valores de rendimiento en la producción superiores al 25%.

Algunos tipos de gasificadores utilizados en el proceso de gasificación del carbón vegetal, sus características y el producto generado (gas de síntesis) se muestran en las figuras 3.59.a la 3.62:

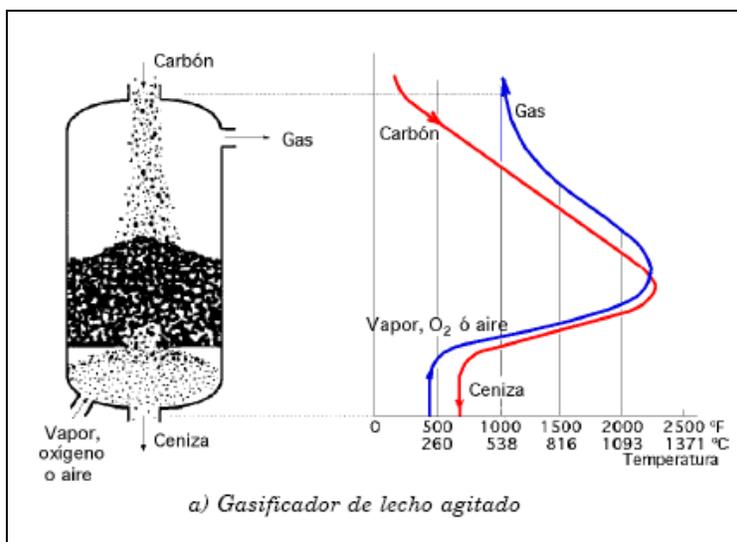


Fig. 3.59. Modelo de Gasificador de Carbón de Lecho Agitado.
 (Fuente: Documento: XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN (<http://libros.redsauce.net/>))

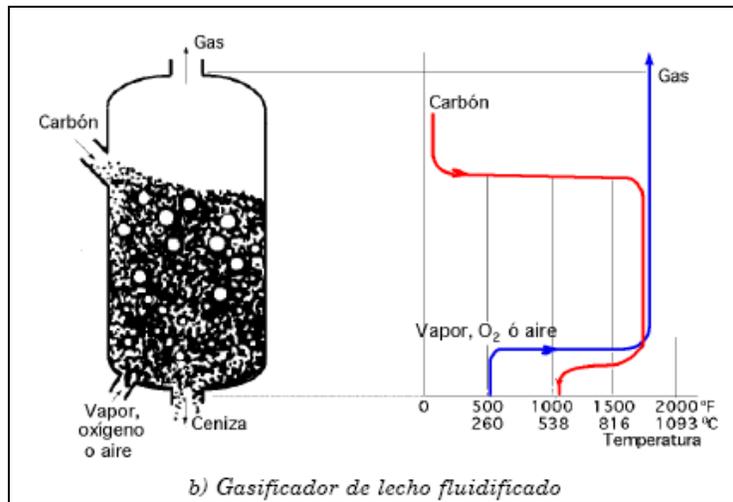


Fig. 3.60. Modelo de Gasificador de Carbón de Lecho Fluidificado.

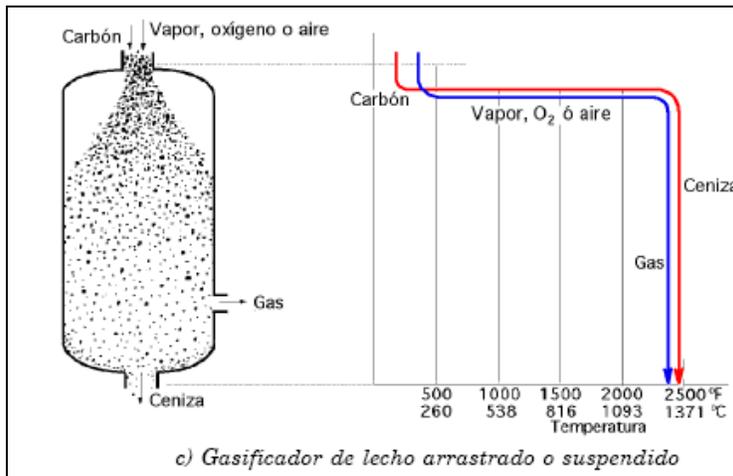


Fig. 3.61. Modelo de Gasificadores de Carbón de Lecho Arrastrado.

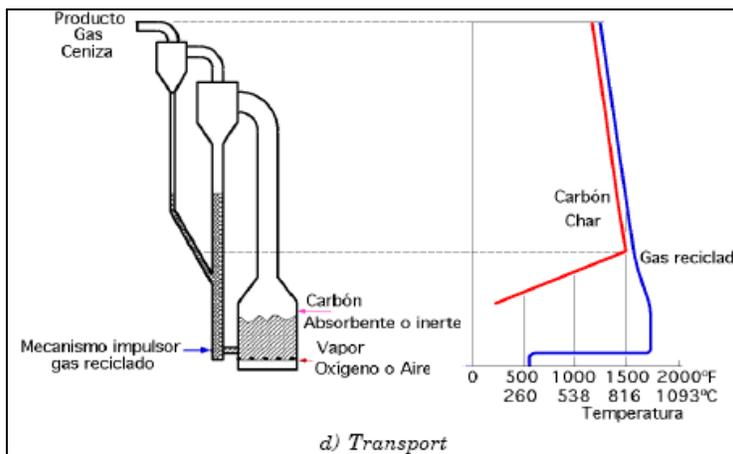


Fig. 3.62. Modelo de Gasificador de Carbón de Transporte.

(Fuente Fig. 3.60, 3.61 y 3.62: Documento: **XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN**
[\(http://libros.redsauce.net/\)](http://libros.redsauce.net/))

Algunas de las principales características de los diferentes modelos de gasificadores de carbón y del sistema de limpieza del gas, se presentan en las tablas de las figuras 3.63 y 3.64:

| LECHO AGITADO | | |
|----------------------------------|--|--|
| <i>Carbón alimentado</i> | <i>Ceniza SECA</i> | <i>Ceniza FUNDIDA</i> |
| <i>Tamaño</i> | <i>Bruto < 2" (51 mm)</i> | <i>Bruto < 2" (51 mm)</i> |
| <i>Aceptabilidad finos</i> | <i>Limitada</i> | <i>Mayor que con seca</i> |
| <i>Aceptabilidad aglutinante</i> | <i>Sí (con modificaciones)</i> | <i>Sí (con modificaciones)</i> |
| <i>Rango preferido carbón</i> | <i>Bajo</i> | <i>Alto</i> |
| <i>Operación:</i> | | |
| <i>Temperatura salida gas</i> | <i>Baja= 800+1200°F (427-649°C)</i> | <i>Baja= 800+1200°F (427-649°C)</i> |
| <i>Requisito oxidante</i> | <i>Bajo</i> | <i>Bajo</i> |
| <i>Requisito vapor</i> | <i>Alto</i> | <i>Alto</i> |
| <i>Peculiaridad clave</i> | <i>Hidrocarburos líquidos en gas bruto</i> | |
| <i>Tecnología clave</i> | <i>Utilización de finos e hidrocarburos líquidos</i> | |
| LECHO FLUIDIFICADO | | |
| <i>Carbón alimentado</i> | <i>Ceniza SECA</i> | <i>Ceniza FUNDIDA</i> |
| <i>Tamaño</i> | <i>Triturado < 0,25" (6,4 mm)</i> | <i>Triturado < 0,25" (6,4 mm)</i> |
| <i>Aceptabilidad finos</i> | <i>Buena</i> | <i>Mejor</i> |
| <i>Aceptabilidad aglutinante</i> | <i>Posible</i> | <i>Sí</i> |
| <i>Rango preferido carbón</i> | <i>Bajo</i> | <i>Cualquiera</i> |
| <i>Operación:</i> | | |
| <i>Temperatura salida gas</i> | <i>1700 + 1900 °F (927-1038°C)</i> | <i>1700 + 1900 °F (927-1038°C)</i> |
| <i>Requisito oxidante</i> | <i>Moderado</i> | <i>Moderado</i> |
| <i>Requisito vapor</i> | <i>Moderado</i> | <i>Moderado</i> |
| <i>Peculiaridad clave</i> | <i>Gran reciclado de subcoque (char)</i> | |
| <i>Tecnología clave</i> | <i>Conversión de carbono</i> | |
| FLUJO ARRASTRADO | | FLUJO TRANSPORT |
| <i>Carbón alimentado</i> | <i>Ceniza FUNDIDA</i> | <i>Ceniza SECA</i> |
| <i>Tamaño</i> | <i>Pulverizado: 100 mesh (149 micras)</i> | <i>Pulverizado: 1/ 16"</i> |
| <i>Aceptabilidad finos</i> | <i>Ilimitada</i> | <i>Mejor</i> |
| <i>Aceptabilidad aglutinante</i> | <i>Sí</i> | <i>Sí</i> |
| <i>Rango preferido carbón</i> | <i>Cualquiera</i> | <i>Cualquiera</i> |
| <i>Operación:</i> | | |
| <i>Temperatura salida gas</i> | <i>Alta > 2300°F (1260°C)</i> | <i>1500 a 1900°F (815 a 1039°C)</i> |
| <i>Requisito oxidante</i> | <i>Alto</i> | <i>Moderado</i> |
| <i>Requisito vapor</i> | <i>Bajo</i> | <i>Moderado</i> |
| <i>Peculiaridad clave</i> | <i>Gran energía en gas bruto caliente</i> | <i>Inventario control de carbón y arrastre de agua</i> |
| <i>Tecnología clave</i> | <i>Refrigeración gas bruto</i> | |

Fig. 3.63. Características técnicas de gasificadores de carbón.

(Fuente: Documento: XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN (<http://libros.redsauce.net/>))

| Tipo gasificador | Lecho agitado ceniza seca | Lecho agitado ceniza fundida | Lecho fluidificado | Flujo arrastrado Alimentación lechada | Flujo arrastrado Alimentación seca |
|---|---------------------------|------------------------------|--------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| Oxidante | Aire | Oxígeno | Oxígeno | Oxígeno | Oxígeno |
| Combustible | Subbituminoso | Bituminoso | Lignito (3) | Bituminoso | Bituminoso (3) |
| Análisis combustible | | | | | |
| % peso C | 41,1 | 61,2 | 56,9 | 61,2 | 66,1 |
| % peso H | 4,6 | 4,7 | 3,8 | 4,7 | 5 |
| % peso N | 0,8 | 1,1 | 0,8 | 1,1 | 1,2 |
| % peso O | 20,5 | 8,8 | 15,9 | 8,8 | 9,5 |
| % peso S | 0,6 | 3,4 | 1 | 3,4 | 3,7 |
| % ceniza | 16,1 | 8,8 | 9,6 | 8,8 | 9,5 |
| % humedad | 16,3 | 12 | 12 | 12 | 5 |
| HHV Btu/lb | 11258 | 11235 | 9914 | 11235 | 12128 |
| (kJ/kg) | 26189 | 26136 | 23063 | 26136 | 28213 |
| Alimentación combustible | Seca | Seca | Seca | Lechada 65% peso = Sólido | Seca |
| Presión operación | | | | | |
| psi | 295 | 465 | 145 | 615 | 365 |
| (kPa) | 2034 | 3206 | 1000 | 4240 | 2516 |
| Gas bruto | | | | | |
| % vol CO | 17,4 | 46 | 48,2 | 41 | 60,3 |
| % vol H ₂ | 23,3 | 26,4 | 30,6 | 29,8 | 30 |
| % vol CO ₂ | 14,8 | 2,9 | 8,2 | 10,2 | 1,6 |
| % vol H ₂ O | {1} | 16,3 | 9,1 | 17,1 | 2 |
| % vol N ₂ | 38,5 | 2,8 | 0,7 (4) | 0,8 (4) | 4,7 (4) |
| % vol CH ₄ + C _n H _m | 5,8 | 4,2 | 2,8 | 0,3 | |
| % vol H ₂ S + SCO | 0,2 | 1,1 | 0,4 | 1,1 | 1,3 |
| % vol NH ₃ + HCN | {2} | 0,3 | {2} | 0,2 | 0,1 |
| HHV Btu/lb | 196 | 333 | 309 | 278 | 297 |
| (MJ/m ³ N) | 7,7 | 13,1 | 12,2 | 10,9 | 11,7 |

Notas: (1) análisis seco; (2) no explicitado; (3) combustible seco; (4) incluido argón

Fig. 3.64. Tabla de características técnicas de gasificadores de carbón y composición del gas de síntesis producido.

(Fuente: Documento: XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN (<http://libros.redsauce.net/>))

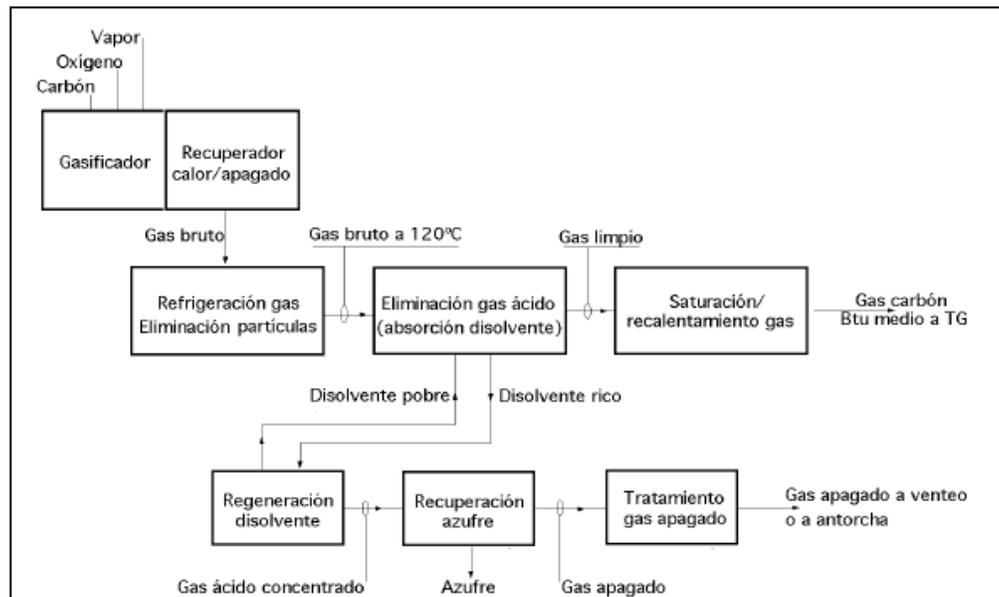


Fig. 3.65. Esquema de limpieza del gas producido por gasificación de carbón.

(Fuente: Documento: XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN (<http://libros.redsauce.net/>))

B) Pirolisis Rápida y Gasificación de la Biomasa Vegetal

La utilización del proceso de pirolisis utilizando la gasificación de la biomasa vegetal, en el caso de los cultivos energéticos, se fundamenta en el uso del gas de síntesis obtenido como combustible para su empleo en un motor de combustión interna o turbina de gas, acoplada a un generador eléctrico. El tipo de proceso que se considerará se conoce como “Gasificación por Pirolisis Rápida”.

En virtud del tipo de proceso utilizado y dependiendo del tipo de biomasa y reactor, el gas de síntesis de la gasificación por su composición es de medio contenido energético ($15-20 \text{ MJ/Nm}^3$). Este gas se empleará preferiblemente con el modelo de motor-generador de combustión interna, por su adaptabilidad a la mezcla y composición química del gas, y por requerir un menor tratamiento a incorporar en el proceso para purificación del gas de síntesis. Los rangos a considerar en la composición del gas de síntesis del proceso de gasificación de “Pirolisis Rápida” de biomasa forestal y el valor energético del gas, se presentan en la tabla de la figura 3.66:

| Composición estimada del Gas de Síntesis (Gasificación de Pirolisis Rápida) |
|--|
| Monóxido de Carbono (CO , 40-50%) |
| Hidrógeno (H₂ , 20-25%) |
| Dióxido de Carbono (CO₂ , 1-10%) |
| Nitrógeno (N₂ , 0-5%) |
| Metano (CH₄ , 10-15%) |
| Insaturados (5-10%) |
| Valor energético: 15-20 [MJ/Nm^3] |

Fig. 3.66. Composición estimada del Gas de Síntesis.

(Fuente: Fig.3.26, 3.37, 3.38 y 3.67 composición estimada del gas de síntesis de gasificadores y del proceso de gasificación de biomasa según agente oxidante)

A continuación se muestra una tabla comparativa de tecnologías de gasificación de biomasa vegetal, que incluyen a la pirolisis rápida, en la cual se observa que el poder calorífico del gas obtenido ($\text{PCI de } 4,500 \text{ Kcal/ Nm}^3 = 18.84 \text{ MJ/Nm}^3 = 5.23 \text{ KWh/Nm}^3$) es superior al del proceso de gasificación con agente oxidante “Oxígeno” o “Aire” convencional. Esto es debido a que el gas de síntesis posee mayor contenido de “metano” y una disminución o nulidad de Nitrógeno (**N₂**), así como de Dióxido de carbono (**CO₂**). Los rendimientos de conversión energética de la biomasa se estiman en 70%. (ver Fig.3.67)

| Proceso | Gasificación O ₂ | Gasificación con aire | Pirolisis rápida |
|--------------------------|---|---|--|
| Composición Gas Producto | 45% CO 28% H ₂ 18% CO ₂ 5% CH ₄ | 24% CO 20% H ₂ 12.5% CO ₂ 3% CH ₄ 40% N ₂ | 48% CO 20% H ₂ 6.5% CO ₂ 13% CH ₄ 6% insaturados (C ₂ H ₄ , C ₂ H ₂) |
| Rendimiento teórico | 70% | 70% | 70% |
| P.C.S. (aprox.) | 3.000 kcal/Nm ³ | 1.500 kcal/Nm ³ | 4.500 kcal/Nm ³ |
| Aporte de calor | Interno | Interno | externo |

Fig. 3.67. Tabla comparativa de tecnologías de gasificación y pirolisis rápida.

(Fuente: <http://www.aragoninvestiga.org>)

Algunos modelos de reactores para “Pirolisis Rápida”, para producción de gas y carbón, se muestran en la figura 3.68:

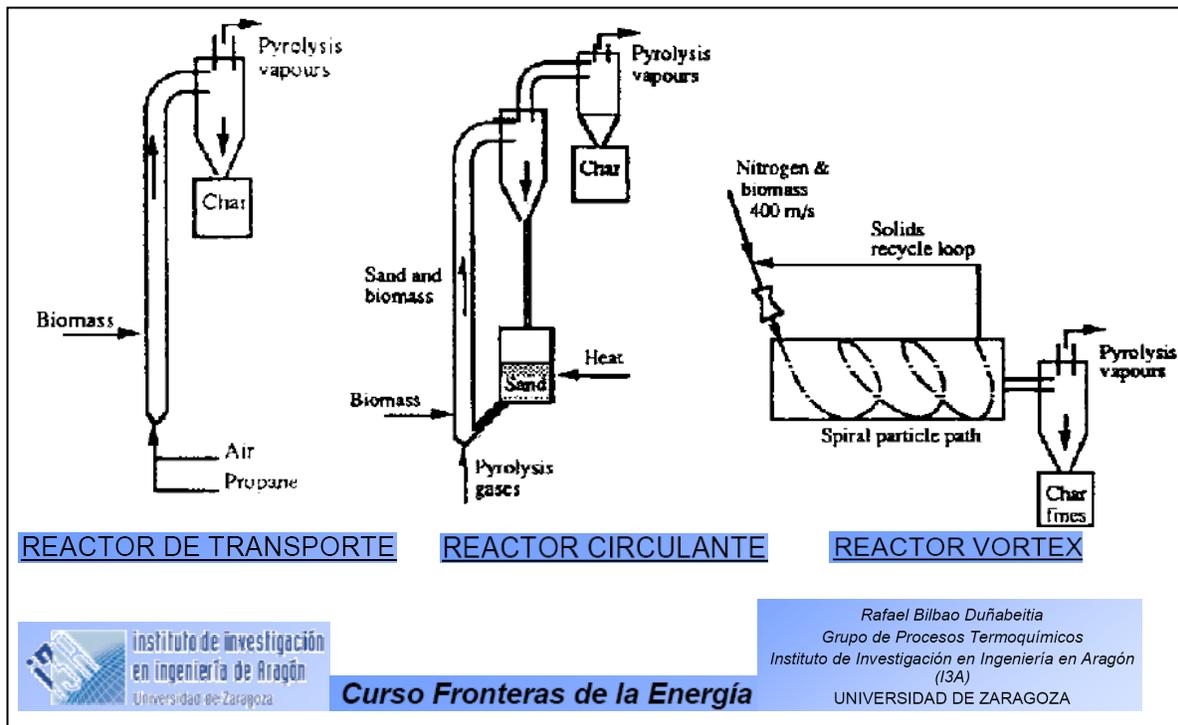


Fig. 3.68. Modelos de Reactores de “Pirolisis Rápida”.

(Fuente: Documento, Presentación: “Aprovechamiento Termoquímico de la Biomasa”, Autor: Rafael Bilbao Duñabeita, Universidad de Zaragoza, 2009).

El gasificador de *lecho fluidizado circulante* también puede emplearse en el proceso de pirolisis rápida para la producción de gas de síntesis de la biomasa, con una proporción regulada de oxígeno o aire incorporada en la reacción del lecho fluidizado (ver Fig.3.69).

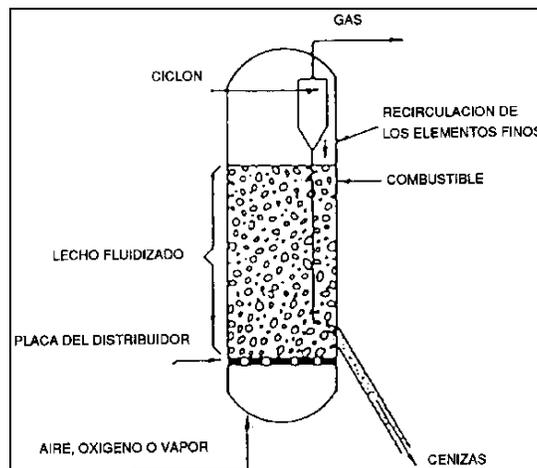


Fig. 3.69. Gasificador de Lecho fluidizado circulante empleado en el proceso de “Pirolisis Rápida”.

(Fuente: Documentos: “Gasific.Pirol.pdf”; “Simulación de Gasificación de biomasa en lecho fluidizado”, Autor Francisco Javier Moreno, Universidad Carlos III, Madrid 2010).

3.17 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE PIRÓLISIS DE BIOMASA

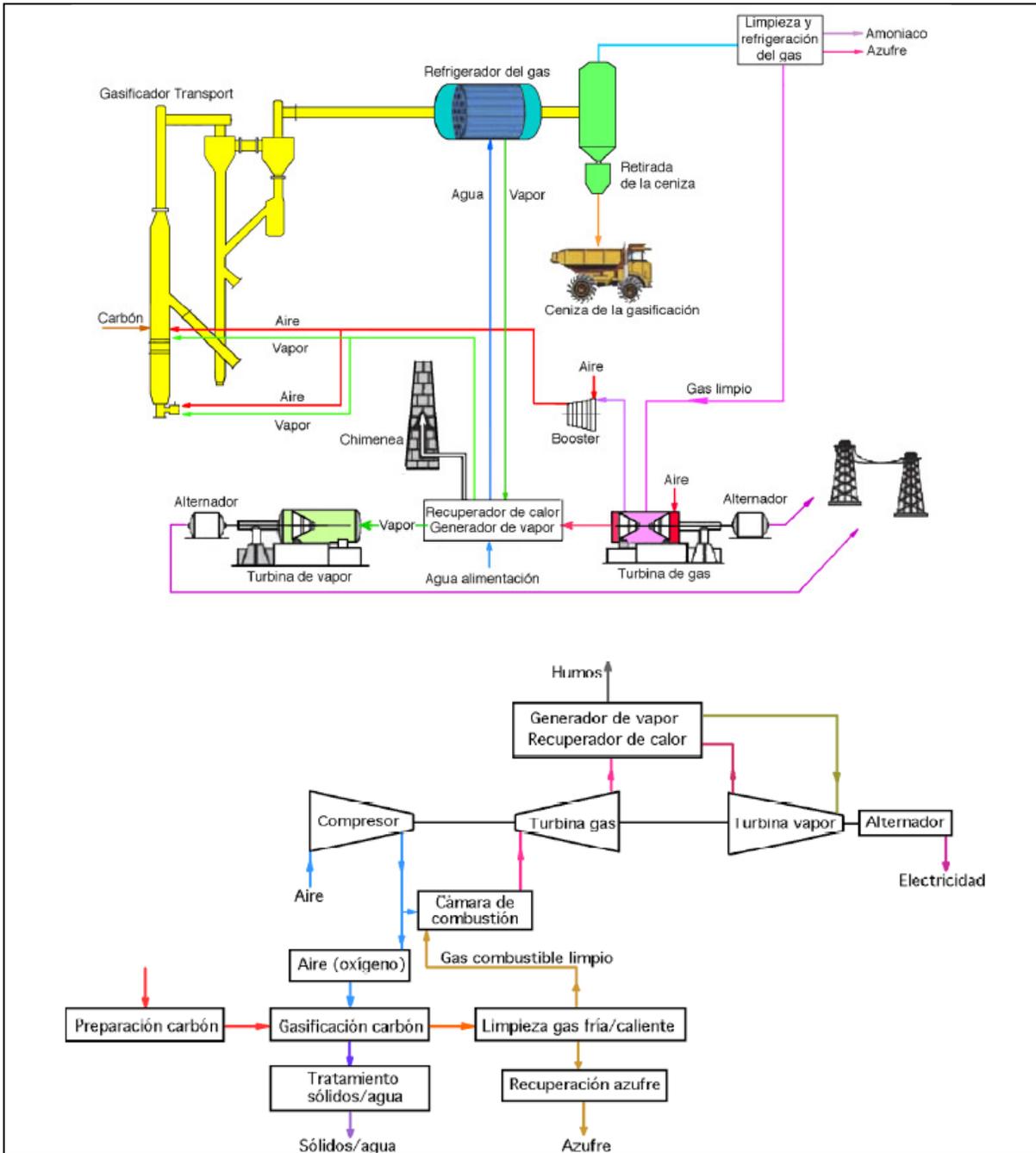


Fig.3.70. Modelo general de planta de pirólisis para generación eléctrica con un reactor-gasificador del tipo "Transporte" que utiliza carbón vegetal.

(Uso del ciclo combinado con turbina de vapor y turbina de gas. Se incluye el diagrama de bloques)

(Fuente Fig.3.70: Documento: XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN (<http://libros.redsauce.net/>))

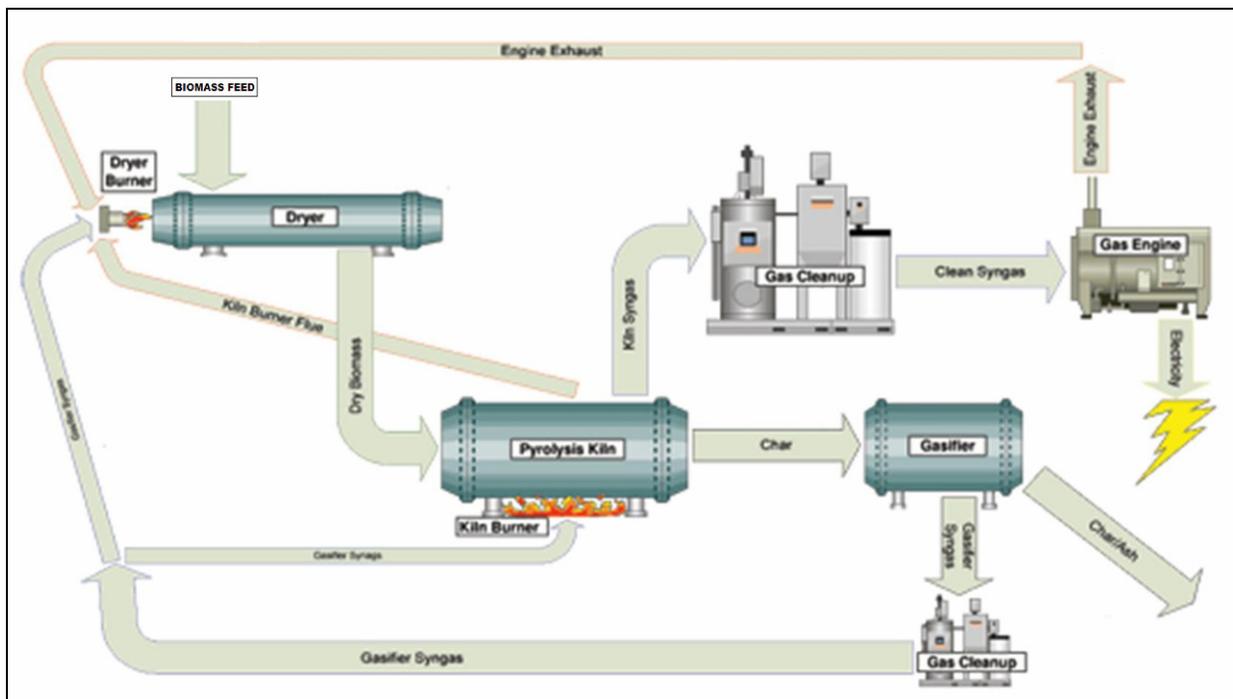


Fig.3.71 Modelo general de planta de pirolisis de biomasa (incluye horno de pirolisis y gasificador con motor de combustión).

(Fuente: http://biocharfarms.org/biochar_production_energy/).

El modelo de planta de pirolisis de biomasa expuesto anteriormente en la figura 3.70, utiliza el "Ciclo Combinado", (empleando como combustible carbón vegetal), como modelo alternativo al de generación por motor de combustión (fig. 3.71), que emplea el gas del reactor de pirolisis (como en el caso de "Pirolisis Rápida", 600-900°C) y como combustible, biomasa de origen vegetal.

El caso de integración con un ciclo combinado utiliza directamente el gas combustible quemado y caliente del gasificador que utiliza "biomasa vegetal" o de un gasificador de "carbón" para su uso en una turbina que esté acoplada a un generador eléctrico. El gas de síntesis debe ser especialmente acondicionado mediante un sistema de refrigeración, limpieza y calentamiento previo, antes de poder utilizarlo en las turbinas.

Se utiliza una mezcla de alimentación para la turbina de gas, y el gas de escape (con temperatura cercana a los 538 °C), pasa posteriormente, por un "generador de vapor", en donde se aprovecha el calor de los gases para accionar un turboalternador y generar electricidad hacia la red eléctrica.

3.18 ANÁLISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (PIRÓLISIS)

Modelo teórico de análisis:

El cálculo de los equipos y componentes de una planta de pirolisis de biomasa forestal (cultivos energéticos) con una capacidad de generación eléctrica entre 3 y 5 MWe considerará los casos expuestos anteriormente por “Carbonización” y “Gasificación” de la biomasa para obtener un gas de síntesis que pueda ser utilizado por un motor-generador de combustión interna, similar al proceso de “gasificación normal de biomasa”, o, en un caso alternativo, en un ciclo combinado con una turbina de gas y una turbina de vapor. Se procederá a realizar un análisis de cantidades de energía, de acuerdo a la eficiencia en transformación de la biomasa para el rango de generación eléctrica deseado.

□ Motor-Generador de combustión interna:

Para el modelo del motor-generador que utiliza gas de síntesis se considerarán ambos casos de análisis, “gasificación del carbón vegetal” (Pirolisis Lenta) y “gasificación de la biomasa vegetal” (Pirolisis Rápida), y dependiendo del contenido energético del gas se establecerán los parámetros de alimentación de la unidad.

Para el caso de gasificación del carbón vegetal, el contenido energético del gas proveniente del reactor de pirolisis (gasificador), de acuerdo a la siguiente tabla tiene un poder calorífico inferior (PCI) mínimo cercano a 11 MJ/Nm^3 (3.05 KWh/Nm^3) obtenido de la reacción con agente gasificante “Oxígeno”. (ver Fig.3.72).

| Tipo gasificador | Lecho agitado ceniza seca | Lecho agitado ceniza fundida | Lecho fluidificado | Flujo arrastrado Alimentación lechada | Flujo arrastrado Alimentación seca |
|-----------------------|---------------------------|------------------------------|--------------------|---------------------------------------|------------------------------------|
| Oxidante | Aire | Oxígeno | Oxígeno | Oxígeno | Oxígeno |
| Combustible | Subbituminoso | Bituminoso | Lignito (3) | Bituminoso | Bituminoso (3) |
| HHV Btu/lb | 196 | 333 | 309 | 278 | 297 |
| (MJ/m ³ N) | 7.7 | 13.1 | 12.2 | 10.9 | 11.7 |

Fig. 3.72. PCI de gasificación con carbón y tipo de gasificadores.

(Fuente: Extracto de Fig. 3.74, Documento: **XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN** (<http://libros.redsauce.net/>))

Para el caso de “gasificación de la biomasa vegetal” el contenido energético del gas proveniente del reactor de pirolisis (gasificador de lecho fluidizado circulante), es de $4,500 \text{ Kcal/Nm}^3 = 18.84 \text{ MJ/Nm}^3$ ó 5.23 KWh/Nm^3 . (ver Fig.3.73).

| Proceso | Gasificación O ₂ | Gasificación con aire | Pirolisis rápida |
|---------------------|-----------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Rendimiento teórico | 70% | 70% | 70% |
| P.C.S. (aprox.) | 3.000 kcal/Nm ³ | 1.500 kcal/Nm ³ | 4.500 kcal/Nm ³ |
| Aporte de calor | Interno | Interno | externo |

Fig. 3.73. Poder calorífico de gasificación con pirolisis rápida de biomasa vegetal.

(Fuente: Extracto de Fig. 3.75. <http://www.aragoninvestiga.org>)

Utilizando los datos del PCI del gas de síntesis de cada caso, se procede a realizar un balance de energía de entrada y salida, para determinar la cantidad de biomasa (cultivos energéticos) necesaria. Los parámetros de la especificación técnica del motor-generador, indican que una unidad puede proporcionar cerca de 2.43 MWe.

Modelo del Motor-Generador que utilizará gas de síntesis de pirolisis:

GE Energy

Jenbacher type 6



Applicable gas types: Natural gas, flare gas, biogas, landfill gas, sewage gas, Special gases like coal mine gas, coke gas, wood gas, pyrolysis gas!

Jenbacher gas engines

Technical Specification

CO-GEN Module data:

| | | |
|--|--------|-------|
| Electrical output | kW el. | 2.433 |
| Recoverable thermal output (180 °C) | kW | 2.743 |
| Energy input | kW | 6.205 |
| Fuel Consumption based on a LHV of 5 kWh/Nm³ | Nm³/h | 1.241 |
| Electrical efficiency | % | 39,2% |
| Thermal efficiency | % | 44,2% |
| Total efficiency | % | 83,4% |
| Heat to be dissipated (LT-Circuit) | kW | |

Emission values: NOx < 250 mg/Nm³ (5% O2)

Fig. 3.74. Modelo de motor-generador de combustión interna de combustible gaseoso. (Fuente: <http://www.ge-energy.com/>; http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/).

Se parte del cálculo del caudal de gas combustible necesario para el motor-generador, tomando en cuenta el valor del PCI del gas de síntesis considerado y la potencia eléctrica de salida. Esto se compara con la especificación técnica de consumo $1,024 \text{ (Nm}^3\text{/h)}$, con el objeto de observar la variación de consumo por la reducción o aumento, sea el caso del PCI base (5 KWh/Nm^3) y suponiendo que la eficiencia eléctrica no se afecta en forma significativa (39.2%).

De acuerdo a lo anterior, y partiendo de la energía de entrada necesaria según especificación técnica para el motor considerado, tenemos que:

- Para el caso de gasificación de carbón vegetal (pirolisis lenta), PCI = 11 MJ/Nm^3 (3.05 KWh/Nm^3):

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] . \text{PCI} \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]$$

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = 1,241 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] . 5 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right] = 6.205[\text{MW}]$$

Calculando ahora el caudal con un PCI de 3.05 KWh/Nm³, tenemos:

$$Q.Entrada \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{6205 [KW]}{3.05 \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right]} = 2,034.42 \left[\frac{Nm^3}{h} \right]$$

- Para el caso de gasificación de biomasa vegetal (pirolisis rápida) PCI = 18.84 MJ/Nm³ (5.23 KWh/Nm³):

$$Energ.Entrada [MW] = Q.Entrada \left[\frac{Nm^3}{h} \right] \cdot PCI \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right]$$

$$Energ.Entrada [MW] = 1,024 \left[\frac{Nm^3}{h} \right] \cdot 5 \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right] = 6.205 [MW]$$

Calculando ahora el caudal con un PCI de 5.23 KWh/Nm³, tenemos:

$$Q.Entrada \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{6205 [KW]}{5.23 \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right]} = 1,186.42 \left[\frac{Nm^3}{h} \right]$$

De lo anterior se infiere que para el caso de gasificación de carbón vegetal (pirolisis lenta), debido a que la energía del gas de pirolisis es de menor valor que el valor base de la especificación técnica del motor, el consumo de combustible se incrementa en una proporción: 2,034.42 (Nm³/h) / 1,241 (Nm³/h) = 1.64 veces el valor base.

Para el caso de gasificación de biomasa (pirolisis rápida), la energía del gas de pirolisis es de mayor valor que el valor base de la especificación técnica del motor, por lo que el consumo de combustible disminuye en una proporción: 1,186 (Nm³/h) / 1,241 (Nm³/h) = 0.96 del valor base.

Y para conseguir lograr una generación eléctrica entre 3 y 5 MWe o superior, tomando en cuenta que los datos de eficiencia del motor no variarán sensiblemente con el PCI del gas de síntesis de la gasificación de pirolisis de biomasa, con el nuevo valor de consumo del gas, las características técnicas del motor de combustión para el caso de "*Pirolisis Lenta*" y "*Pirolisis Rápida*" se muestran en las figuras 3.75 y 3.76:

| Motor-Generador de combustión Interna con gas de síntesis de gasificación de "carbón vegetal" " <i>Pirolisis Lenta (carbonización)</i> " | |
|--|----------|
| Potencia eléctrica (MWe) | 2.43 |
| Energía de entrada (MW) | 6.205 |
| PCI del gas de síntesis (KWh/ Nm ³) | 3.05 |
| Consumo de combustible, basado en el PCI del gas de síntesis (gasificación con oxígeno) (Nm ³ /h) | 2,034.42 |
| η (eléctrica) (%) | 39.2 |
| η (térmica) (%) | 44.2 |
| Recuperación térmica de gases de salida (MW) | 2.74 |

Fig. 3.75. Características del Motor-Generador de combustión Interna (Tipo "A") con gas de síntesis de gasificación de "carbón vegetal" "*Pirolisis Lenta (carbonización)*".

(Fuente: Fig.3.74. y cálculos de consumo del motor-generador tipo "A", para el proceso de pirolisis de biomasa utilizando carbón vegetal).

| Motor-Generador de combustión Interna con gas de síntesis de gasificación de biomasa vegetal " Pirolisis Rápida " | |
|--|-------|
| Potencia eléctrica (MWe) | 2.43 |
| Energía de entrada (MW) | 6.205 |
| PCI del gas de síntesis (KWh/ Nm ³) | 5.23 |
| Consumo de combustible, basado en el PCI del gas de síntesis (Nm ³ /h) | 1,186 |
| η (eléctrica) (%) | 39.2 |
| η (térmica) (%) | 44.2 |
| Recuperación térmica de gases de salida (MW) | 2.74 |

Fig. 3.76. Características del Motor-Generador de combustión Interna (Tipo "A") con gas de síntesis de gasificación de biomasa vegetal "**Pirolisis Rápida**".

(Fuente: Fig.3.74. y cálculos de consumo del motor-generador tipo "A", para el proceso de pirolisis utilizando biomasa vegetal, mixta o residual).

□ **Gasificador:**

Para el análisis del gasificador-reactor de pirolisis se considerarán los casos de la gasificación de "carbón" y de "biomasa forestal". Para el caso de gasificación de carbón se tomará como referencia la clasificación operativa de los gasificadores de carbón. Para el caso del gasificador por pirolisis de biomasa forestal, se empleará la tecnología de "Pirolisis Rápida" o "Pirolisis Flash-gas" y el reactor-gasificador más adecuado considerando el caudal de gases y la potencia a suministrar al motor de combustión.

Tomando en cuenta lo anterior, para el caso del "gasificador de carbón", el tipo que presenta mayor versatilidad respecto al de carbón alimentado y la temperatura del gas de salida (cercana a los 1000 °C) es el de "*Lecho Fluidificado*" (ver Fig.3.77).

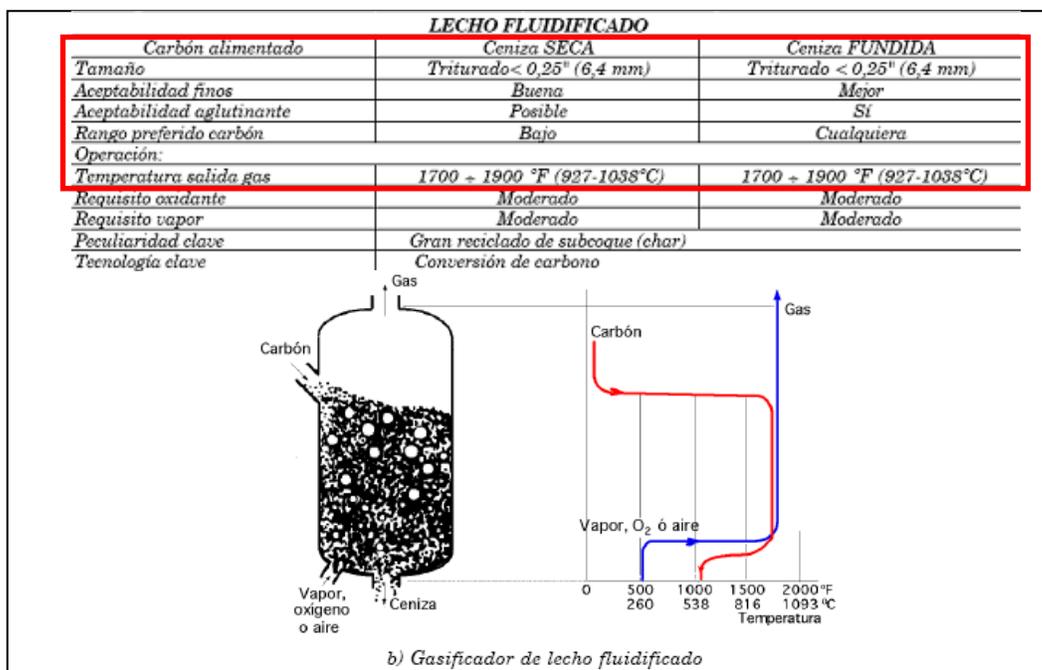


Fig. 3.77. Características del Gasificador de Lecho Fluidificado.

(Fuente: Extracto de Fig.3.70 y 3.73, Documento: **XVII.- GASIFICACIÓN DEL CARBÓN** (<http://libros.redsauce.net/>))

El análisis del gasificador y su balance de energía parten del consumo de combustible y la potencia necesaria a suministrar al motor de combustión, que para el caso considerado deberá ser de 6,205 KW. Se considerará también una eficiencia térmica del gasificador de lecho fluidificado de carbón, estimada al 85%. De esta forma se tiene que:

Consumo de energía térmica:

$$Energía_Entrada[KW] = \frac{6,205[KW]}{0.85} = 7,300[KW]$$

Valor calorífico estimado del carbón vegetal con un porcentaje de humedad menor al 10%:

$PCI_{\text{carbón vegetal}} = 7,200$ (Kcal/kg)

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 7,200 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] = 30,146 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

Consumo de carbón del gasificador:

$$Consumo_Carbón \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Energía_Entrada}{PCI(carbón)} \right] = \left[\frac{7,300[KW]}{30,146 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]} \right] \cdot \left[\frac{3600[Kj]}{1[KWh]} \right] = 871.76 \left[\frac{Kg}{h} \right]$$

$$Consumo_Carbón \left[\frac{T}{h} \right] = 871.75 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000[Kg]} \right] = 0.872 \left[\frac{T}{h} \right]$$

Ya que la biomasa vegetal deberá ser convertida en carbón vegetal por el proceso de “Carbonización”, el cual normalmente toma horas para efectuarse, la cantidad de biomasa (cultivos energéticos) necesaria para realizar el proceso dependerá del tipo de equipos y la eficiencia de conversión (biomasa vegetal a carbón), la cual se estima en un 30%, por lo que:

$$Consumo_Biomasa_{(carbonizador)} \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Consumo_Carbón}{(\%_carbonización)} \right] = \left[\frac{0.872 \left[\frac{T}{h} \right]}{30[\%]} \right] = 2.91 \left[\frac{T}{h} \right]$$

El cálculo anterior indica que el “gasificador de carbón vegetal” deberá consumir 0.872 [T/h] para producir una energía térmica de 7,300 [KW] y con una eficiencia del 80%, la entrada necesaria al motor de combustión de 6,205 [KW] para una generación de 2.43 MWe.

El tipo de gasificador seleccionado según la experimentación para el proceso es un “Lecho Fluidificado”, con carbón alimentado en ceniza seca o ceniza fundida. Las características de este gasificador se muestran en la figura 3.78:

| Características técnicas del gasificador de carbón " Lecho Fluidificado " para producir gas de síntesis de la carbonización de biomasa forestal, para alimentación del motor-generator. | |
|--|--|
| Caudal de gas de síntesis (Nm^3/h): | 2,034.42 |
| Composición del gas: | Monóxido de Carbono (CO , 40-50%), Hidrógeno (H₂ , 25-30%), Dióxido de Carbono (CO₂ , 1-10%) Nitrógeno (N₂ , 0-1%) y Metano (CH₄ , 1-5%) |
| PCI del gas de síntesis (KWh/ Nm^3) | 3.05 |
| Potencia Térmica (MW_{th}) a suministrar: | 6,205 |
| Agente gasificante: | Oxígeno |
| Consumo de combustible(biomasa), basado en el PCI, [T/h] | 0.872 |
| Temperatura de operación ($^{\circ}C$): | 900-1050 $^{\circ}C$ |
| Temperatura de Gas de Salida ($^{\circ}C$): | 950 $^{\circ}C$ |
| Tipo de Biomasa: | Carbón vegetal (ceniza seca o ceniza fundida) |
| Capacidad de tratamiento de la biomasa [T/h]: | 0.5-1 |
| Humedad de la biomasa (%): | 0-10 |
| Capacidad de manejo de cenizas [Kg/h] (10% de la capacidad de tratamiento de la biomasa) | 50-100 |
| η (térmica) del gasificador (%) | 85 |

Fig. 3.78. Características del gasificador de carbón, tipo "*Lecho Fluidificado*".
(Fuente: Fig. 3.74 y cálculos desarrollados para el gasificador de carbón tipo "*Lecho Fluidificado*" con el motor-generator tipo "A").

Para el caso de "*gasificación por pirolisis rápida*" de la biomasa vegetal, el análisis del tipo de gasificador y su balance de energía se estimarán de igual forma de acuerdo al consumo del motor y la potencia necesaria a suministrar (6,205 KW). La eficiencia del reactor-gasificador empleado se considerará al 70%. De esta forma se tiene que:

Consumo de energía térmica:

$$Energia_Entrada[KW] = \frac{6,205[KW]}{0.7} = 8,864.29[KW]$$

Valor calorífico de la biomasa forestal de entrada, estimando un porcentaje de humedad del 10-15%:

$$PCI_{biomasa\ forestal} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

Consumo de biomasa del reactor-gasificador:

$$\text{Consumo}_{\text{Biomasa}} \left[\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right] = \left[\frac{\text{Energía}_{\text{Entrada}}}{\text{PCI}(\text{biomasa})} \right] = \left[\frac{8,864.29[\text{KW}]}{15,073 \left[\frac{\text{Kj}}{\text{Kg}} \right]} \right] \cdot \left[\frac{3600[\text{Kj}]}{1[\text{KWh}]} \right] = 2,117.13 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right]$$

$$\text{Consumo}_{\text{Biomasa}} \left[\frac{\text{T}}{\text{h}} \right] = 2,117.13 \left[\frac{\text{Kg}}{\text{h}} \right] \cdot \left[\frac{1\text{T}}{1000[\text{Kg}]} \right] = 2.12 \left[\frac{\text{T}}{\text{h}} \right]$$

En el proceso de gasificación por pirolisis rápida existe un porcentaje de insaturados, 6%, (C_2H_2 y C_2H_4) que representan, a diferencia del proceso de gasificación normal, una disminución en la composición útil del gas de síntesis. Esto se ve reflejado también en el rendimiento del reactor-gasificador.

Del cálculo anterior se deduce que el reactor-gasificador deberá consumir 2.12 [T/h] para producir una energía térmica de 8,864.29 [KW] y con una eficiencia del 70%, la entrada necesaria al motor de combustión de 6,205 [KW], para una generación de 2.43 MWe. El tipo de reactor-gasificador escogido según la experimentación para el proceso de pirolisis rápida es el de “Lecho Fluidizado Circulante”. Las características de este gasificador se muestran en la figura 3.79:

| Características técnicas del reactor-gasificador “ Lecho Fluidizado Circulante ” para producir gas de síntesis por pirolisis rápida de biomasa forestal para alimentación del motor-generador. | |
|---|--|
| Caudal de gas de síntesis (Nm^3/h): | 1,186 |
| Composición del gas: | Monóxido de Carbono (CO , 40-50%), Hidrógeno (H_2 , 20-25%), Dióxido de Carbono (CO_2 , 1-10%) Nitrógeno(N_2 , 0-5%), Metano (CH_4 , 10-15%) e Insaturados (C_2H_2 y C_2H_4 , 6%) |
| PCI del gas de síntesis (KWh/Nm^3) | 5.23 |
| Potencia Térmica (MW_{th}) a suministrar: | 6,205 |
| Agente gasificante(dosificado): | Oxígeno |
| Consumo de combustible(biomasa), basado en el PCI, [T/h] | 2.12 |
| Temperatura de operación ($^{\circ}\text{C}$): | 800-900 $^{\circ}\text{C}$ |
| Temperatura de Gas de Salida ($^{\circ}\text{C}$): | 850 |
| Tipo de Biomasa: | Biomasa forestal mixta (cultivos energéticos) |
| Capacidad de tratamiento de la biomasa [T/h]: | 2.0-2.5 |
| Humedad de la biomasa (%): | 10-15 |
| Capacidad de manejo de cenizas [Kg/h] (10% de la capacidad de tratamiento de la biomasa) | 200-250 |
| η (térmica) del gasificador (%) | 70 |

Fig. 3.79. Características del reactor-gasificador por pirolisis rápida de biomasa forestal. (Fuente: Fig. 3.74 y cálculos desarrollados para el reactor-gasificador de biomasa tipo “Lecho Fluidificado circulante” con el motor-generador tipo “A”).

3.19 EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

La determinación de la eficiencia global necesaria para la planta de pirolisis con generación entre 3 y 5 MWe se efectúa tomando en cuenta la salida energética (MWh) y la entrada necesaria de biomasa (T/h) considerando el poder calorífico inferior de la biomasa. Para el caso de pirolisis de carbonización se utilizará el PCI del carbón vegetal y para el caso de la pirolisis rápida el PCI de la biomasa forestal, procediendo de la siguiente forma:

$$\eta_{global}(Planta_Pirolisis) = \left[\frac{Energía_Salida}{Energía_Entrada} \right]$$

- **Pirolisis de Carbonización:**

Utilizando los datos energéticos del motor de combustión y el poder calorífico del combustible (carbón vegetal) se tiene lo siguiente:

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 \text{ Kcal/h}$$

PCI_(carbón vegetal) = 7,200 (Kcal/kg); valor estimado del PCI del carbón vegetal utilizado como biomasa de alimentación del reactor de pirolisis.

$$1 \text{ Kcal} = 4187 \text{ J}$$

$$1KWh = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

Para el funcionamiento del conjunto “*gasificador de carbón-motor de combustión*”, en arreglos individuales para cada unidad, con una potencia eléctrica de salida total de 2.43MWe, la energía que la biomasa debe proporcionar es:

$$Energía_Entrada[Mj] = 7,200 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 872 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 26,287.66[Mj]$$

Y tomando en cuenta, que la potencia eléctrica total utilizada por el arreglo de tres motores-generadores en su capacidad máxima es de 2.43 MWe x 3 = 7.29 MWe; para el caso de una planta con generación a 5 MWe, el factor de utilización referido a máxima generación es del 68.6% Este factor se aplicaría como reducción de la energía de entrada:

Para las tres (3) unidades con un factor de utilización de la planta del 68.6%:

$$Energía_Entrada[Mj] = 26,287.66[Mj] \times 3 \times 0.686 = 54,100.01[Mj]$$

Y para una generación de 5 MWe

$$Energía_salida[Mj] = 5000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 18,000[Mj]$$

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización) = \left[\frac{18,000[Mj]}{54,100.01[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización_5MWe) = 33.27\%$$

El valor de eficiencia global de la planta de pirolisis de carbonización calculado considera sólo la salida de potencia eléctrica, sin embargo, si se utiliza la recuperación térmica de las unidades motoras, esta salida de potencia se aprovecharía para aportar energía a la planta y por consiguiente lograr una mejora en su eficiencia global. De esta forma tenemos que para una unidad motora, la salida con recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) a plena potencia es del 44.2% = 2.743 MW_{Th}, y ya que el factor de utilización de la planta será del 68.6%, la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.686 = 6,774.11[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica para el conjunto de tres (3) unidades:

$$Energia_salida_{(eléctrica_térmica)}[Mj] = 18,000[Mj] + 6,774.11[Mj] \times 3 = 38,322.33[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización) = \left[\frac{38,322.33[Mj]}{54,100.01[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global}(Planta_Pirolisis(carbonización)_5MWe_Motor(recuperación_térmica)) = 70.8\%$$

- Para una potencia de **3000 Kw**, considerando ahora solo dos (2) arreglos gasificador-motor- generador, la potencia total sería de 2.43 MWe x 2 = 4.86 MWe, por lo que se tiene lo siguiente:

Para un conjunto gasificador-motor-generador:

$$Energia_Entrada[Mj] = 7,200 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 872 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 26,287.66[Mj]$$

Para dos (2) conjuntos gasificador-motor y tomando en cuenta que la potencia a generar de la planta será de 3 MWe, el factor de utilización ahora es del 61.8%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 26,287.66[Mj] \times 2 \times 0.618 = 32,490.73[Mj]$$

Y para una generación de 3 MWe:

$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización) = \left[\frac{10,800[Mj]}{32,490.73[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización_3MWe) = 33.24\%$$

Considerando en la energía de salida la recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) para una unidad motor-generator a plena potencia del 44.2%, esto es: 2.743 MW_{Th} y con un factor de utilización de la planta del 61.8%, la energía térmica de salida recuperada en cada unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.618. = 6,102.63[Mj]$$

Agregando este valor a la salida de potencia eléctrica del conjunto de dos (2) unidades, se tiene que:

$$Energia_salida(electrica_termica)[Mj] = 10,800[Mj] + 6,102.63[Mj] \times 2 = 23005.25[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización) = \left[\frac{23,005.25[Mj]}{32,490.73[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global}(planta_pirolisis_carbonización_3MWe_Motor(recuperación_termica) = 70.8\%$$

- **Pirolisis Rápida:**

Utilizando los datos energéticos del motor de combustión y el poder calorífico de la biomasa forestal se tiene lo siguiente:

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 Kcal/h$$

PCI (biomasa forestal) = 3,600 (Kcal/kg); valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%

$$1 Kcal = 4187 J$$

$$1KWh = 3.6 \times 10^6 J$$

Para el funcionamiento del conjunto “gasificador-motor de combustión”, en arreglos individuales para cada unidad, con una potencia eléctrica de salida total de 2.43 MWe, la energía que la biomasa debe proporcionar es:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3,600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 2120 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 31,955.18[Mj]$$

Y tomando en cuenta, que la potencia eléctrica total utilizada por el arreglo de tres motores-generadores en su capacidad máxima es de 2.43 MWe x 3 = 7.29 MWe; para el caso de una planta

con generación a 5 MWe, el factor de utilización referido a la máxima generación es del 68.6%. Este factor se aplicaría como reducción de la energía de entrada:

Para las tres (3) unidades y con un factor de utilización de la planta del 68.6%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 31,955.18[Mj] \times 3 \times 0.686 = 65,763.77[Mj]$$

Y para una generación de 5 MWe

$$Energia_salida[Mj] = 5000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 18,000[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_pirolisis_rápida)} = \left[\frac{18,000[Mj]}{65,763.77[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(planta_pirolisis_rápida_5MWe)} = 27.37\%}$$

Y considerando la recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) para una unidad motora a plena potencia del 44.2% = 2.743 MW_{Th} y un factor de utilización de la planta del 68.6%, entonces la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.686 = 6,774.11[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica para el conjunto de tres (3) unidades:

$$Energia_salida(eléctrica_térmica)[Mj] = 18,000[Mj] + 6,774.11[Mj] \times 3 = 38,322.34[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_pirolisis_rápida)} = \left[\frac{38,322.34[Mj]}{65,763.77[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Pirolisis(rápida)_5MWe_Motor(recuperación_térmica)} = 58.27\%}$$

- Para una potencia de **3000 Kw**, considerando ahora solo dos (2) arreglos gasificador-motor- generador, la potencia total sería de 2.43 MWe x 2 = 4.86 MWe, por lo que se tiene lo siguiente:

Para un conjunto gasificador-motor-generador:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3,600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 2120 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 31,955.18[Mj]$$

Para dos (2) conjuntos gasificador-motor y tomando en cuenta que la potencia a generar de la planta será de 3 MWe, con un factor de utilización del 61.8%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 31,955.18[Mj] \times 2 \times 0.618 = 39,496.60[Mj]$$

Y para una generación de 3 MWe:

$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_pirolisis_rápida)} = \left[\frac{10,800[Mj]}{39,496.60[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(planta_pirolisis_rápida_3MWe)} = 27.34\%}$$

Y considerando la recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) para una unidad motora a plena potencia del 44.2% = 2.743 MW_{Th} y un factor de utilización de la planta del 61.8%, entonces la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.618 = 6,102.73[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica del conjunto de dos (2) unidades:

$$Energia_salida_{(eléctrica_térmica)}[Mj] = 10,800[Mj] + 6,102.73[Mj] \times 2 = 23,005.25[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_pirolisis_rápida)} = \left[\frac{23,005.25[Mj]}{39,496.60[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Pirolisis(rápida)_3MWe_Motor(recuperación_térmica)} = 58.25\%}$$

3.20 CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE PIROLISIS DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

| PLANTA DE TECNOLOGÍA DE PIROLISIS DE BIOMASA | | | |
|--|--|---|--|
| Equipo | Características | 3MWe | 5MWe |
| MOTOR-GENERADOR  | -Potencia eléctrica nominal: 2.43MWe -Energía de entrada (MW): 6.205MW. -Consumo de combustible, (Nm^3/h): 1,488.01 - η (eléctrica):39.2 % - η (térmica): 44.2 % - η (total): ~83% | Dos (2) unidades. Capacidad máxima de generación de 4.86MW. | Tres (3) unidades. Capacidad máxima de generación de 7.29 MW. |
| GASIFICADOR | | | |
| TIPO “De carbón”:  | -Tipo “Lecho Fluidificado” (Carbón Vegetal, ceniza seca o Fundida) -Potencia Térmica: 6,205MW _{th} -Agente gasificante: “Oxígeno” - η (térmica): 80% | Dos (2) gasificadores. -Individual por unidad motora. | Tres (3) gasificadores. -Individual por unidad motora. |
| TIPO “De Biomasa Forestal”:  | -Tipo “Lecho Fluidizado Circulante” -Potencia Térmica: 6,205MW _{th} -Agente gasificante: “Oxígeno” - η (térmica): 70% | Dos (2) gasificadores -Individual por unidad motora. | Tres (3) gasificadores -Individual por unidad motora. |
| CARBONIZADOR | | | |
|  | -Alimentación de biomasa forestal mixta (cultivos energéticos). -Capacidad máxima de [1T/día] - η (conversión): 30% | Basado en un consumo máximo de 0.872 T/h, para un día de generación es necesario una producción de 20.93 T/día por unidad. Y para dos (2) unidades: 41.86 T/día. Con el factor de utilización de la planta: 41.86*0.618=25.9 T/día | Basado en un consumo máximo de 0.872 T/h, para un día de generación es necesario una producción de 20.93 T/día por unidad. Y para tres (3) unidades: 62.79 T/día Con el factor de utilización de la planta: 62.79*0.686=43.07 T/día |

| Tipo de Biomasa | | | |
|---|---|---|---|
| <i>Gasificación de pirolisis lenta (Carbonización)</i> PCI= 7,200 (Kcal/kg) | Carbón vegetal | 7,200 (Kcal/kg) | 7,200 (Kcal/kg) |
| <i>Gasificación de Biomasa forestal por pirolisis rápida</i> PCI= 3,600 (Kcal/kg) | Biomasa forestal y residual | 3600 (Kcal/kg) | 3600 (Kcal/kg) |
| Consumo de Biomasa [T/h] | | | |
| <i>Gasificación de pirolisis lenta (Carbonización)</i> | Carbón, ceniza seca o fundida | 0.872 [T/h] Para dos (2) unidades de generación: 1.744 [T/h] Con el factor de utilización: $1.744 \cdot 0.618 = 1.08$ [T/h] | 0.872 [T/h] Para tres (3) unidades de generación: 2.616 [T/h] Con el factor de utilización: $2.616 \cdot 0.686 = 1.79$ [T/h] |
| <i>Gasificación de Biomasa forestal por pirolisis rápida</i> | Biomasa forestal mixta | 2.12 [T/h] Para dos (2) unidades de generación: 4.24 [T/h] Con el factor de utilización: $4.24 \cdot 0.618 = 2.62$ [T/h] | 2.12 [T/h] Para tres (3) unidades de generación: 6.36 [T/h] Con el factor de utilización: $6.36 \cdot 0.686 = 4.36$ [T/h] |
| Sistema de Alimentación | | | |
|  | Tolvas, molinos trituradores, secadoras. Capacidad de procesamiento en T/h. | -Para pirolisis de carbonización: 2 T/h, -Para pirolisis rápida: 5 T/h. -Sistema distribuido para alimentación de unidades gasificadoras. | -Para pirolisis de carbonización: 3 T/h, -Para pirolisis rápida: 7 T/h. -Sistema distribuido para alimentación de unidades gasificadoras. |
| Sistema de Limpieza y Enfriamiento del gas de síntesis | | | |
| Componentes principales: Sistema de lavado húmedo, filtros, desorbedores, reactor de hidrólisis, tratamiento de aguas residuales. | | | |
| Nº de horas de operación anual estimadas: | ~333 días de operación anual. | 8000 horas | |
| Eficiencia Global (η): Pirolisis de Carbonización | Sin recuperación térmica (%) | 33.24 | 33.27 |
| | Con recuperación térmica (%) | 70.8 | 70.8 |
| Eficiencia Global (η): Pirolisis Rápida | Sin recuperación térmica (%) | 27.34 | 27.37 |
| | Con recuperación térmica (%) | 58.25 | 58.27 |
| Factor de Utilización (%) | | | |
| Gasificación por pirolisis lenta (carbonización) | Referido a capacidad de generación máxima (MWe) | 61.8 | 68.6 |
| Gasificación de pirolisis de biomasa forestal | | | |
| Energía Anual Generada | GWh | 24 | 40 |

Fig. 3.82. Cuadro Resumen de los Componentes de una Planta de Pirolisis.

3.21 EJEMPLOS DE PLANTAS DE PIROLISIS



Commercial scale pyrolysis plant operating in Ontario, Canada, Modular 200 tonne per day pyrolysis plant, similar to the new plant at Guelph in Canada

**Renewable
OIL
Corporation**

Renewable Oil Corporation Pty Ltd ABN 21 106 161 246 Suite 3, 651 Canterbury Road, Surrey Hills. Vic. 3127 PO Box 175, Surrey Hills. Vic. 3127. Australia Tel: (61 3) 9895 1200 Fax: (61 3) 9895 1249

Fig. 3.83. Planta de Pirolisis para generación de Bio-Oil.
(Fuente: <http://www.renoil.com.au/pyrolysis.html>)



Industrial environmental friendly pyrolysis technology: bio fuel and electricity generation; pyrolysis of MSW, biomass, electronic waste, sludge, tyres and plastics, medical waste, pyrolysis soil remediation; turn-key WTE pyrolysis projects: pyrolysis plant design and engineering, equipment supply and plant commissioning

Amount of generated electricity depends on biomass type and its moisture:
1.25 t/h wooden chips (14 MJ/kg) with moisture content ~25% generate about 1,3 MWe.
4 t/h of poultry litter (~10 MJ/kg) generate ~2,3 MWe.

Splainex HOME WASTE PYROLYSIS recycling technology TURNKEY PROJECTS WTE pyrolysis PLANTS photos & videos CONTACT

Fig. 3.84. Planta de Generación por Pirolisis de Biomasa.
(Fuente: http://www.splainex.com/waste_recycling.htm)



Fig. 3.85. Planta de Pirolisis de Gasificación.
(Fuente: *Pirolitic Gasification the SectorFive BioGas System*)

3.22 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PIROLISIS

El análisis de la tecnología de pirolisis de biomasa forestal anteriormente desarrollado, indica tal como se dijo previamente en el capítulo 2, su factibilidad para la implementación de una planta de generación eléctrica en el rango de estudio propuesto (3–5 MWe). De acuerdo al dimensionamiento de los componentes básicos, tales como el sistema generador (motor de combustión), gasificador de carbón o de biomasa, sistema de alimentación y enfriamiento del gas, etc., y analizando la eficiencia de la planta en forma global, la implementación de una planta de pirolisis de biomasa forestal tiene un porcentaje medio-alto de factibilidad técnica para su construcción y puesta en marcha. Esta tecnología se ha desarrollado experimentalmente, y aplicado a ciertos casos para plantas de generación eléctrica, no tiene un amplio grado comercial desde este enfoque, aunque los subproductos como el “bio-oil”, “etanol” y otros si tienen gran valor industrial.

Como esta tecnología posee diversidad de uso final, según el proceso empleado y productos obtenidos, en el presente estudio se consideró únicamente su aplicación para la obtención de gas de síntesis (gas de pirolisis) que pudiera ser empleado por su contenido energético (PCI), en un motor de combustión interna del tipo “A”. Se desarrollaron las variantes de *Pirolisis Lenta (carbonización)* y *Pirolisis Rápida (biomasa)*. Referente a cada una de estas variantes cabe mencionar que la materia prima utilizada posee un poder calorífico de diferente valor. Para el caso de la pirolisis lenta, la materia prima es “*carbón vegetal*” y para la pirolisis rápida, la materia prima es “*biomasa forestal*” (cultivos energéticos, biomasa mixta y residual). Referente al caso del carbón vegetal, éste posee casi el doble del PCI de la biomasa de origen, por lo que esto es un factor que influye grandemente en el rendimiento final obtenido y en el dimensionamiento de la planta.

El análisis desarrollado para el cálculo de componentes de la planta de pirolisis para los dos rangos de generación propuestos (3–5 MWe) considera la potencia eléctrica proporcionada por un generador eléctrico integrado a un motor de combustión del tipo “A”; para lograr por medio de conjuntos de generación (2-3 motores tipo “A”) la salida de potencia adecuada al rango del estudio. Se consideró desde el cálculo inicial de consumo de combustible (por gas de síntesis) el hecho que las unidades motoras tuvieran mayor capacidad que la requerida en conjunto para lograr la salida de potencia deseada. Normalmente los motores de combustión trabajan en porcentajes de funcionamiento máximos del 60-80%, esto porque existe un grado de deterioro por fatiga de las partes mecánicas internas del motor.

Lo anterior es un factor que para la planta de pirolisis en estudio se denominó “*factor de utilización de la planta*”, es decir que es un factor reductivo referido a la capacidad de generación máxima obtenible de la planta. Así, para este estudio y según el razonamiento de utilización, la planta trabajaría en porcentajes cercanos o menores al rango de operatividad del motor (60-80%).

El cálculo de los componentes de la planta de pirolisis parte del consumo de combustible (gas de síntesis proporcionado por el gasificador) de la unidad motora (dada por el fabricante) para la estimación de capacidades de componentes y consumos de la planta (T/h). Los valores obtenidos son siempre una “*aproximación*” cercana de los que se obtendrían al tomar en cuenta todos los factores de eficiencia y pérdidas de los componentes de la planta real.

Referente a la eficiencia global, la planta de pirolisis tiene un valor aproximado del 33% sin recuperación térmica y un 71% con recuperación térmica para el caso de “*pirolisis lenta (carbonización)*”, y aproximadamente del 27% sin recuperación térmica y 58% con recuperación térmica para el caso de “*pirolisis rápida de biomasa*”. Estos valores representan el rendimiento en la conversión energética de la energía de la biomasa (carbón vegetal o biomasa forestal) y su transformación en energía eléctrica y térmica. Esta última, debe procurar recuperarse a través del calor residual de los gases de salida de las unidades motoras medio de cogeneración para mejorar la eficiencia interna de la planta.

Diagramas de transferencia simplificados de la planta de pirolisis de biomasa utilizando las variantes de pirolisis lenta (carbonización) y pirolisis rápida se muestran a continuación:

- Caso sin recuperación térmica, pirolisis lenta (carbonización), Motor tipo “**A**”:



Fig. 3.86. Diagrama de transferencia, planta de pirolisis lenta (carbonización-gasificación) sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica, pirolisis lenta (Carbonización), Motor tipo “**A**”:

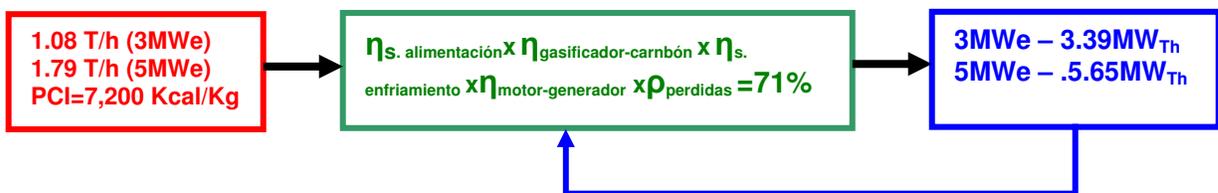


Fig. 3.87. Diagrama de transferencia, planta de pirolisis lenta (carbonización-gasificación) con recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso sin recuperación térmica, pirolisis rápida(biomasa forestal), Motor tipo “**A**”:

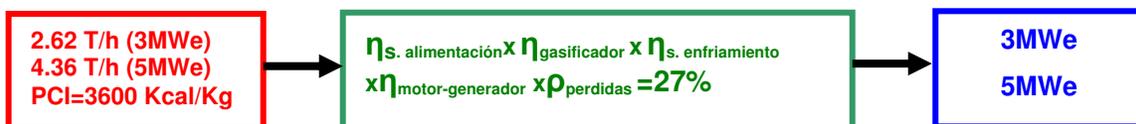


Fig. 3.88. Diagrama de transferencia, planta de pirolisis rápida (gasificación de biomasa) sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica, pirolisis rápida(biomasa forestal) Motor tipo “**A**”:

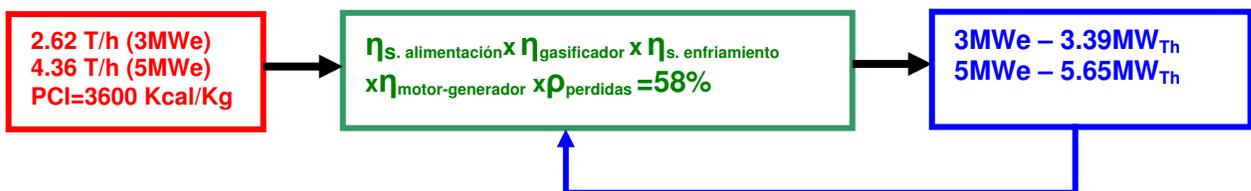


Fig. 3.89. Diagrama de transferencia, planta de pirolisis rápida (gasificación de biomasa) con recuperación térmica (3-5 MWe).

Las eficiencias del sistema de alimentación de biomasa ($\eta_{s. alimentación}$) y del sistema de enfriamiento y limpieza del gas de síntesis ($\eta_{s. enfriamiento}$) se consideran para el estudio ideales (valor unitario), así también, se han despreciado las pérdidas energéticas ($\rho_{pérdidas}$).

3.23 TECNOLOGÍA DE PLASMA

La tecnología de plasma de biomasa forestal aplicada a generación eléctrica se fundamenta en el proceso de gasificación a alta temperatura de la biomasa y el potencial energético y transformación del producto “gas de síntesis” y su utilización como combustible. En virtud del poder calorífico medio de este gas, puede utilizarse para alimentar un motor-generator de combustión interna o una turbina de gas que funcione acoplada a un generador eléctrico.

El sistema de generación de plasma consta principalmente de las siguientes partes (ver Fig.3.90):

1. -Una antorcha o generador de haz.
2. -Una fuente de alimentación.
3. -Sistema de seguridad y control de alimentación eléctrica.
4. -Sistema de control de alimentación de gas de plasma y de refrigeración.
5. -Equipo auxiliar de arranque del arco.

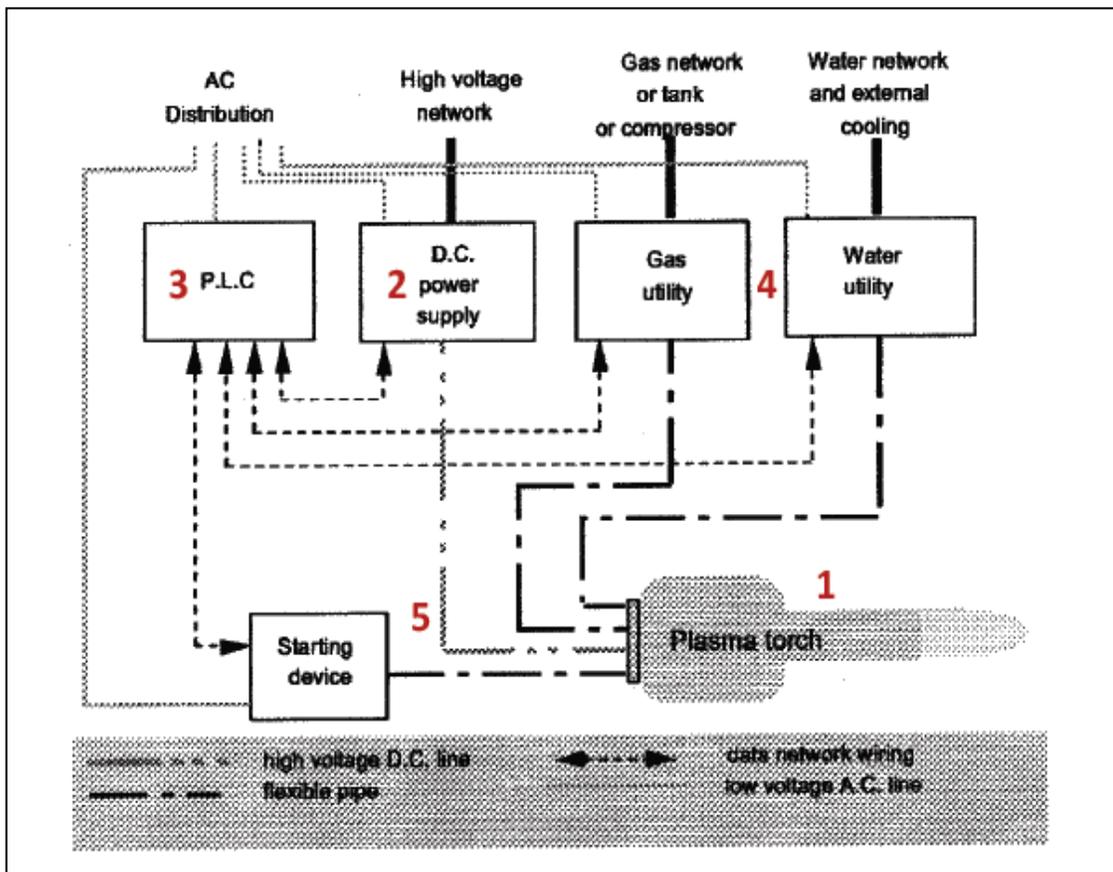


Fig. 3.90. Sistema de Generación de Plasma.

(Fuente: Documento: “Análisis técnico-económico de la tecnología de gasificación por plasma aplicada a la gestión de residuos sólidos urbanos” Autor: Javier Marín Bernal, 2008, Universidad Pontificia Comillas)

Actualmente existen dos tipos comercialmente distribuidos de sistemas de generación de plasma:

- De arco transferido o descarga libre.
- De arco no transferido (calentador de gas o llama eléctrica).

El proceso de *gasificación por plasma* de la biomasa, por lo general, se desarrolla en condiciones de ausencia total de oxígeno, para lograr la descomposición del material orgánico (biomasa) a una

estructura molecular básica, obteniendo un gas compuesto principalmente por *monóxido de carbono (CO)* e *Hidrógeno (H₂)*. Si existe alguna presencia de material inorgánico, este se transforma en una especie de vidrio inerte. La antorcha de “*plasma*” se genera por el paso de electricidad a través de dos electrodos y la creación de un arco eléctrico. El gas inerte pasa por el arco creando la antorcha, cuya temperatura máxima puede alcanzar los 14,000 °C.

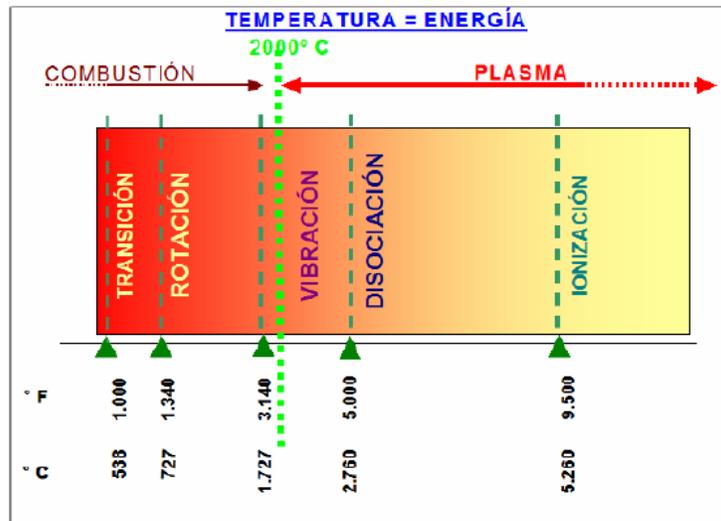


Fig. 3.91. Proceso de gasificación por plasma.

(Fuente: Documento: “Análisis técnico-económico de la tecnología de gasificación por plasma aplicada a la gestión de residuos sólidos urbanos”, Autor: Javier Marín Bernal, 2008, Universidad Pontificia Comillas)

Los quemadores o antorchas de plasma que actualmente se utilizan operan en rangos de 3,000 a 6,000 °C. (ver Fig.3.91) El material orgánico es disociado en sus moléculas básicas y no se produce ningún tipo de alquitranes. Un reactor de gasificación de plasma, a diferencia de un gasificador típico, puede procesar cantidades significativas de biomasa, del orden de 20 [T/h] y el grado o porcentaje de humedad de la biomasa no es un factor que disminuya significativamente la eficiencia del proceso.

El gas de síntesis obtenido tras el proceso de gasificación por plasma debe ser depurado y limpiado de partículas, aunque en menor grado que en un proceso de gasificación convencional. El gas obtenido es más limpio que el gas natural. El poder calorífico inferior típico (PCI) está en el rango de 15 a 22 MJ/Kg.

La composición media del gas de síntesis de plasma de biomasa se muestra en la figura 3.92:



Fig. 3.92. Composición estimada del gas de síntesis del gasificador de plasma de biomasa.

(Fuente: Documento, presentación: “Retos y Objetivos de las Energías Renovables”, www.conama9.org) Se observa entonces, que la proporción de hidrógeno y monóxido de carbono son las predominantes.

3.24 DIAGRAMA GENERAL DE PLANTA DE PLASMA DE BIOMASA

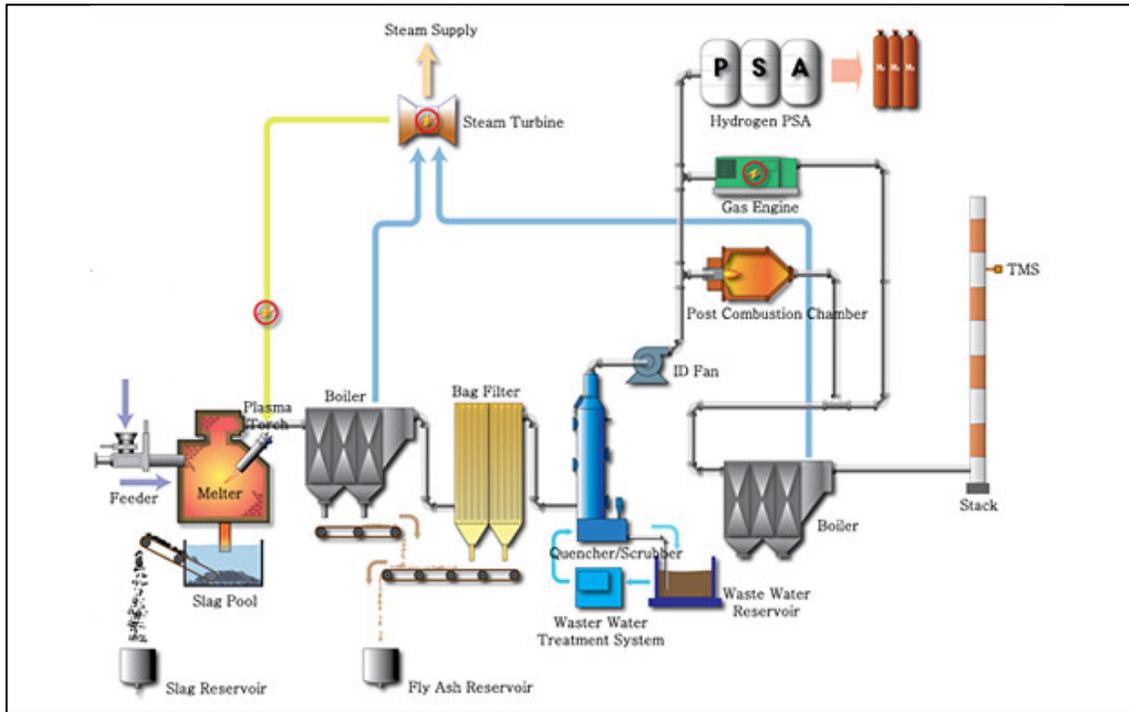


Fig. 3.93. Modelo general de planta de plasma de biomasa (Aplicación con ciclo combinado, turbina de vapor y motor de combustión, además de producción de hidrógeno).

<http://gsplatech.co.kr/en/work/technology2.html>

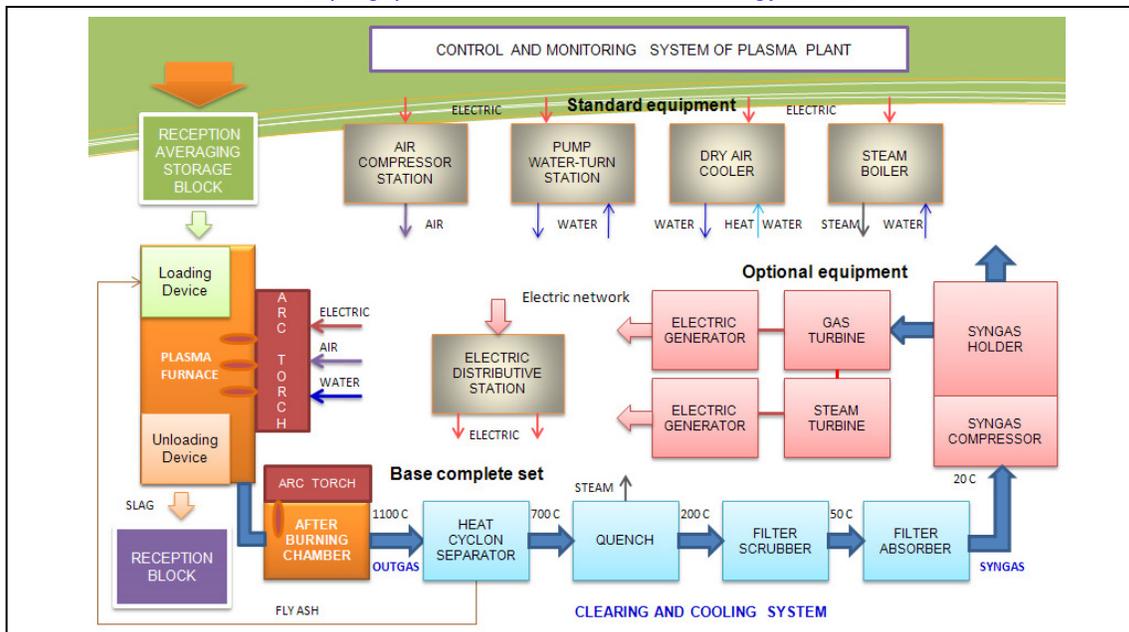


Fig. 3.94. Diagrama de bloques de planta de plasma de biomasa y componentes principales.

(Fuente: <http://www.htccanada.com/products.html>)

3.25 ANÁLISIS DE DATOS DE ENTRADA-SALIDA (PLASMA)

Modelo teórico de análisis:

El cálculo de los equipos y componentes de una planta de gasificación por plasma de biomasa forestal (cultivos energéticos) con una capacidad de generación eléctrica entre 3 y 5MWe considerará el caso de aplicación del “*gas de síntesis*” resultante de la gasificación de la biomasa y su utilización en un motor de combustión interna o en una turbina de gas para generación eléctrica. No se desarrollará en este estudio el caso de procesamiento y obtención de “*Metanol*” e “*hidrógeno*” a partir del gas de síntesis y su utilización para generación eléctrica. Se realizará un análisis de conversión de energía en el proceso, de acuerdo a la eficiencia en transformación de la biomasa para el rango de generación eléctrica deseado.

□ **Motor-Generador de combustión interna:**

Para el modelo del motor-generator que utiliza gas de síntesis (ver Fig.3.95) se considerará un motor de combustión interna acoplado a un generador eléctrico que esté adaptado para aceptar la composición química del gas del gasificador de plasma, el cual está compuesto principalmente por Hidrógeno (H₂, 40-45%) y Monóxido de Carbono (CO, 40-45%). Este modelo de motor se considera como el tipo “A” para el presente estudio. Se analizará el consumo y características operativas y se establecerán los parámetros de alimentación de la unidad.

Modelo del Motor-Generador:

GE Energy

Jenbacher type 6



Applicable gas types Natural gas, flare gas, biogas, landfill gas, sewage gas, Special gases (e.g., coal mine gas, coke gas, wood gas, pyrolysis gas)

Jenbacher gas engines
Technical Specification

| CO-GEN Module data: | | |
|--|--------------------|-------|
| Electrical output | kW el. | 2.433 |
| Recoverable thermal output (180 °C) | kW | 2.743 |
| Energy input | kW | 6.205 |
| Fuel Consumption based on a LHV of 5 kWh/Nm ³ | Nm ³ /h | 1.241 |
| Electrical efficiency | % | 39,2% |
| Thermal efficiency | % | 44,2% |
| Total efficiency | % | 83,4% |
| Heat to be dissipated (LT-Circuit) | kW | |
| Emission values: | | |
| NOx < 250 mg/Nm ³ (5% O ₂) | | |

Fig. 3.95. Modelo de motor-generator de combustión interna de combustible gaseoso.
(Fuente: <http://www.ge-energy.com/>; http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/)

Se considerará una sustitución al “gas natural o biogás” como combustible del motor ahora por la mezcla de gas hidrógeno y monóxido de carbono, junto con una proporción muy baja de otros gases, tal como se aprecia en la figura 3.92, en donde aparece la composición media del gas de síntesis de plasma de biomasa. Se efectuará un cálculo del caudal de gas combustible necesario para el grupo motor-generator, tomando en cuenta el valor del PCI del gas de síntesis considerado y la potencia eléctrica de salida.

Dentro del cálculo de los parámetros de la unidad motora, también se realizará una comparación de la especificación técnica de consumo $1,241 \text{ (Nm}^3\text{/h)}$ similar con las tecnologías anteriores (gasificación y pirolisis), con el objeto de determinar la variación en el consumo por la reducción o aumento, sea el caso del PCI base (5 KWh/Nm^3) y suponiendo que la eficiencia eléctrica no se afecta en forma significativa (39.2%).

De acuerdo a lo anterior, y partiendo de la energía de entrada necesaria según especificación técnica para el motor considerado, tenemos que con un PCI del gas de síntesis de gasificación de plasma (biomasa forestal) estimado en 15 MJ/Nm^3 (4.17 KWh/Nm^3) el valor de caudal de acuerdo a las condiciones de entrada sería de:

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] . \text{PCI} \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]$$

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = 1,241 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] . 5 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right] = 6.205[\text{MW}]$$

Calculando ahora el caudal con un PCI de 4.17 KWh/Nm^3 , tenemos:

$$Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{6205[\text{KW}]}{4.17 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]} = 1,488.01 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right]$$

De lo anterior se deduce que debido a que la energía del gas de plasma es de menor valor que el valor base de la especificación técnica del motor, por lo que el consumo de combustible se incrementa en una proporción: $1,488.01 \text{ (Nm}^3\text{/h)} / 1,241 \text{ (Nm}^3\text{/h)} = 1.2$ del valor base.

Y para conseguir lograr una generación eléctrica entre 3 y 5MWe o superior, tomando en cuenta que los datos de eficiencia del motor no variarán sensiblemente con el PCI del gas de síntesis de la gasificación de plasma de biomasa forestal y con el nuevo valor de consumo del gas, las características del motor-generator se muestran en la figura 3.96:

| Motor-Generador de combustión Interna con gas de síntesis de “Gasificación por Plasma de Biomasa Forestal” | |
|---|----------|
| Potencia eléctrica (MWe) | 2.43 |
| Energía de entrada (MW) | 6.205 |
| PCI del gas de síntesis (KWh/Nm^3) | 4.17 |
| Consumo de combustible, basado en el PCI del gas de síntesis ($\text{Nm}^3\text{/h}$) | 1,488.01 |
| η (eléctrica) (%) | 39.2 |
| η (térmica) (%) | 44.2 |
| Recuperación térmica de gases de salida (MW) | 2.74 |

Fig. 3.96. Características del motor-generator de combustión Interna con gas de síntesis. (Fuente: Fig. 3.95 y cálculos desarrollados para el motor-generator tipo “A”).

□ **Turbina de Gas:**

Para el modelo de turbina de gas que utiliza gas de síntesis se considera una turbina que esté dentro del rango de generación deseado (3-5 MWe) y que acepte la composición química del gas de síntesis, el cual está compuesto principalmente por Hidrógeno (H_2 , 40-45%) y Monóxido de Carbono (CO , 40-45%). Este caso de análisis supone la sustitución de “gas natural o biogás” (como combustible de la turbina) por el gas del gasificador de plasma (el cual ha pasado por un proceso de limpieza) y dependiendo del contenido energético del mismo se establecerán los parámetros de alimentación de una unidad (ver Fig.3.97).

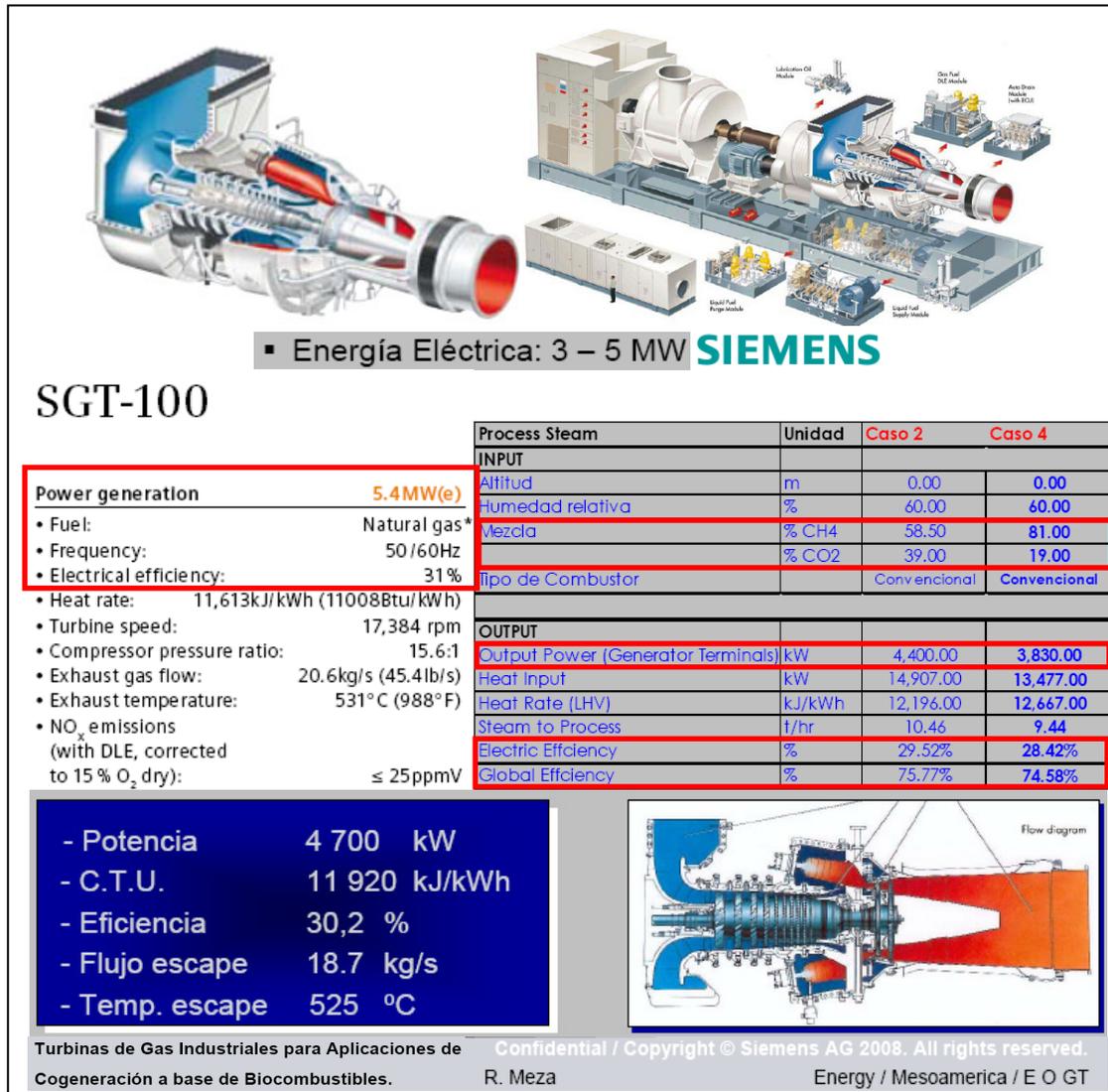


Fig. 3.97. Modelo de turbinas de gas configurable para uso con gas síntesis del gasificador de plasma de biomasa.

(Fuente: Documento, Presentación: “Tecnologías_de_punta.pdf”; “Turbinas de gas industriales para aplicaciones de cogeneración a base de biocombustibles”, Autor: Rodolfo Meza Corona, rodolfo.meza@siemens.com)

El análisis del modelo de generación con turbina de gas parte del modelo seleccionado y sus características, el cual puede proporcionar una salida entre 3 y 5 MWe y con una eficiencia

eléctrica cercana o superior al 30%. El combustible primario utilizado es “gas natural” cuya composición es básicamente, Metano (CH_4 , 50-60%) y Dióxido de Carbono (CO_2 , 30-40%).y con un poder calorífico estimado en 40 MJ/Nm^3 .

Se considera la adaptabilidad de la cámara de mezcla para el empleo de gas de síntesis resultante de la gasificación por plasma de la biomasa forestal, con un PCI estimado de 15 MJ/Nm^3 , por ser un “gas limpio” que puede considerarse como un sustituto del gas natural, aunque su contenido energético por volumen (MJ/Nm^3) se encuentre por debajo del estimado del gas natural (40 MJ/Nm^3).

De acuerdo a lo anterior, y partiendo de la energía de entrada necesaria según especificación técnica de la turbina considerada, tenemos que con un PCI del gas de síntesis del gasificador de plasma de 15 MJ/Nm^3 (4.17 KWh/Nm^3) el valor de caudal de gas a suministrar a la cámara de combustión, considerando la eficiencia eléctrica de la turbina al 30%, para **5 MWe** es:

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = \left[\frac{\text{Energ.Salida}[\text{MW}]}{\eta_{\text{eléctrica}}[\%]} \right] = \left[\frac{5400[\text{KW}]}{30[\%]} \right] = 18[\text{MW}]$$

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] . \text{PCI} \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]$$

Para el caso de gas natural: $\text{PCI} = 40 \text{ MJ/Nm}^3$ (11.11 KWh/ Nm^3)

$$Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{18,000[\text{KW}]}{11.11 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]} = 1,620.16 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right]$$

Calculando ahora el caudal para el gas de síntesis del gasificador de plasma con un PCI de 15 MJ/Nm^3 (5 KWh/ Nm^3) tenemos:

$$Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{18,000[\text{KW}]}{4.17 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]} = 4,316.55 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right]$$

Para el caso de **3 MWe**:

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = \left[\frac{\text{Energ.Salida}[\text{MW}]}{\eta_{\text{eléctrica}}[\%]} \right] = \left[\frac{3,000[\text{KW}]}{30[\%]} \right] = 10[\text{MW}]$$

$$\text{Energ.Entrada}[\text{MW}] = Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] . \text{PCI} \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]$$

Para el caso de gas natural: $\text{PCI} = 40 \text{ MJ/Nm}^3$ (11.11 KWh/ Nm^3)

$$Q.\text{Entrada} \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right] = \frac{10,000[\text{KW}]}{11.11 \left[\frac{\text{KWh}}{\text{Nm}^3} \right]} = 900.09 \left[\frac{\text{Nm}^3}{\text{h}} \right]$$

Calculando ahora el caudal para el gas de síntesis del gasificador de plasma con un PCI de 15 MJ/Nm³ (4.17 KWh/Nm³) tenemos:

$$Q.Entrada \left[\frac{Nm^3}{h} \right] = \frac{10,000 [KW]}{4.17 \left[\frac{KWh}{Nm^3} \right]} = 2,398.08 \left[\frac{Nm^3}{h} \right]$$

De lo anterior se deduce que debido a que la energía del gas de plasma es de menor valor que el que posee el gas natural, para la turbina, el consumo de combustible se incrementa en una proporción, que para el caso de 5 MWe es de: 4,316.55 (Nm³/h) / 1,620 (Nm³/h) = 2.66, y para el caso de 3 MWe: 2,398.08 (Nm³/h) / 900.09 (Nm³/h) = 2.66, suponiendo un comportamiento aproximadamente lineal de la turbina en este rango de generación.

Y para obtener una generación eléctrica entre 3 y 5MWe o superior, tomando en cuenta que los datos de eficiencia eléctrica y térmica de la turbina de gas no sufrirán una variación considerable con el valor del PCI del gas de síntesis de la gasificación de plasma de biomasa forestal, y con el nuevo valor de consumo del gas, las características de la turbina de gas se muestran en la figura 3.98:

| Turbina-Generador de gas, con gas de síntesis de "Gasificación por Plasma de Biomasa Forestal " | |
|--|----------|
| Potencia eléctrica (MWe) | 5.4 |
| Energía de entrada (MW) | 18 |
| PCI del gas de síntesis (KWh/Nm ³) | 4.17 |
| Consumo de combustible, basado en el PCI del gas de síntesis (Nm ³ /h) | 4,316.55 |
| η (eléctrica) (%) | 30 |
| η (térmica) (%) | 45 |
| η (total) (%) | 75 |
| Recuperación térmica de gases de salida (MW) | 8.1 |

Fig. 3.98. Características de la turbina de gas, con gas de síntesis.

(Fuente: Fig.3.97. y cálculos desarrollados para el consumo de la turbina con gas de síntesis)

Según los datos de experimentación (casos de prueba) con el modelo de turbina seleccionado (SGT-100, Siemens) se observa que una variación en la proporción de la mezcla(en el caso de metano (CH₄) con dióxido de carbono (CO₂) ocasiona un cambio en la salida de potencia de tal forma que, si la mezcla se enriquece más en metano(>20%) y menos en dióxido de carbono (<20%), disminuye la eficiencia eléctrica (~1.1%) y por consiguiente la salida de energía (~13%).

| Process Steam | Unidad | Caso 2 | Caso 4 |
|-------------------|--------|--------------|--------------|
| INPUT | | | |
| Altitud | m | 0.00 | 0.00 |
| Humedad relativa | % | 60.00 | 60.00 |
| Mezcla | % CH4 | 58.50 | 81.00 |
| | % CO2 | 39.00 | 19.00 |
| Tipo de Combustor | | Convencional | Convencional |

Fig. 3.99. Datos experimentales de turbina de gas (variación en la proporción de la mezcla combustible, (CH₄, CO₂).

(Fuente: Extracto Fig.3.101. Documento, Presentación: "Tecnologías de punta.pdf"; "Turbinas de gas industriales para aplicaciones de cogeneración a base de biocombustibles", Autor: Rodolfo Meza Corona, rodolfo.meza@siemens.com)

| OUTPUT | | | |
|------------------------------------|--------|-----------|-----------|
| Output Power (Generator Terminals) | kW | 4,400.00 | 3,830.00 |
| Heat Input | kW | 14,907.00 | 13,477.00 |
| Heat Rate (LHV) | kJ/kWh | 12,196.00 | 12,667.00 |
| Steam to Process | t/hr | 10.46 | 9.44 |
| Electric Efficiency | % | 29.52% | 28.42% |
| Global Efficiency | % | 75.77% | 74.58% |

Fig. 3.100. Datos experimentales de turbina de gas (variación en la eficiencia según la proporción de la mezcla combustible, (CH_4 , CO_2)).

(Fuente: Extracto Fig. 3.101. Documento, Presentación: "Tecnologías_de_punta.pdf"; "Turbinas de gas industriales para aplicaciones de cogeneración a base de biocombustibles", Autor: Rodolfo Meza Corona, rodolfo.meza@siemens.com)

Lo anterior puede indicar que, al utilizar el gas de síntesis de la gasificación por plasma de la biomasa, cuya composición química y porcentajes cambian significativamente con los de las pruebas, ya que se trata de Hidrógeno (H_2 , 40-45%) y Monóxido de Carbono (CO , 40-45%), se obtendría probablemente una variación en la eficiencia (tanto eléctrica como global), ya que el nivel energético del gas es menor (15 MJ/Nm^3), pero de acuerdo a esto, también debería buscarse la adaptación de la cámara de combustión para lograr una dosificación adecuada de combustible, acercándose al punto de operación óptimo.

□ **Gasificador:**

Para el análisis del gasificador-reactor de plasma con biomasa forestal, se considerará el modelo de acuerdo a la potencia térmica necesaria a suministrar al motor de combustión o la turbina de gas. Se supondrá que el gasificador tiene gran capacidad de procesamiento (20 [T/h]) y el gas de síntesis resultante estará compuesto principalmente por Hidrógeno (H_2 , 40-45%) y Monóxido de Carbono (CO , 40-45%).

Algunas características del gasificador de plasma son:

- Alta temperatura de operación (garantiza la disociación molecular).
- Máxima recuperación de la energía de la biomasa.
- Gas de síntesis de alta pureza.
- Ausencia de sustancias tóxicas (el residuo inorgánico del proceso se vitrifica en un "slag").

Las reacciones químicas que se producen en el gasificador para la obtención del gas de síntesis son:

- Reacción de disociación molecular (cracking térmico).
- Oxidación parcial (la cual genera CO y pequeñas cantidades de CO_2 y H_2O).
- Reacción de re-formación (creación de nuevas moléculas por reacción del carbono y agua), formación de CO y H_2 , y reacción del carbono con dióxido de carbono (formación de CO).

En las figuras 3.101 y 3.102 se presentan algunos modelos esquemáticos de gasificadores de plasma y sus partes principales:

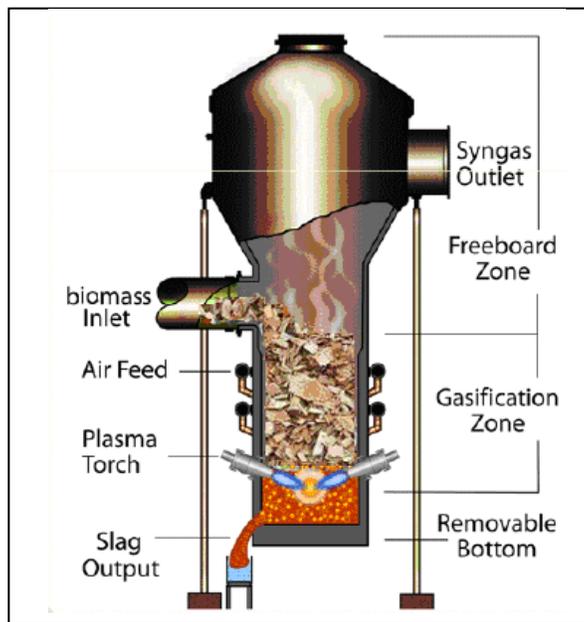
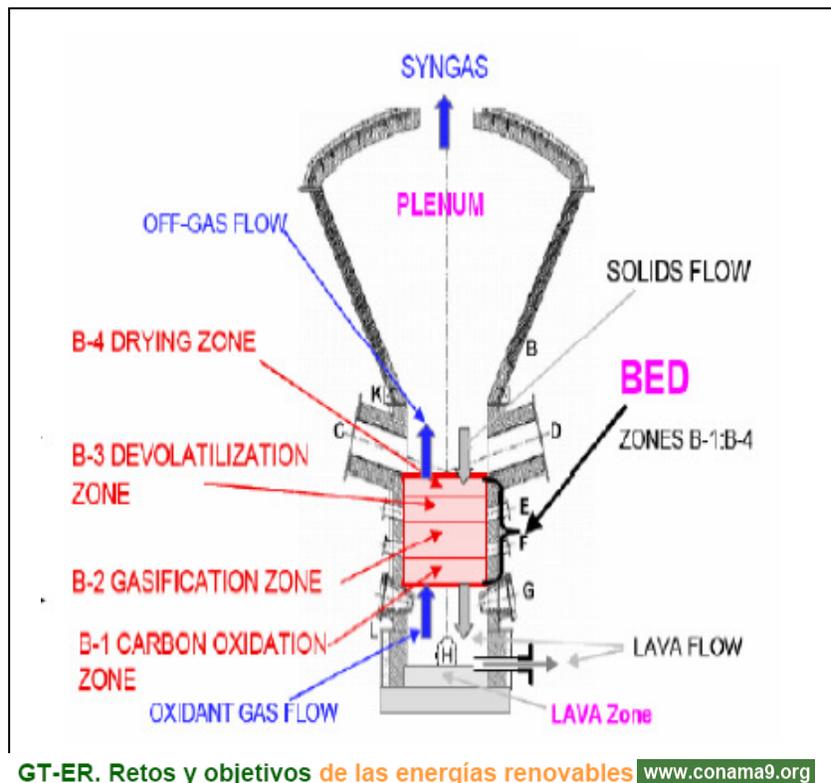


Fig. 3.101. Modelo esquemático de gasificador de plasma de biomasa.
 (Fuente: Documento, presentación: "Tratamiento térmico de residuos", Autor: Alberto Leo Alonso, Centro de Tecnologías Limpias (CTL))



GT-ER. Retos y objetivos de las energías renovables www.conama9.org

Fig. 3.102. Partes principales de un gasificador de plasma.
 (Fuente: Documento, presentación: "Retos y Objetivos de las Energías Renovables", www.conama9.org)

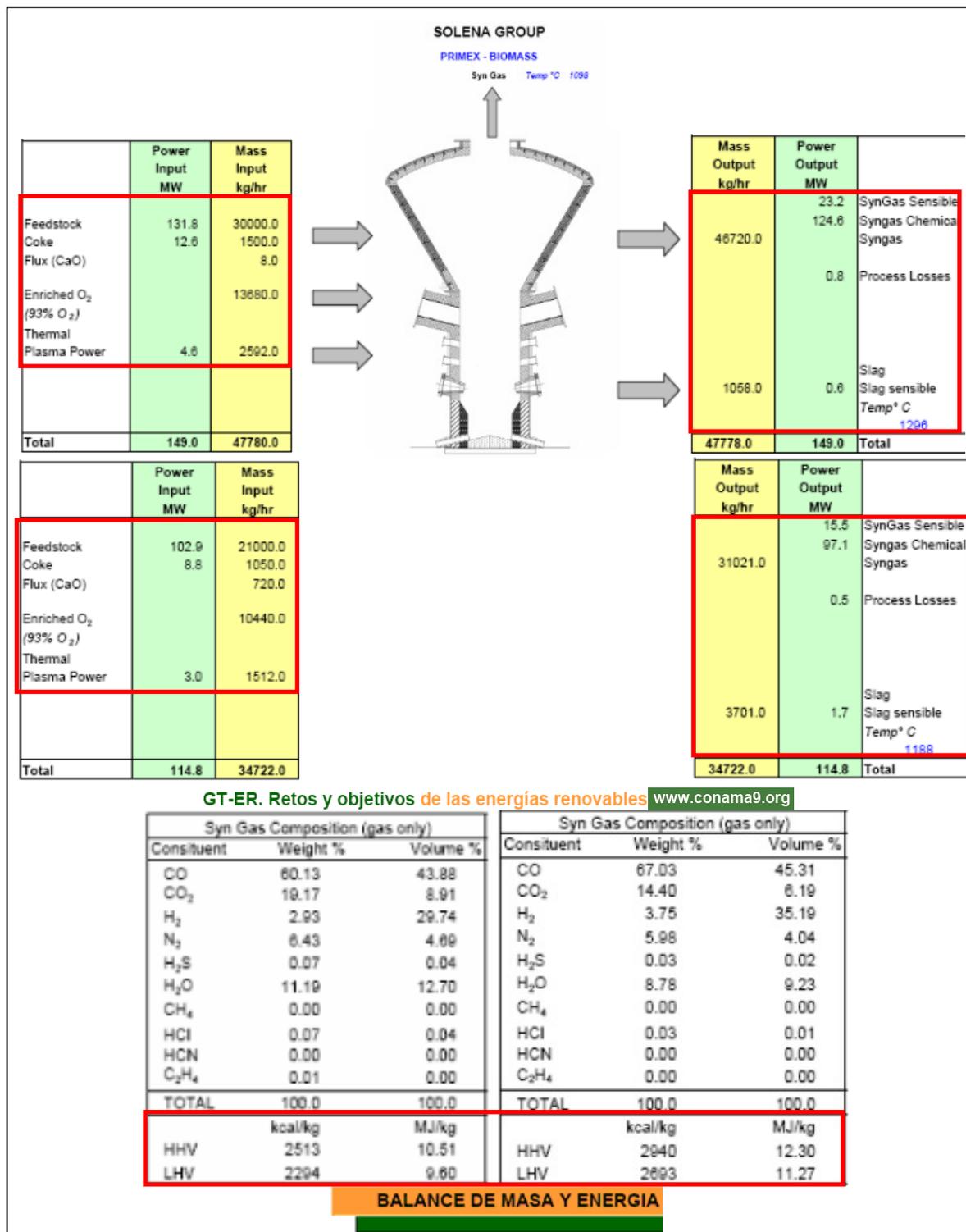


Fig. 3.103. Datos de balance de masa-energía y ejemplos de composición del gas obtenido en el proceso de gasificación por plasma de biomasa.

(Fuente: Documento, presentación: "Retos y Objetivos de las Energías Renovables", www.conama9.org)

Para realizar el análisis del gasificador de plasma de biomasa forestal requerido, se parte de la experimentación realizada en modelos (ver Fig.3.103), considerando los datos de balance de energía entrada-salida y de acuerdo a esto, se tienen los datos de las figuras 3.104 y 3.105:

CASO 1:

| ENTRADA | SALIDA |
|---|---|
| Energía de entrada: 131.8 [MW] | Energía de Salida (gas de síntesis): 124.6 [MW] (gas útil) + 23.2 [MW] (gas sensible, ~15.6% de la energía total de entrada). |
| Procesamiento de biomasa: 30,000 [Kg/h] = 30 [T/h] | Salida de gas de síntesis [Kg/h]: 46,720 [Kg/h] = 46.72 [T/h] |
| Potencia térmica de antorcha de plasma: 4.6 [MW]; 2,592 [Kg/h], ~8.5% del procesamiento de biomasa) | Perdidas energéticas: 0.8 [MW] |
| Entrada de O ₂ (enriquecido): 13,680 [Kg/h] = 13.68 [T/h] | Slag: 0.6 [MW]; 1,050 [Kg/h] = 1.05 [T/h] |
| Energía de material auxiliar: Coke y CaO: 12.6 [MW]; (1508 [Kg/h], ~5% del procesamiento de biomasa)) | Temperatura del gas de síntesis: 1,296 °C |
| Energía total de entrada [MW]: 131.8+ 4.6 + 12.6 = 149 [MW] | Energía total de salida [MW]: 124.6+ 23.2 + 0.8 + 0.6 = 149 [MW] |

Fig. 3.104. Características Entrada-Salida de Gasificador de Plasma de Biomasa (Caso 1).
(Fuente: Fig.3.103 Datos de balance y energía de gasificador de plasma y composición de gas)

De acuerdo al caso anterior, tenemos que:

Para procesar 30 [T/h] de biomasa con una energía equivalente de 131.8 [MW] en el gasificador, se necesita una potencia térmica (antorcha de plasma) de 4.6 [MW] y una entrada de O₂ (enriquecido) de 13.68 [T/h], además de una energía auxiliar para el proceso equivalente a 12.6 [MW]. Y se obtiene una energía de salida equivalente en gas de síntesis de 147.6 [MW] (124.6 [MW](gas útil) + 23 [MW](gas sensible)), más residuo vitrificado de 0.6 [MW] y pérdidas energéticas de 0.8 [MW].

Los porcentajes de transformación energética del caso “1” de análisis son los siguientes:

$$Energía_Entrada(Antorcha_Plasma)[\%] = \frac{4.6[MW]}{131.8[MW]} = 3.5[\%]$$

$$Energía_Auxiliar(Coke + CaO)[\%] = \frac{12.6[MW]}{131.8[MW]} = 9.56[\%]$$

$$Entrada_O2[\%] = \frac{13.68 \left[\frac{T}{h} \right]}{30 \left[\frac{T}{h} \right]} = 45.6[\%]$$

$$Energía_Salida(gas)[\%] = \frac{124.6[MW](gas_útil)}{131.8[MW] + 12.6[MW] + 4.6[MW]} = 83.62[\%]$$

$$\text{Energía}_\text{pérdida(transformación)}[\%] = \frac{0.8[\text{MW}]}{131.8[\text{MW}] + 12.6[\text{MW}] + 4.6[\text{MW}]} = 0.54[\%]$$

$$\text{Vitrificado(Slag)}[\%] = \frac{0.6[\text{MW}]}{131.8[\text{MW}] + 12.6[\text{MW}] + 4.6[\text{MW}]} = 0.402[\%]$$

CASO 2:

| ENTRADA | SALIDA |
|--|--|
| Energía de entrada: 102.9 [MW] | Energía de Salida (gas de síntesis): 97.1 [MW] (gas útil) + 15.5 [MW] (gas sensible, ~14% de la energía total de entrada). |
| Procesamiento de biomasa: 21,000 [Kg/h] = 21 [T/h] | Salida de gas de síntesis [Kg/h]: 31,021 [Kg/h] = 31.02 [T/h] |
| Potencia térmica de antorcha de plasma: 3 [MW]; 1,512 [Kg/h], ~7.5% del procesamiento de biomasa) | Perdidas energéticas: 0.5 [MW] |
| Entrada de O ₂ (enriquecido): 10,440 [Kg/h] = 10.44 [T/h] | Slag: 1.7 [MW]; 3,701 [Kg/h] = 3.7 [T/h] |
| Energía de material auxiliar: Coke y CaO: 8.9 [MW]; (1770 [Kg/h], ~8.5% del procesamiento de biomasa)) | Temperatura del gas de síntesis: 1188 °C |
| Energía total de entrada [MW]: 102.9 + 3 + 8.9 = 114.8 [MW] | Energía total de salida [MW]: 97.1 + 15.5 + 0.5 + 1.7 = 114.8 [MW] |

Fig. 3.105. Características Entrada-Salida de Gasificador de Plasma de Biomasa (Caso 2).
(Fuente: Fig.3.103, Datos de balance y energía de gasificador de plasma y composición de gas)

De acuerdo al caso anterior, tenemos que:

Para procesar 21 [T/h] de biomasa con una energía equivalente de 102.9 [MW] en el gasificador, se necesita una potencia térmica (antorcha de plasma) de 3 [MW] y una entrada de O₂ (enriquecido) de 10.44 [T/h], a parte de una energía auxiliar para el proceso equivalente a 8.9 [MW]. Y se obtiene una energía de salida equivalente en gas de síntesis de 112.6 [MW] (97.1 [MW](gas útil) + 15.5 [MW](gas sensible)), más residuo vitrificado de 1.7 [MW] y pérdidas energéticas de 0.5 [MW].

Los porcentajes de transformación energética del caso "2" de análisis son los siguientes:

$$\text{Energía}_\text{Entrada(Antorcha}_\text{Plasma)}[\%] = \frac{3[\text{MW}]}{102.9[\text{MW}]} = 2.92[\%]$$

$$\text{Energía}_\text{Auxiliar(Coke + CaO)}[\%] = \frac{8.9[\text{MW}]}{102.9[\text{MW}]} = 8.65[\%]$$

$$Entrada_{(O2)}[\%] = \frac{10.44 \left[\frac{T}{h} \right]}{21 \left[\frac{T}{h} \right]} = 49.71[\%]$$

$$Energía_{Salida(gas)}[\%] = \frac{97.1[MW](gas_{útil})}{102.9[MW] + 8.9[MW] + 3[MW]} = 84.58[\%]$$

$$Energía_{pérdida(transformación)}[\%] = \frac{0.5[MW]}{102.9[MW] + 8.9[MW] + 3[MW]} = 0.44[\%]$$

$$Vitrificado(Slag)[\%] = \frac{1.7[MW]}{102.9[MW] + 8.9[MW] + 3[MW]} = 1.48[\%]$$

De acuerdo a lo anterior y proyectando los porcentajes estimados en los casos “1” y “2” de los modelos experimentales, para el dimensionamiento del gasificador de plasma que suministrará la energía necesaria al motor de combustión considerado (6,205 KW) o a la turbina de gas (18,000 KW) tenemos que:

Para el Motor de Combustión:

Suministro de energía térmica por gas de síntesis (útil) = 6,205 [KW] = 6.205 [MW]

Considerando un porcentaje promedio de transformación de la biomasa en gas de síntesis útil de 84%, tenemos que la entrada de energía debe ser:

$$Energía_{Salida(gas)}[\%] = \frac{6.205[MW](gas_{útil})}{Energía_{Entrada}[MW]} = 84[\%]$$

$$Energía_{Entrada(Total)}[MW] = \frac{6.205[MW]}{0.84} = 7.39[MW] \approx 7.4[MW]$$

$$Energía_{Entrada}[MW] = Energía_{Biomasa} + Potencia_{Antorcha(Plasma)} + Energía_{Auxiliar}$$

Y estimando los porcentajes relativos, de acuerdo a los casos de los modelos experimentales, tenemos que:

Para el valor de energía de la biomasa de entrada:

$$Energía_{Biomasa}[MW] = [88.5\%](Energía_{Entrada_{Total}}) = (88.5\%)(7.39)[MW] = 6.54[MW]$$

Ahora, con el valor de la energía de entrada(biomasa), se calcula entonces, la potencia de la antorcha de plasma, la entrada de O₂ (enriquecido), la energía de material auxiliar (Coke y CaO), el

valor estimado de procesamiento de biomasa [Kg/h] y las pérdidas por transformación y vitrificación. De esta forma tenemos que:

- Un porcentaje promedio del 3.3%, para la potencia térmica de la antorcha de plasma:

$$Potencia_Termica(Antorcha_Plasma)[MW] = 3.3[\%] \cdot 6.54[MW] = 0.216[MW] = 216[KW]$$

- Un porcentaje promedio del 47%, del procesamiento de biomasa para el caso de la entrada de O_2 (enriquecido):

Aquí, se debe tomar en cuenta el valor del poder calorífico de la biomasa forestal de entrada, con un porcentaje de humedad del 10-15%:

$$PCI_{biomasa\ forestal} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

$$Alimentación_Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Energía_Entrada}{PCI(biomasa)} \right] = \left[\frac{6,540[KW]}{15,073 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]} \right] \cdot \left[\frac{3600[Kj]}{1[KWh]} \right] = 1,562 \left[\frac{Kg}{h} \right]$$

$$Alimentación_Biomasa \left[\frac{T}{h} \right] = 1,562 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000[Kg]} \right] = 1.56 \left[\frac{T}{h} \right]$$

$$Entrada_ (O2) \left[\frac{T}{h} \right] = 47[\%] \cdot 1.56 \left[\frac{T}{h} \right] = 0.733 \left[\frac{T}{h} \right]$$

- Un porcentaje promedio del 9.3% de la energía de material auxiliar (Coke y CaO):

$$Energia_Auxiliar(Coke + CaO)[MW] = 9.3[\%] \cdot 6.54[MW] = 0.61[MW]$$

- El valor estimado de procesamiento de biomasa forestal ($PCI_{biomasa\ forestal} = 3600$ (Kcal/kg):

$$Alimentación_Biomasa \left[\frac{T}{h} \right] = 1,562 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000[Kg]} \right] = 1.56 \left[\frac{T}{h} \right]$$

- Un porcentaje promedio del 0.5% de pérdidas energéticas por transformación:

$$Energia_pérdida(transformación)[MW] = 0.5[\%] \cdot [6.54(MW) + 0.216(MW) + 0.61(MW)] = 0.037[MW]$$

- Un porcentaje promedio del 1.2% de vitrificación:

$$\text{Vitrificado}(\text{Slag})[\text{MW}] = 1.2[\%][6.54(\text{MW}) + 0.216(\text{MW}) + 0.61(\text{MW})] = 0.088[\text{MW}]$$

Resumiendo los valores anteriores en un balance entrada-salida para el gasificador de plasma que suministrará la energía al motor de combustión se tienen los datos de la figura 3.106:

| Características Entrada-Salida del "Gasificador de Plasma" con biomasa forestal, para el motor de combustión interna de 2.43 MWe | |
|--|--|
| ENTRADA | SALIDA |
| Energía de la biomasa de entrada: 6.54 [MW] | Energía de Salida (gas de síntesis): 6.205 [MW] (gas útil) + 1.032 [MW] (gas sensible, ~14% de la energía total de entrada). |
| Procesamiento de biomasa: 1,562 [Kg/h] = 1.56 [T/h]; | Salida de gas de síntesis [Kg/h]: 2,458.45 [Kg/h] = 2.46 [T/h] (~97.5% del procesamiento total de biomasa) |
| Potencia térmica de antorcha de plasma: 0.216 [MW]; (124.96 [Kg/h], ~8% (promedio) del procesamiento de biomasa) | Perdidas energéticas: 0.037[MW] |
| Entrada de O ₂ (enriquecido): 733 [Kg/h] = 0.733 [T/h] | Slag: 0.066 [MW]; 63.04 [Kg/h] (~2.5% del procesamiento total de biomasa). |
| Energía de material auxiliar: Coke y CaO: 0.61 [MW]; (101.53 [Kg/h], ~6.5% (promedio) del procesamiento de biomasa) | Temperatura aproximada de salida del gas de síntesis: 1,100 °C |
| Masa total de entrada [Kg/h]: 1,562 + 124.96 + 733 + 101.53 = 2,521.49 [Kg/h] | Masa total de salida [Kg/h]: 2,458.45 + 63.04 = 2,505.87 [Kg/h] |
| Energía total de entrada [MW]: 6.54 + 0.216 + 0.61 = ~ 7.4 [MW] | Energía total de salida [MW]: 6.205 + 1.032 + 0.037 + 0.088 = ~ 7.4 [MW] |

Fig. 3.106. Características de "Gasificador de Plasma de Biomasa" para alimentación de motor de combustión.

(Fuente: Fig. 3.104 y 3.105, cálculo de porcentajes estimados de casos 1 y 2, y características del motor de combustión tipo "A").

Para la Turbina de Gas:

Suministro de energía térmica por gas de síntesis (útil) = 18,000 [KW] = 18 [MW]

Considerando un porcentaje promedio de transformación de la biomasa en gas de síntesis útil de 84%, tenemos que la entrada de energía debe ser:

$$\text{Energía}_\text{Salida}(\text{gas})[\%] = \frac{18[\text{MW}](\text{gas}_\text{útil})}{\text{Energía}_\text{Entrada}[\text{MW}]} = 84[\%]$$

$$\text{Energía}_\text{Entrada}(\text{Total})[\text{MW}] = \frac{18[\text{MW}]}{0.84} = 21.43[\text{MW}] \approx 21.4[\text{MW}]$$

$$\text{Energía}_\text{Entrada}[\text{MW}] = \text{Energía}_\text{Biomasa} + \text{Potencia}_\text{Antorcha}(\text{Plasma}) + \text{Energía}_\text{Auxiliar}$$

Y estimando los porcentajes relativos, de acuerdo a los casos de los modelos experimentales, tenemos que:

Para el valor de energía de la biomasa de entrada:

$$Energía_Biomasa[MW] = [88.5\%] \cdot (Energía_Entrada_Total) = (88.5\%) \cdot (21.43)[MW] = 18.97[MW]$$

Ahora, con el valor de la energía de entrada (biomasa), se calcula entonces, la potencia de la antorcha de plasma, la entrada de O_2 (enriquecido), la energía de material auxiliar (Coke y CaO), el valor estimado de procesamiento de biomasa [Kg/h] y las pérdidas por transformación y vitrificación. De esta forma tenemos que:

- Un porcentaje promedio del 3.3%, para la potencia térmica de la antorcha de plasma:

$$Potencia_Térmica(Antorcha_Plasma)[MW] = 3.3[\%] \cdot 18.97[MW] = 0.626[MW] = 626[KW]$$

- Un porcentaje promedio del 47% del procesamiento de biomasa para el caso de la entrada de O_2 (enriquecido):

Aquí, se debe tomar en cuenta el valor del poder calorífico de la biomasa forestal de entrada, con un porcentaje de humedad del 10-15%:

$$PCI_{biomasa\ forestal} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$$

$$PCI \left[\frac{Kcal}{kg} \right] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] = 15,073 \left[\frac{Kj}{kg} \right]$$

$$Alimentación_Biomasa \left[\frac{Kg}{h} \right] = \left[\frac{Energía_Entrada}{PCI(biomasa)} \right] = \left[\frac{18,970[KW]}{15,073 \left[\frac{Kj}{Kg} \right]} \right] \cdot \left[\frac{3600[Kj]}{1[KWh]} \right] = 4,530.75 \left[\frac{Kg}{h} \right]$$

$$Alimentación_Biomasa \left[\frac{T}{h} \right] = 4,530.75 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000[Kg]} \right] = 4.53 \left[\frac{T}{h} \right]$$

$$Entrada_O2 \left[\frac{T}{h} \right] = 47[\%] \cdot 4.53 \left[\frac{T}{h} \right] = 2.13 \left[\frac{T}{h} \right]$$

- Un porcentaje promedio del 9.3% de la energía de material auxiliar (Coke y CaO):

$$Energía_Auxiliar(Coke + CaO)[MW] = 9.3[\%] \cdot 18.97[MW] = 1.76[MW]$$

- El valor estimado de procesamiento de biomasa forestal ($PCI_{biomasa\ forestal} = 3600 \text{ (Kcal/kg)}$):

$$Alimentación_Biomasa \left[\frac{T}{h} \right] = 4,530.75 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \left[\frac{1T}{1000[Kg]} \right] = 4.53 \left[\frac{T}{h} \right]$$

- Un porcentaje promedio del 0.5% de pérdidas energéticas por transformación:

$$Energía_pérdida[MW] = 0.5[\%] [18.97(MW) + 0.626(MW) + 1.76(MW)] = 0.107[MW]$$

- Un porcentaje promedio del 1.2% de vitrificación:

$$Vitrificado(Slag)[MW] = 1.2[\%] [18.97(MW) + 0.626(MW) + 1.76(MW)] = 0.256[MW]$$

Resumiendo los valores anteriores en un balance entrada-salida para el gasificador de plasma que suministrará la energía a la turbina de gas, se tienen los datos de la figura 3.107:

| Características Entrada-Salida del "Gasificador de Plasma" con biomasa forestal, para la turbina de gas de 5.4MWe | |
|---|---|
| ENTRADA | SALIDA |
| Energía de la biomasa de entrada: 18.97 [MW] | Energía de Salida (gas de síntesis): 18 [MW] (gas útil) + 3 [MW] (gas sensible, ~14% de la energía total de entrada). |
| Procesamiento de biomasa: 4,530.75 [Kg/h] = 4.53 [T/h]; | Salida de gas de síntesis [Kg/h]: 7,134.76 [Kg/h] = 7.13 [T/h] (~97.5% del procesamiento total de biomasa) |
| Potencia térmica de antorcha de plasma: 0.626 [MW]; (362.46 [Kg/h], ~8% del procesamiento de biomasa) | Pérdidas energéticas: 0.107[MW] |
| Entrada de O ₂ (enriquecido): 2,130 [Kg/h] = 2.13 [T/h] | Slag: 0.256 [MW]; 182.94 [Kg/h] (~2.5% del procesamiento total de biomasa). |
| Energía de material auxiliar: Coke y CaO: 1.76 [MW]; (294.5 [Kg/h], ~6.5% del procesamiento de biomasa) | Temperatura aproximada de salida del gas de síntesis: 1,100 °C |
| Masa total de entrada [Kg/h]: 4,530.75 + 362.46 + 2,130 + 294.5 = 7,317.71 [Kg/h] | Masa total de salida [Kg/h]: 7134.76 + 182.94 = 7,317.71 [Kg/h] |
| Energía total de entrada [MW]: 18.97 + 0.626 + 1.76 = ~ 21.4 [MW] | Energía total de salida [MW]: 18 + 3 + 0.107 + 0.256 = ~ 21.4 [MW] |

Fig. 3.107. Características de "Gasificador de Plasma de Biomasa" para alimentación de Turbina de gas.

(Fuente: Fig. 3.104 y 3.105, cálculo de porcentajes estimados de casos 1 y 2, y características de la turbina de gas para el rango de generación en estudio).

3.26 EFICIENCIA GLOBAL PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

La determinación de la eficiencia global necesaria para la planta de plasma con generación entre 3 y 5 MWe se efectúa tomando en cuenta la salida energética (MWh) y la entrada necesaria de biomasa (T/h) considerando el poder calorífico inferior (PCI) de la biomasa forestal, junto con la energía requerida de la(s) antorcha(s) de plasma. Se desarrollará el cálculo con el motor de combustión y con la turbina de gas para comparación, procediendo de la siguiente forma:

$$\eta_{global(planta_Plasma)} = \left[\frac{Energía_Salida}{Energía_Entrada} \right]$$



Uso de Motor-Generador:

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 \text{ Kcal/h}$$

PCI (biomasa forestal) = 3600 (Kcal/kg); valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%

$$1 \text{ Kcal} = 4187 \text{ J}$$

$$1KWh = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

Para el funcionamiento del conjunto “*gasificador de plasma-motor de combustión-generador*”, en arreglos individuales para cada unidad, con una potencia eléctrica de salida total de 2.43 MWe, la energía que la biomasa debe proporcionar es:

$$Energía_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 1560 \cdot \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot \times 1[h] = 23,514.19[Mj]$$

Como energía de entrada al proceso se considerará también la energía de la antorcha(s) de plasma, por lo que:

$$Energía_Entrada_Antorchas[Mj] = 216[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 777.6[Mj]$$

Siendo entonces la energía de entrada total:

$$Energía_Entrada_Total[Mj] = 23,514.19[Mj] + 777.6[Mj] = 24,291.79[Mj]$$

Y tomando en cuenta que la potencia eléctrica total utilizada por el arreglo de tres motores-generadores en su capacidad máxima es de 2.43 MWe x 3 = 7.29 MWe; para el caso de una planta con generación a 5 MWe, el factor de utilización referido a la máxima generación es del 68.6%. Este factor se aplicaría como reducción de la energía de entrada:

Para las tres (3) unidades y con un factor de utilización de la planta del 68.6%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 24,291.79[Mj] \times 3 \times 0.686 = 49,992.50[Mj]$$

Y para una generación de 5 MWe

$$Energia_salida[Mj] = 5000[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 18,000[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{18,000[Mj]}{49,992.50[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Plasma_5MWe_Motor)} = 36.01\%}$$

El valor de eficiencia global de la planta calculado considera sólo la salida de potencia eléctrica, sin embargo, si se utiliza la recuperación térmica de las unidades motoras, esta salida de potencia se aprovecharía para aportar energía a la planta y por consiguiente lograr una mejora en su eficiencia global, de esta forma tenemos que:

Para una unidad motora, la salida con recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) a plena potencia es del 44.2% = 2.743 MW_{Th} y ya que el factor de utilización de la planta es del 68.6%, la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.686 = 6,774.11[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica con conjunto de tres (3) unidades:

$$Energia_salida(eléctrica_térmica)[Mj] = 18,000[Mj] + 6,774.11[Mj] \times 3 = 38,322.34[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{38,322.34[Mj]}{49,992.50[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Plasma_5MWe_Motor(recuperación_térmica))} = 76.66\%}$$

- Para una potencia de **3000 Kw**, considerando ahora solo dos (2) arreglos gasificador-motor- generador, la potencia total sería de 2.43 MWe x 2 = 4.86 MWe, por lo que se tiene lo siguiente:

Para un conjunto gasificador-motor-generador:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 1560 \left[\frac{Kg}{h} \right] \times 1[h] = 23,514.19[Mj]$$

Y considerando también la energía de la antorcha(s) de plasma:

$$Energia_Entrada_Antorchas[Mj] = 216[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 777.6[Mj]$$

Entonces la energía de entrada total es:

$$Energia_Entrada_Total[Mj] = 23,514.19[Mj] + 777.6[Mj] = 24,291.79[Mj]$$

Para dos (2) conjuntos gasificador-motor y tomando en cuenta que la potencia a generar de la planta será de 3 MWe, el factor de utilización ahora es del 61.8%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 24,291.79[Mj] \times 2 \times 0.618 = 30,024.65[Mj]$$

Y para una generación de 3 MWe:

$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{10,800[Mj]}{30,024.65[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Plasma_3MWe_Motor)} = 35.97\%}$$

Considerando la salida con recuperación térmica de la energía de entrada (6,205 MW) para una unidad a plena potencia del 44.2% = 2.743 MW_{Th} y con un factor de utilización del 61.8%, la energía térmica de salida recuperada en una unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 2743[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.618 = 6,102.63[Mj]$$

Agregando este valor a la salida de potencia eléctrica con conjunto de dos (2) unidades, se tiene que:

$$Energia_salida_{(eléctrica_térmica)}[Mj] = 10,800[Mj] + 6,102.63[Mj] \times 2 = 23,005.26[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{23,005.26[Mj]}{30,024.65[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Plasma_3MWe_Motor(recuperación_térmica))} = 76.62\%}$$



Uso de Turbina de Gas:

- Para una potencia de **5000 Kw** y tomando en cuenta que:

$$1KW = 860 \text{ Kcal/h}$$

PCI (biomasa forestal) = 3600 (Kcal/kg); valor estimado del PCI de la biomasa forestal a utilizar con un % de humedad, entre 10-15%

$$1 \text{ Kcal} = 4187 \text{ J}$$

$$1KWh = 3.6 \times 10^6 \text{ J}$$

Para el funcionamiento del conjunto "gasificador de plasma-turbina de gas", la energía que la biomasa debe proporcionar es:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \cdot \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 4530 \left[\frac{Kg}{h} \right] \cdot 1[h] = 68,281.60[Mj]$$

Considerando también la energía de la antorcha(s) de plasma:

$$Energia_Entrada_Antorchas[Mj] = 626[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 2,253.6[Mj]$$

Entonces la energía de entrada total es:

$$Energia_Entrada_Total[Mj] = 68,281.60[Mj] + 2,253.6[Mj] = 70,535.2[Mj]$$

Y tomando en cuenta que la potencia eléctrica total de la turbina de gas considerada es de 5.4 MWe en su capacidad máxima, para el caso de una planta con generación a 5 MWe, el factor de utilización de la planta sería aproximadamente al 92.60% de capacidad. Este factor se aplicaría como reducción de la energía de entrada:

Para la unidad con factor de utilización del 92.60%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 70,535.2[Mj] \times 0.926 = 65,315.60[Mj]$$

Y para una generación de 5 MWe

$$Energia_salida[Mj] = 5000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 18,000[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{18,000[Mj]}{65,315.60[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global}(Planta_Plasma_5MWe_Turbina) = 27.56\%$$

La eficiencia global de la planta de plasma con el conjunto gasificador-turbina de gas calculado, considera sólo la salida de potencia eléctrica, sin embargo, si se utiliza la recuperación térmica de la turbina, esta salida de potencia aportaría energía a la planta y por consiguiente lograría una mejora en su eficiencia global, de esta forma tenemos que:

Para la turbina de gas empleada, la salida con recuperación térmica de la energía de entrada (18 MW) a plena potencia es del 45% = 8.1MW_{Th} y ya que el factor de utilización de la planta será del 92.6%, la energía térmica de salida recuperada para la unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 8100[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.926 = 27,002.16[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica, se tiene que:

$$Energia_salida_{(eléctrica_térmica)}[Mj] = 18,000[Mj] + 27,002.16[Mj] = 45,002.16[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global}(planta_gasificación_plasma) = \left[\frac{45,002.16[Mj]}{65,315.60[Mj]} \right]$$

$$\eta_{global}(Planta_Plasma_5MWe_Turbina(recuperación_térmica)) = 68.90\%$$

- Para una potencia de **3000 Kw**, ahora la potencia a generar de la planta será de 3 MWe, y el factor de utilización de la planta del 55.6% respecto a la potencia total de 5.4 MWe, por lo que se tiene lo siguiente:

Para un conjunto gasificador de plasma-turbina de gas:

$$Energia_Entrada[Mj] = 3600 \left[\frac{Kcal}{Kg} \right] \left[\frac{4.187[Kj]}{1Kcal} \right] \times 4530 \left[\frac{Kg}{h} \right] \times 1[h] = 68,281.60[Mj]$$

Considerando también la energía de la antorcha(s) de plasma:

$$Energia_Entrada_Antorchas[Mj] = 626[KWh] \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 2,253.6[Mj]$$

Entonces la energía de entrada total es:

$$Energia_Entrada_Total[Mj] = 68,281.60[Mj] + 2,253.6[Mj] = 70,535.2[Mj]$$

Con un factor de utilización del 55.6%:

$$Energia_Entrada[Mj] = 70,535.2[Mj] \times 0.556 = 39,217.57[Mj]$$

Y para una generación de 3 MWe:

$$Energia_salida[Mj] = 3000[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] = 10,800[Mj]$$

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{10,800[Mj]}{39,217.57[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Plasma_3MWe_Turbina)} = 27.54\%}$$

Considerando el porcentaje de recuperación térmica para la turbina de gas empleada del 45%, y con una energía de entrada de 18 MW a plena potencia, esta recuperación es del 8.1MW_{Th} y con un factor de utilización de la planta del 55.6%, la energía térmica de salida recuperada para la unidad es:

$$Energia_salida[Mj] = 8100[KWh] \cdot \left[\frac{3.6[Mj]}{1KWh} \right] \times 0.556 = 16,212.96[Mj]$$

Y agregando este valor a la salida de potencia eléctrica, se tiene que:

$$Energia_salida(eléctrica_térmica)[Mj] = 10,800[Mj] + 16,212.96[Mj] = 27,012.96[Mj]$$

Por lo que la eficiencia global de la planta es:

$$\eta_{global(planta_gasificación_plasma)} = \left[\frac{27,012.96[Mj]}{39,217.57[Mj]} \right]$$

$$\boxed{\eta_{global(Planta_Plasma_3MWe_Turbina(recuperación_térmica))} = 68.90\%}$$

3.27 CUADRO RESUMEN DE COMPONENTES DE PLANTA DE PLASMA DE BIOMASA PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

| PLANTA DE TECNOLOGÍA DE PLASMA DE BIOMASA | | | |
|---|--|--|--|
| Equipo | Características | 3MWe | 5MWe |
| MOTOR-GENERADOR | | | |
|  | <ul style="list-style-type: none"> -Potencia eléctrica nominal: 2.43MWe -Energía de entrada (MW): 6.205MW. -Consumo de combustible, (Nm^3/h): 1,488.01 -η(eléctrica): 39.2 % -η(térmica): 44.2 % -η(total): ~83% | <ul style="list-style-type: none"> Dos (2) unidades Capacidad máxima de generación de 4.86MW | <ul style="list-style-type: none"> Tres (3) unidades. Capacidad máxima de generación de 7.29MW |
| TURBINA DE GAS | | | |
|  | <ul style="list-style-type: none"> -Rango de generación eléctrica: 3-5MWe, -Combustible: Gas de síntesis de gasificador de plasma, -Energía de entrada (MW): 18 (Capacidad máxima) -PCI del gas de síntesis (KWh/Nm^3): 4.17 -Consumo de combustible (Nm^3/h): 4,316.55 -Eficiencia Eléctrica: 30%. -Eficiencia Térmica: 45% -Eficiencia Total: $\geq 75\%$ -Temperatura de gases de escape: $\geq 500^\circ C$ | | |
| GASIFICADOR | | | |
| Para "Motor de Combustión"  | <ul style="list-style-type: none"> -Dos gasificadores, individual por unidad motora, para 3MWe -Tres gasificadores, individual por unidad motora, para 5MWe <i>*Parámetros para máxima generación eléctrica:</i> -Potencia Térmica: 6,205 MW_{th} (capacidad máxima) -Combustible: "Biomasa forestal(mixta)" -Procesamiento máximo de biomasa: 1.56 [T/h]; -Potencia térmica de antorcha(s) de plasma: 0.216 [MW], -Suministro de O_2 (enriquecido): 0.733 [T/h] -Suministro de material auxiliar: Coke y CaO: 101.53 [Kg/h] -Capacidad de salida de gas de síntesis: 2 - 3 [T/h] -Temperatura de salida del gas de síntesis: $\sim 1,100^\circ C$ | | |
| Para "Turbina de Gas"  | <ul style="list-style-type: none"> -Unidad única para alimentación de turbina de gas (3-5MWe). <i>*Parámetros para máxima generación eléctrica:</i> -Potencia Térmica: 18 MW_{th} (capacidad máxima) -Combustible: "Biomasa forestal(mixta)" -Procesamiento máximo de biomasa: 4.53 [T/h] -Potencia térmica de antorcha(s) de plasma: 0.626 [MW] -Suministro de O_2 (enriquecido): 2.13 [T/h] -Suministro de material auxiliar: Coke y CaO: 294.5 [Kg/h] -Capacidad de salida de gas de síntesis: 7 - 8 [T/h] -Temperatura de salida del gas de síntesis: $\sim 1,100^\circ C$ | | |
| Tipo de Biomasa | | | |
| Gasificación de Biomasa forestal por antorcha(s) de plasma | Biomasa forestal, mixta y residual. | 3600 (Kcal/kg) | 3600 (Kcal/kg) |

| Consumo de Biomasa [T/h] | | | |
|--|---|--|---|
| Gasificación por plasma para alimentación de "Motor de Combustión Interna" | Biomasa forestal mixta y residual | 1.56 [T/h] -Para dos unidades de generación: 3.12 [T/h]. -Con el factor de utilización: 3.12*0.618=1.93 [T/h] | 1.56 [T/h] -Para tres unidades de generación: 4.68 [T/h]. -Con el factor de utilización: 4.68*0.686=3.21 [T/h] |
| Gasificación por plasma para alimentación de "Turbina de Gas" | Biomasa forestal, mixta y residual | -4.53 [T/h] (capacidad máxima) -Con el factor de utilización para: 4.53*0.556=2.52 [T/h] | -4.53 [T/h] (capacidad máxima) -Con el factor de utilización: 4.53*0.926=4.19 [T/h] |
| Sistema de Alimentación | | | |
|  | -Tolvas, molinos trituradores, secadoras. -Capacidad de procesamiento en T/h. | -De 3 T/h Para motor de combustión interna. (Sistema distribuido por unidad gasificadora). -De 5 T/h Para turbina de gas. (Sistema único de alimentación) | -De 5 T/h Para motor de combustión interna. (Sistema distribuido por unidad gasificadora) -De 5 T/h Para turbina de gas. (Sistema único de alimentación) |
| Sistema de Limpieza y Enfriamiento del gas de síntesis | Componentes principales: Sistema de lavado húmedo, filtros, desorbedores, reactor de hidrólisis, tratamiento de aguas residuales. | | |
| Nº de horas de operación anual estimadas: | ~333 días de operación anual. | 8000 horas | |
| Eficiencia Global (η): "Sistema gasificador-motor de combustión-generador" | Sin recuperación térmica (%) | 35.97 | 36.01 |
| | Con recuperación térmica (%) | 76.62 | 76.66 |
| Eficiencia Global (η): "Sistema gasificador-turbina de gas-generador" | Sin recuperación térmica (%) | 27.54 | 27.56 |
| | Con recuperación térmica (%) | 68.90 | 68.90 |
| Factor de Utilización (%) | | | |
| "Sistema gasificador-motor de combustión-generador" | Referido a capacidad de generación máxima (MWe) | 61.6 | 68.6 |
| "Sistema gasificador-turbina de gas-generador" | | 55.60 | 92.60 |
| Energía Anual Generada | GWh | 24 | 40 |

Fig. 3.108 Cuadro Resumen de los Componentes de una Planta de Plasma.

3.28 EJEMPLOS DE PLANTAS DE PLASMA

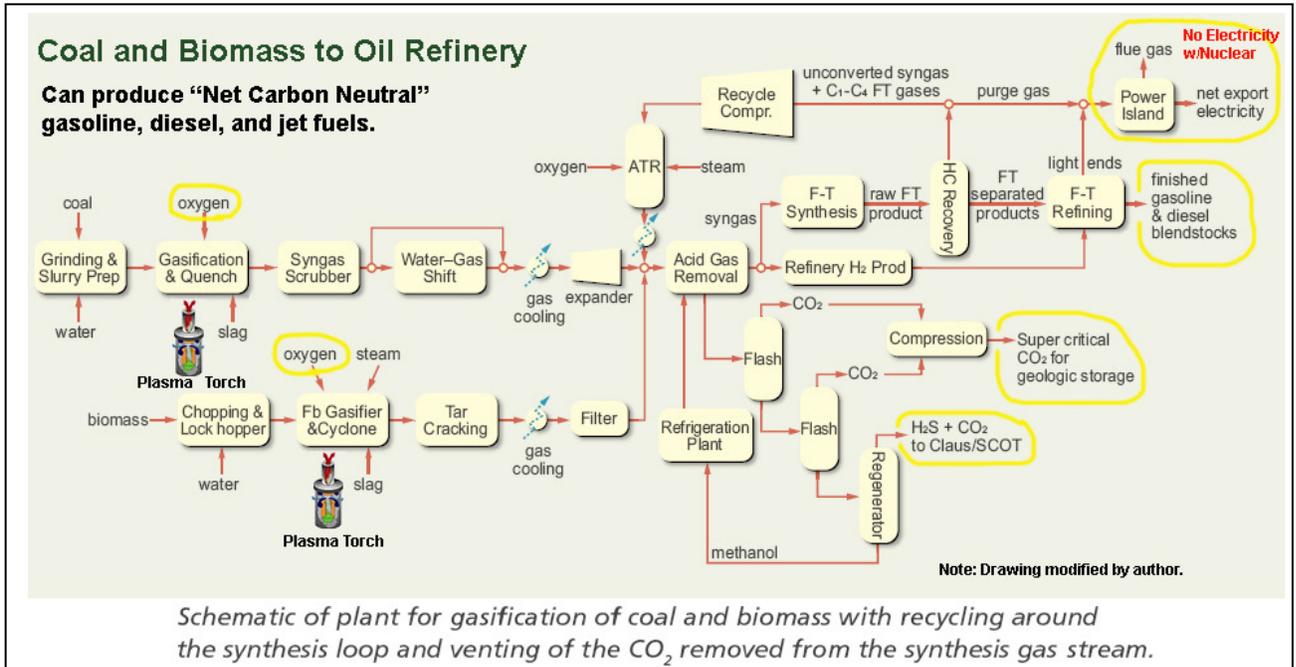


Fig. 3.109. Modelo de planta de gasificación de plasma de biomasa utilizada en procesos de producción de combustibles.
 (Fuente: <http://www.coal2nuclear.com>)

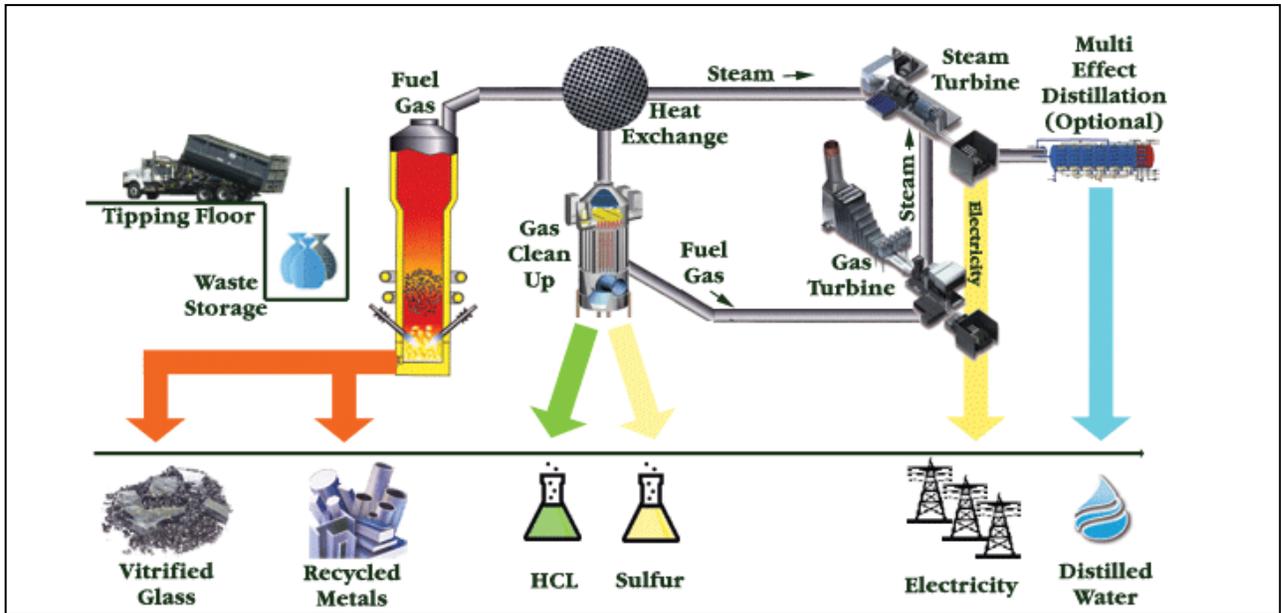


Fig. 3.110. Modelo de planta de gasificación de plasma de residuos (incluyendo biomasa), utilizada en procesos de producción energética de ciclo combinado.
 (Fuente: <http://www.topbits.com/plasma-gasification.html>)



The Mihama-Mikata plasma facility

Photo courtesy Georgia Tech Research Institute

Planta de procesamiento en Mihama-Mikata, la cual entró en operaciones en el 2002. Su capacidad de procesamiento es hasta de 24 tons por día de RSU y cuatro toneladas por día de aguas residual. Esta planta por su pequeño tamaño no produce gas de síntesis, sólo vapor o agua caliente.

Fig. 3.111. Planta de procesamiento de residuos por tecnología de plasma, utilizada en producción energética de vapor (generación eléctrica y agua caliente).

Fuente: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy/plasma-converter4.htm>



Eco Valley Utashinai Plasma Facility

Photo courtesy [Westinghouse Plasma Corporation](http://www.westinghouse-plasma.com/)

La planta de gasificación de plasma en Utashinai, Japón también comenzó a procesar los RSU en el año 2002. El diseño original de la planta factor en una capacidad de alrededor de 170 toneladas diarias de RSU y de residuos de automóvil trituradora (ASR). En la actualidad la planta procesa aproximadamente 300 toneladas por día. La planta genera hasta 7,9 megavatios-hora (MWh) de electricidad, venta de alrededor de 4,3 MWh de nuevo a la red eléctrica.

Fig. 3.112. Planta de gasificación por plasma (residuos) para generación eléctrica.
(Capacidad de 300T/día y generación de 7.9 MWe)

(Fuente: <http://science.howstuffworks.com/environmental/energy/plasma-converter4.htm>,
<http://www.westinghouse-plasma.com/>)

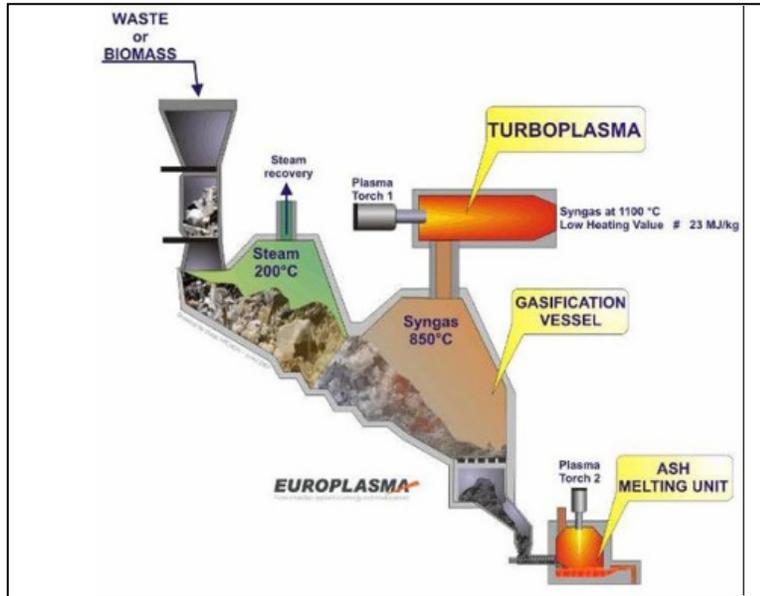


Fig. 3.113. Modelo de planta de gasificación de plasma de residuos (incluyendo biomasa), utilizada en procesos de producción energética.
 (Fuente: <http://timelesswealth.net/plasmagas.html>)

Plasco Energy Group plasma gasification plant, Trail Road, Ottawa

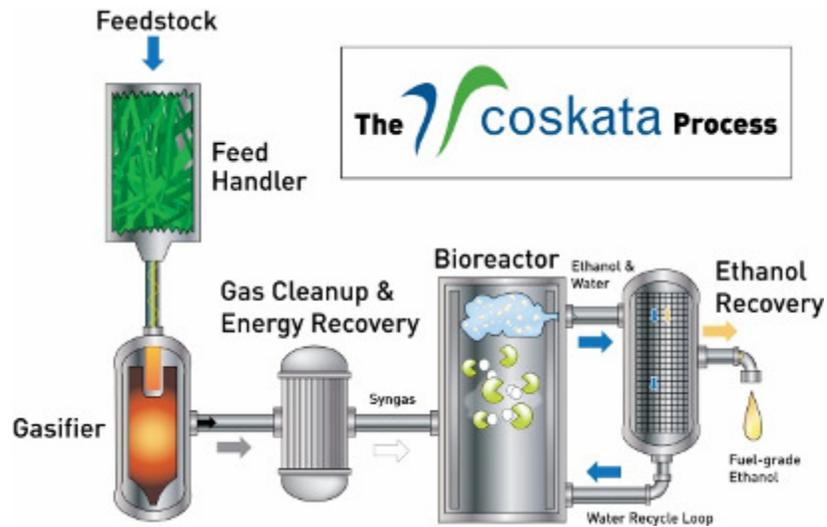


Plasco Energy Group planta de gasificación de plasma, Trail Road, Ottawa Crédito: Foto: www.zec.ca *Plasco Energy Group* utiliza gasificación por plasma para convertir los desechos sólidos municipales en un combustible rico en energía. En *Plasco*,. Creemos que nuestra tecnología patentada de gasificación por plasma para convertir los desechos sólidos municipales, y otras materias primas, en energía limpia hará que los vertederos obsoletos y reducir nuestra dependencia de los combustibles fósiles. Kanata Ontario.

Fig. 3.114. Planta de gasificación por plasma de residuos sólidos y conversión a combustible.
 (Fuente: <http://www.plascoenergygroup.com/our-technology/the-plasco-process/>
<http://spectrum.ieee.org>)



Coskata's semi-commercial FlexEthanol™ facility



Coskata, Inc. es una empresa pionera en la producción de etanol celulósico. Se anunció en enero de 2008, que GM ha invertido y tomado una participación en la empresa. Coskata ha desarrollado un modelo propietario de plasma de alta temperatura del proceso de gasificación que convierte los residuos con contenido de carbono o producto biológico en etanol. La compañía abrió una instalación de pequeña escala o semi-producción en el Madison PA que es capaz de producir 50,000 galones al año. Esta instalación demuestra la capacidad de ampliación de la tecnología desde el laboratorio en la estructura de 65 pies de alto. El siguiente paso será la apertura de un centro de producción a escala completa capaz de producir 55 millones de galones por año en 2012.

Fig. 3.115. Planta de gasificación de plasma para generación de Etanol.
(Fuente: <http://www.coskata.com/process/>)

3.29 EVALUACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DE PLASMA

El análisis de la tecnología de plasma de biomasa forestal anteriormente desarrollado, indica tal como se dijo previamente en el capítulo 2, su factibilidad para la implementación de una planta de generación eléctrica en el rango de estudio propuesto (3-5 MWe). De acuerdo al dimensionamiento de los componentes básicos, tales como el sistema generador (motor de combustión o turbina de gas), gasificador de plasma de biomasa, sistema de alimentación y enfriamiento del gas, etc., y analizando la eficiencia de la planta en forma global, la implementación de una planta de gasificación por plasma de biomasa forestal tiene un porcentaje bajo-medio de factibilidad técnica para su construcción y puesta en marcha.

Lo anterior se indica porque la tecnología es de años recientes y se encuentra todavía en etapas experimentales, con sólo ciertos casos de aplicación en plantas de generación eléctrica. Referente a su utilización, existe todavía cierto grado de inconvenientes o desacuerdos (por los fabricantes) respecto a cuál tecnología de plasma es la más adecuada para el procesamiento de biomasa de diferentes orígenes. A la fecha no tiene un amplio grado comercial, se ha empleado principalmente en el procesamiento de residuos peligrosos y urbanos, y se está orientado su uso con la biomasa vegetal para producción eléctrica. Presenta gran potencial para el procesamiento de biomasa en grandes cantidades o volúmenes, por el tipo de reactor, empleando los productos obtenidos (gas de síntesis, etanol, hidrógeno, etc.) para generación eléctrica, con la ventaja de la inexistencia de partículas contaminantes resultantes de la reacción de transformación por el proceso de *disociación molecular* presente.

Como esta tecnología posee diversidad de uso final, según el proceso empleado y productos obtenidos, en el presente estudio se consideró únicamente su aplicación para la obtención de un *gas de síntesis* que pudiera ser empleado por su contenido energético (PCI) en un motor de combustión interna del tipo "A" o en una turbina de gas. Como el nivel energético del gas es levemente mayor al que se obtendría en procesos de gasificación normal o con la pirolisis, se ha empleado la turbina de gas, con ciertas consideraciones respecto a su adaptación para el gas combustible, con el objeto de comparar resultados de consumo y eficiencia, respecto al motor de combustión.

El análisis desarrollado para el cálculo de componentes de la planta de gasificación por plasma para los dos rangos de generación propuestos (3-5 MWe), considera la potencia eléctrica proporcionada por un generador eléctrico integrado a un motor de combustión del tipo "A"; para lograr por medio de conjuntos de generación (2-3 motores tipo "A") la salida de potencia adecuada al rango del estudio. Para el caso de la turbina de gas, se utilizó un modelo que pudiera adaptar su cámara de combustión y su salida de potencia para el rango de generación de estudio.

Se consideró desde el cálculo inicial de consumo de combustible (gas de síntesis), para el caso del motor de combustión, el hecho que las unidades motoras tuvieran mayor capacidad que la requerida en conjunto para lograr la salida de potencia deseada. Normalmente los motores de combustión trabajan en porcentajes de funcionamiento máximos del 60-80%, esto porque existe un grado de deterioro por fatiga de las partes mecánicas internas del motor. Así también la turbina de gas posee mayor capacidad de salida que la requerida, con el objeto de trabajar en un punto de operación inferior al máximo de capacidad de la planta.

Lo anterior es un factor que para la planta de plasma en estudio se denominó "*factor de utilización de la planta*", es decir que es un factor reductivo referido a la capacidad de generación máxima obtenible de la planta. Así, para este estudio y según el razonamiento de utilización, la planta trabajaría en porcentajes cercanos o menores al rango de operatividad nominal para el caso del motor de combustión (60-80%), y en un porcentaje inferior al máximo operativo de capacidad para el caso de la turbina de gas.

El cálculo del componente de la planta de plasma parte del consumo de combustible (gas de síntesis proporcionado por el gasificador) de la unidad motora o de la turbina de gas (dada por el fabricante) para la estimación de capacidades de componentes y consumos de la planta (T/h). Los valores obtenidos son siempre una “aproximación” de los que se obtendrían al tomar en cuenta todos los factores de eficiencia y pérdidas de los componentes de la planta real.

Referente a la eficiencia global, la planta de gasificación por plasma tiene un valor aproximado del 36% sin recuperación térmica y un 77% con recuperación térmica, para el caso de motor de combustión; y aproximadamente del 28% sin recuperación térmica y 69% con recuperación térmica, para el caso de turbina de gas. Estos valores representan el rendimiento en la conversión energética de la energía de la biomasa forestal (cultivos energéticos, biomasa mixta o residual) y su transformación en energía eléctrica y térmica. Esta última, debe procurarse a través del calor residual de los gases de salida de las unidades motoras o de la turbina de gas, por medio de cogeneración, para mejorar la eficiencia interna de la planta.

Diagramas de transferencia simplificados de la planta de plasma de biomasa utilizando las variantes de motor de combustión y turbina de gas, se muestran a continuación:

- Caso sin recuperación térmica, Gasificación por Plasma, Motor tipo “A”:

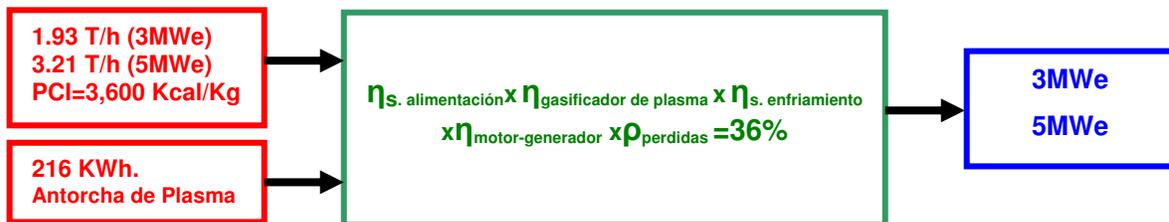


Fig. 3.116. Diagrama de transferencia, gasificación por plasma (motor de combustión) sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica, Gasificación por Plasma, Motor tipo “A”:

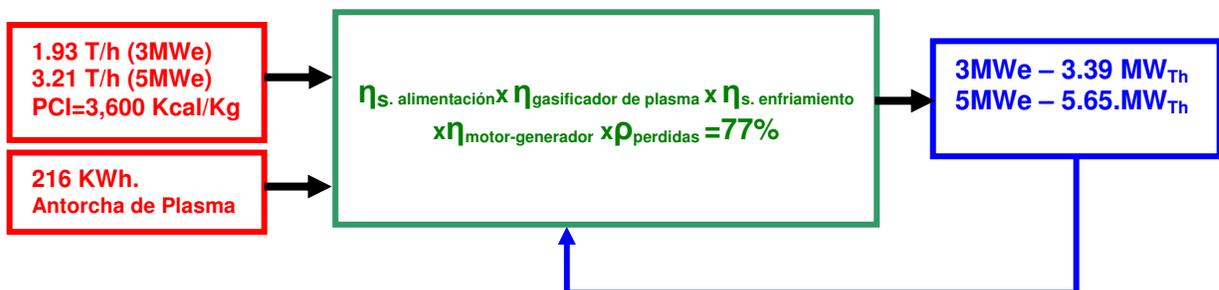


Fig. 3.117. Diagrama de transferencia, gasificación por plasma (motor de combustión) con recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso sin recuperación térmica, Gasificación por Plasma ,Turbina de Gas:

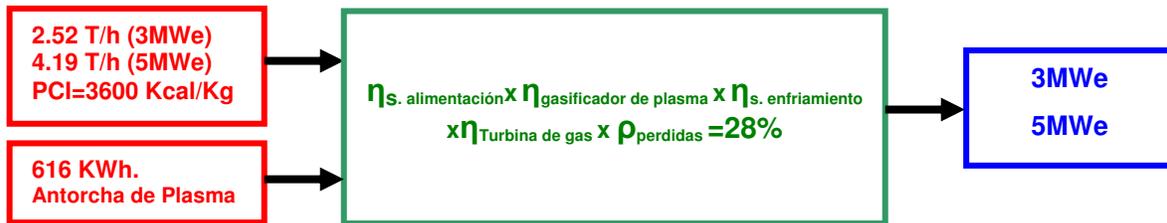


Fig. 3.118. Diagrama de transferencia, gasificación por plasma (turbina de gas) sin recuperación térmica (3-5 MWe).

- Caso con recuperación térmica, Gasificación por Plasma ,Turbina de Gas:

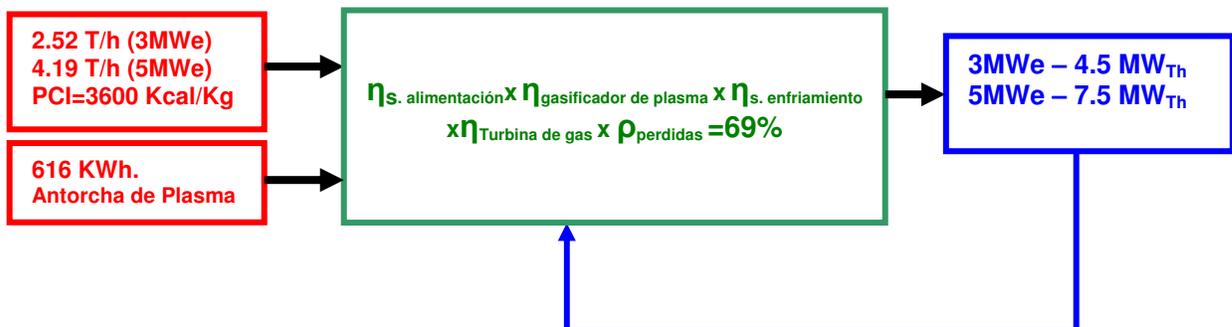


Fig. 3.119. Diagrama de transferencia, gasificación por plasma (turbina de gas) con recuperación térmica (3-5 MWe).

Las eficiencias del sistema de alimentación de biomasa ($\eta_{s. \text{alimentación}}$) y del sistema de enfriamiento y limpieza del gas de síntesis ($\eta_{s. \text{enfriamiento}}$) se consideran para el estudio ideales (valor unitario), así también, se han despreciado las pérdidas energéticas (ρ_{perdidas}).

3.30 EVALUACIÓN GENERAL DE TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe

De acuerdo a la exposición desarrollada para cada tecnología de procesamiento de biomasa dentro del rango de generación eléctrica en estudio, a continuación se presenta un cuadro resumen de evaluación general que incluye aspectos principales como cantidad de potencia instalada, tipo de sistema generador, N° de unidades generadoras, procesamiento de biomasa (T/h) y el porcentaje de eficiencia global con y sin recuperación térmica.

| CUADRO DE EVALUACIÓN GENERAL DE TECNOLOGIAS PARA GENERACIÓN DE 3 Y 5 MWe | | | | | | | |
|--|---------------------------|--------------------------|---|----------------------------|--------------------------------|---|---|
| Tecnología | Rango de Generación (MWe) | Potencia Instalada (MWe) | Tipo de Sistema Generador | N° de Unidades Generadoras | Procesamiento de Biomasa [T/h] | Eficiencia Global, sin recuperación térmica (%) | Eficiencia Global, con recuperación térmica (%) |
| Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 3 | 3.9 | Caldera de biomasa, y turbina de vapor- generador eléctrico. | 1 | 2.18 | 32.87 | 68.90 |
| | 5 | 6.5 | | 1 | 3.63 | 32.90 | 68.99 |
| Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generador tipo "A") | 3 | 4.86 | Gasificador de biomasa con oxígeno y motor-generador tipo "A". | 2 | 2.29 | 31.33 | 66.75 |
| | 5 | 7.29 | | 3 | 3.81 | 31.37 | 66.78 |
| Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generador tipo "B") | 3 | 3.73 | Gasificador de biomasa con aire y motor-generador tipo "B". | 4 | 2.39 | 29.99 | 63.6 |
| | 5 | 5.59 | | 6 | 3.98 | 30 | 63.6 |
| Pirolisis Lenta, (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generador tipo A) | 3 | 4.86 | Gasificador de carbón vegetal con oxígeno y motor-generador tipo "A". | 2 | 1.08 | 33.24 | 70.83 |
| | 5 | 7.29 | | 3 | 1.79 | 33.27 | 70.8 |
| Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor- generador tipo "A") | 3 | 4.86 | Gasificador de biomasa con oxígeno y motor-generador tipo "A" | 2 | 2.62 | 27.34 | 58.25 |
| | 5 | 7.29 | | 3 | 4.36 | 27.37 | 58.27 |
| Gasificación por Plasma: (Motor-generador tipo "A") | 3 | 4.86 | Gasificador de biomasa por plasma y motor-generador tipo "A" | 2 | 1.93 | 35.97 | 76.62 |
| | 5 | 7.29 | | 3 | 3.21 | 36.01 | 76.66 |
| Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 3 | 5.4 | Gasificador de biomasa por plasma y turbina de gas. | 1 | 2.52 | 27.54 | 68.90 |
| | 5 | 5.4 | | 1 | 4.19 | 27.56 | 68.90 |

Fig. 3.120. Cuadro de evaluación general de las tecnologías de procesamiento de biomasa para generación de 3 y 5 MWe.

El análisis de la información recopilada en el cuadro de evaluación general de tecnología de procesamiento para generación de 3 y 5 MWe, mostrado anteriormente, indica lo siguiente:

- ❑ La tecnología que posee la mayor eficiencia para la cantidad de potencia instalada dentro del rango de generación eléctrica en estudio es la Gasificación de biomasa por plasma y motor-generator tipo "A", la cual posee aproximadamente un 36% de eficiencia global sin recuperación térmica y un 77% con recuperación térmica de la energía de salida.
- ❑ La tecnología de Pirolisis Lenta (Carbonización), Gasificador de Carbón y motor-generator tipo "A", está en segundo lugar, con aproximadamente un 33% de eficiencia global sin recuperación térmica y un 71% con recuperación térmica de la energía de salida.
- ❑ La tecnología de Combustión, Caldera de biomasa y turbogenerador, está en tercer lugar, con aproximadamente un 33% de eficiencia global sin recuperación térmica y un 69% con recuperación térmica de la energía de salida.
- ❑ La tecnología de Gasificación por plasma y turbina de Gas, estaría en cuarto lugar, tomando en cuenta sólo la eficiencia global con recuperación térmica con aproximadamente un 69% y en penúltimo lugar, tomando en cuenta sólo su eficiencia global sin recuperación térmica con un 28%.
- ❑ La tecnología de Gasificación con oxígeno y motor generator tipo "A", estaría también en cuarto lugar, tomando en cuenta sólo la eficiencia global sin recuperación térmica, con un 31% y en quinto lugar tomando sólo la eficiencia global con recuperación térmica, con aproximadamente un 67%

Respecto al consumo de biomasa (T/h) se tiene que:

- ❑ La tecnología de Pirolisis Lenta (Carbonización), Gasificador de Carbón y motor-generator tipo "A", está en primer lugar, procesando 1.08 T/h (3MWe) y 1.79 (5MWe).
- ❑ La tecnología de Gasificación de biomasa por plasma y motor-generator tipo "A", está en segundo lugar, procesando 1.93 T/h (3MWe) y 3.21 (5MWe).
- ❑ La tecnología de Combustión, Caldera de biomasa y turbogenerador, está en tercer lugar, procesando 2.18 T/h (3MWe) y 3.63 (5MWe).
- ❑ La tecnología de Gasificación con oxígeno y motor generator tipo "A", está en cuarto lugar, procesando 2.29 T/h (3MWe) y 3.81 (5MWe).

Estos son los resultados obtenidos del análisis de los datos de entrada-salida y cálculos de eficiencia global, con y sin recuperación térmica, para cada una de las tecnologías de procesamiento de biomasa forestal en el rango de generación eléctrica en estudio. Deben tenerse en cuenta las observaciones, estimaciones, procedimientos de cálculos y cuadros resumen realizados para cada tecnología durante su desarrollo, con el objeto lograr una comprensión general de la factibilidad de la planta y su operación, para la generación eléctrica en el rango de estudio (3-5MWe).

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 4. TECNOLOGÍAS MÁS EFICIENTES PARA PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON POTENCIAS INSTALADAS QUE OSCILAN ENTRE 3 MW A 5 MW

4.1 TECNOLOGÍAS MÁS EFICIENTES

En este capítulo se expone el análisis de las tecnologías de conversión más eficientes para plantas de generación por conversión termoquímica de la biomasa y bajo el rango eléctrico en estudio (3-5 MWe). Para la determinación de las tecnologías con mayor eficiencia, se ha considerado principalmente la dependencia de factores como el rendimiento general o global de las plantas de generación, y también el poder calorífico inferior (PCI) del combustible a utilizar (cultivos energéticos leñosos, biomasa forestal mixta y residual).

De acuerdo al análisis de los modelos desarrollados para cada tecnología en el capítulo 3, el rendimiento general de este tipo de plantas de biomasa es todavía de bajo orden (20-40%), si se considera sólo la salida de potencia eléctrica. Aplicando principios como la recuperación térmica de la energía de salida o la *cogeneración* (producción conjunta tanto de calor como de electricidad), puede elevarse el rendimiento global de las plantas en más de un 25%, suponiendo la utilización del calor de salida de los gases de motores de combustión (150°C-200 °C), del vapor de turbinas de vapor (350°C-400 °C) o de los gases de turbinas de gas (400°C-500 °C), como retroalimentación energética del proceso de generación.

Lo expresado anteriormente es una alternativa para mejorar el rendimiento energético global de las plantas de biomasa a través de *procesos regenerativos* o de *cogeneración*. Mediante estos procesos se consigue una transferencia energética del calor residual de los sistemas de producción eléctricos por motor-generador de combustión interna o por turbinas de vapor o de gas, para reutilizarlo en turbinas de contrapresión, intercambiadores de calor o como retroalimentación del sistema generador de la planta de biomasa.

El objetivo general del capítulo es la determinación de las tecnologías de procesamiento para plantas de biomasa forestal más eficientes de acuerdo al estudio realizado, análisis de datos y cálculos desarrollados en el capítulo anterior, y que se encuentren dentro del rango de estudio propuesto (3 – 5 MWe).

A continuación se procede a realizar una comparación de los datos obtenidos de la eficiencia global de las plantas de generación para las diferentes tecnologías desarrolladas, a través de un cuadro que incluye los principales aspectos analizados, tales como:

- Tipo de tecnología.
- Rango de generación (MW).
- Tipo de biomasa.
- Tipo de sistema generador.
- Procesamiento de biomasa (T/h).
- Eficiencia global, sin recuperación térmica (%).
- Eficiencia global, con recuperación térmica (%).

4.2 COMPARACIÓN DE TECNOLOGÍAS DE PROCESAMIENTO DE BIOMASA Y SU EFICIENCIA GLOBAL

| CUADRO COMPARATIVO DE TECNOLOGÍAS DE PROCESAMIENTO DE BIOMASA Y SU EFICIENCIA | | | | | | |
|--|---------------------|---|---|--------------------------------|---|---|
| Tecnología | Rango de Generación | Tipo de Biomasa | Tipo de Sistema Generador | Procesamiento de Biomasa [T/h] | Eficiencia Global, sin recuperación térmica (%) | Eficiencia Global, con recuperación térmica (%) |
| Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 3 MW | Forestal (cultivos energéticos), residual y mixta | Caldera de biomasa, y turbina de vapor-generador eléctrico. | 2.18 | 32.87 | 68.90 |
| | 5 MW | | | 3.63 | 32.90 | 68.99 |
| Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generador tipo "A") | 3 MW | Forestal (cultivos energéticos), residual y mixta | Gasificador de biomasa con oxígeno y motor-generador tipo "A". | 2.29 | 31.33 | 66.75 |
| | 5 MW | | | 3.81 | 31.37 | 66.78 |
| Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generador tipo "B") | 3 MW | Forestal (cultivos energéticos), residual y mixta | Gasificador de biomasa con aire y motor-generador tipo "B". | 2.39 | 29.99 | 63.6 |
| | 5 MW | | | 3.98 | 30 | 63.6 |
| Pirolisis Lenta, (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generador tipo A) | 3 MW | Carbón vegetal, ceniza seca o fundida | Gasificador de carbón vegetal con oxígeno y motor-generador tipo "A". | 1.08 | 33.24 | 70.83 |
| | 5 MW | | | 1.79 | 33.27 | 70.8 |
| Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor-generador tipo "A") | 3 MW | Forestal (cultivos energéticos), residual y mixta | Gasificador de biomasa con oxígeno y motor-generador tipo "A" | 2.62 | 27.34 | 58.25 |
| | 5 MW | | | 4.36 | 27.37 | 58.27 |
| Gasificación por Plasma: (Motor-generador tipo "A") | 3 MW | Forestal (cultivos energéticos), residual y mixta | Gasificador de biomasa por plasma y motor-generador tipo "A" | 1.93 | 35.97 | 76.62 |
| | 5 MW | | | 3.21 | 36.01 | 76.66 |
| Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 3 MW | Forestal (cultivos energéticos), residual y mixta | Gasificador de biomasa por plasma y turbina de gas. | 2.52 | 27.54 | 68.90 |
| | 5 MW | | | 4.19 | 27.56 | 68.90 |

Fig.4.1 Cuadro comparativo de tecnologías de procesamiento de biomasa y su eficiencia.

De acuerdo a la comparación de tecnologías y sus aspectos principales (ver Fig.4.1), del cuadro anterior puede derivarse un orden de eficiencia y consumo de biomasa (T/h) de las tecnologías que tienen mayor eficiencia en la conversión termoquímica de la biomasa para su utilización final en generación eléctrica, según el estudio (3-5 MWe). De esta forma, se tienen los datos mostrados en las figuras de la 4.2 a la 4.13:

| ORDENAMIENTO DE TECNOLOGÍAS SEGÚN EFICIENCIA GLOBAL SIN RECUPERACIÓN TÉRMICA, PARA GENERACIÓN DE 5 MWe | | |
|---|---|--|
| Orden | Tecnología | Eficiencia Global, sin recuperación térmica (%) |
| 1° | Gasificación por Plasma: (Motor-generador tipo "A") | 36.01 |
| 2° | Pirolisis Lenta (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generador tipo "A") | 33.27 |
| 3° | Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 32.90 |
| 4° | Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generador tipo "A") | 31.37 |
| 5° | Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generador tipo "B") | 30.00 |
| 6° | Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 27.56 |
| 7° | Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor- generador tipo "A") | 27.37 |

Fig.4.2 Ordenamiento de tecnologías según eficiencia global, sin recuperación térmica 5 MWe.

| ORDENAMIENTO DE TECNOLOGÍAS SEGÚN EFICIENCIA GLOBAL CON RECUPERACIÓN TÉRMICA, PARA GENERACIÓN DE 5 MWe | | |
|---|---|--|
| Orden | Tecnología | Eficiencia Global, con recuperación térmica (%) |
| 1° | Gasificación por Plasma: (Motor-generador tipo "A") | 76.66 |
| 2° | Pirolisis Lenta (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generador tipo "A") | 70.80 |
| 3° | Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 68.99 |
| 4° | Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 68.90 |
| 5° | Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generador tipo "A") | 66.78 |
| 6° | Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generador tipo "B") | 63.60 |
| 7° | Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor- generador tipo "A") | 58.27 |

Fig.4.3 Ordenamiento de tecnologías según eficiencia global, con recuperación térmica 5 MWe.

| ORDENAMIENTO DE TECNOLOGÍAS SEGÚN EFICIENCIA GLOBAL SIN RECUPERACIÓN TÉRMICA, PARA GENERACIÓN DE 3 MWe | | |
|--|---|---|
| Orden | Tecnología | Eficiencia Global, sin recuperación térmica (%) |
| 1° | Gasificación por Plasma: (Motor-generador tipo "A") | 35.97 |
| 2° | Pirolisis Lenta (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generador tipo "A") | 33.24 |
| 3° | Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 32.87 |
| 4° | Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generador tipo "A") | 31.33 |
| 5° | Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generador tipo "B") | 29.99 |
| 6° | Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 27.54 |
| 7° | Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor-generador tipo "A") | 27.34 |

Fig.4.4 Ordenamiento de tecnologías según eficiencia global, sin recuperación térmica para 3 MWe.

| ORDENAMIENTO DE TECNOLOGÍAS SEGÚN EFICIENCIA GLOBAL CON RECUPERACIÓN TÉRMICA, PARA GENERACIÓN DE 3 MWe | | |
|--|---|---|
| Orden | Tecnología | Eficiencia Global, con recuperación térmica (%) |
| 1° | Gasificación por Plasma: (Motor-generador tipo "A") | 76.62 |
| 2° | Pirolisis Lenta (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generador tipo "A") | 70.83 |
| 3° | Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 68.90 |
| 4° | Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 68.90 |
| 5° | Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generador tipo "A") | 66.75 |
| 6° | Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generador tipo "B") | 63.60 |
| 7° | Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor-generador tipo "A") | 58.25 |

Fig.4.5 Ordenamiento de tecnologías según eficiencia global, con recuperación térmica para 3 MWe.

ORDENAMIENTO DE TECNOLOGÍAS SEGÚN PROCESAMIENTO DE BIOMASA (T/h) PARA GENERACIÓN DE 5 MWe

| Orden | Tecnología | Procesamiento de Biomasa [T/h] |
|-------|---|--------------------------------|
| 1° | Pirolisis Lenta (Carbonización): (Gasificador de carbón y motor-generator tipo "A") | 1.79 |
| 2° | Gasificación por Plasma: (Motor-generator tipo "A") | 3.21 |
| 3° | Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 3.63 |
| 4° | Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generator tipo "A") | 3.81 |
| 5° | Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generator tipo "B") | 3.98 |
| 6° | Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 4.19 |
| 7° | Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor- generator tipo "A") | 4.36 |

Fig.4.6 Cuadro de ordenamiento de tecnologías según procesamiento de biomasa (T/h) para el rango de generación de 5 MWe.

| ORDENAMIENTO DE TECNOLOGÍAS SEGÚN PROCESAMIENTO DE BIOMASA (T/h) PARA GENERACIÓN DE 3 MWe | | |
|---|--|--------------------------------|
| Orden | Tecnología | Procesamiento de Biomasa [T/h] |
| 1° | Pirolisis de Carbonización: (Gasificador de carbón y motor-generator tipo "A") | 1.08 |
| 2° | Gasificación por Plasma: (Motor-generator tipo "A") | 1.93 |
| 3° | Combustión: (Caldera de biomasa y turbogenerador) | 2.18 |
| 4° | Gasificación: (Gasificador con "oxígeno" y motor-generator tipo "A") | 2.29 |
| 5° | Gasificación: (Gasificador con "aire" y motor-generator tipo "B") | 2.39 |
| 6° | Gasificación por Plasma: (Turbina de Gas) | 2.52 |
| 7° | Pirolisis Rápida: (Gasificador de biomasa y motor- generator tipo "A") | 2.62 |

Fig.4.7 Cuadro de ordenamiento de tecnologías según procesamiento de biomasa (T/h) para el rango de generación de 3 MWe.

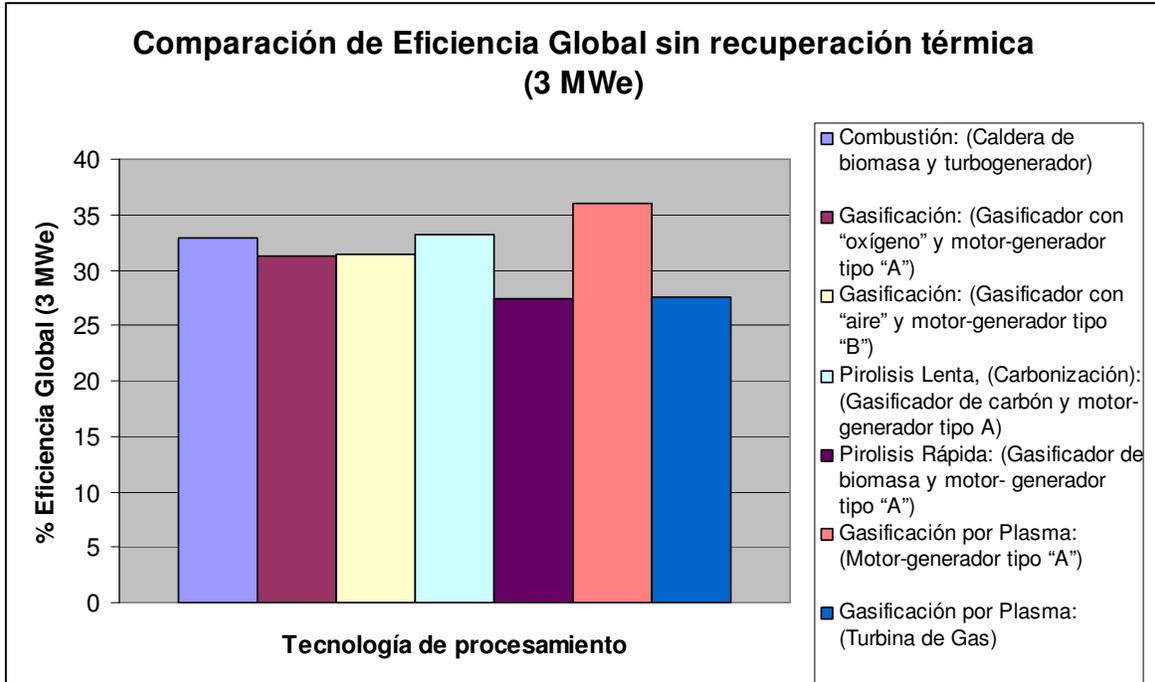


Fig.4.8 Gráfica comparativa de la eficiencia global sin recuperación térmica para generación de 3 MWe.

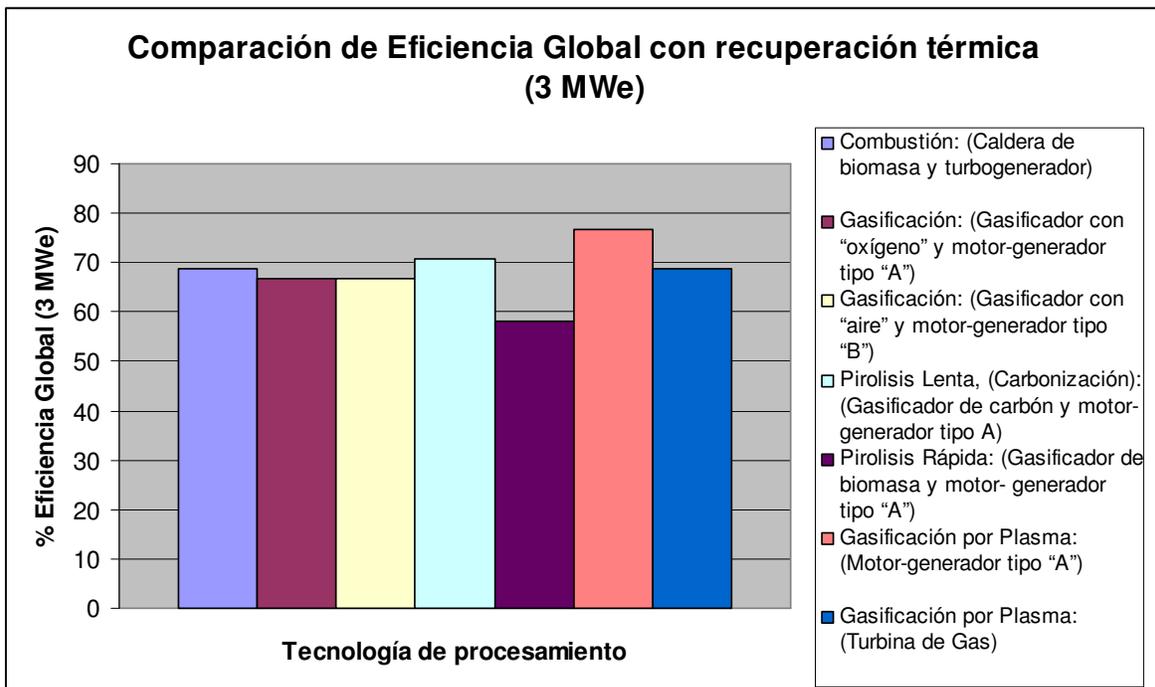


Fig.4.9 Gráfica comparativa de la eficiencia global con recuperación térmica para generación de 3 MWe.

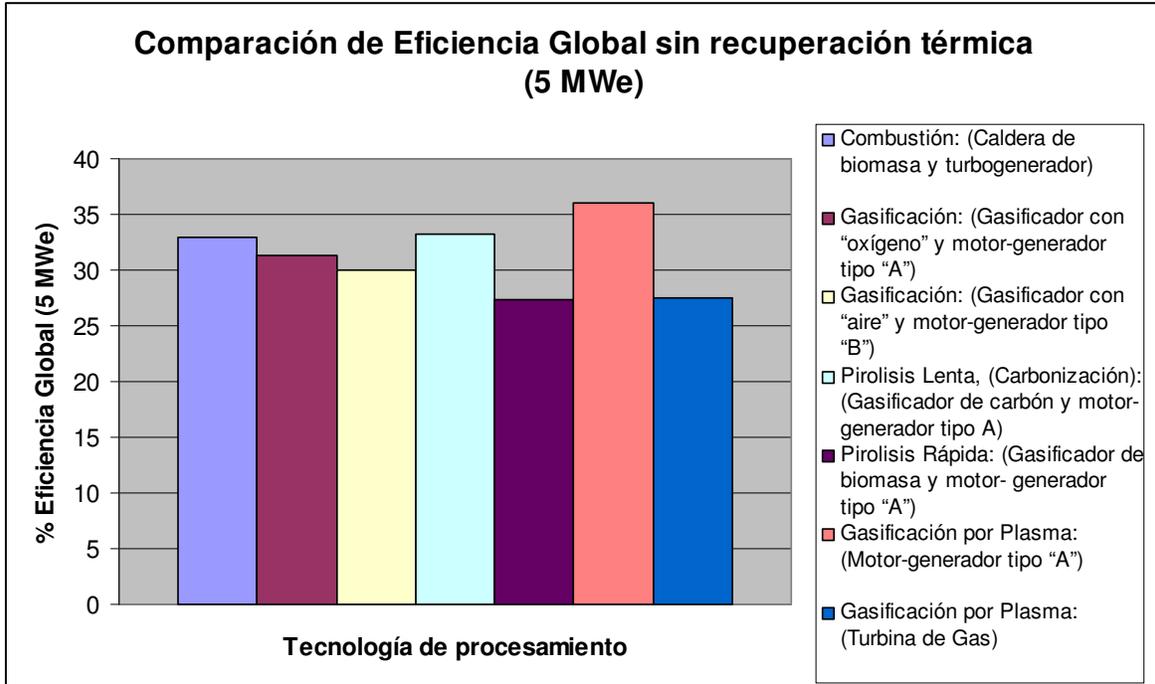


Fig.4.10 Gráfica comparativa de la eficiencia global sin recuperación térmica para generación de 5 MWe.

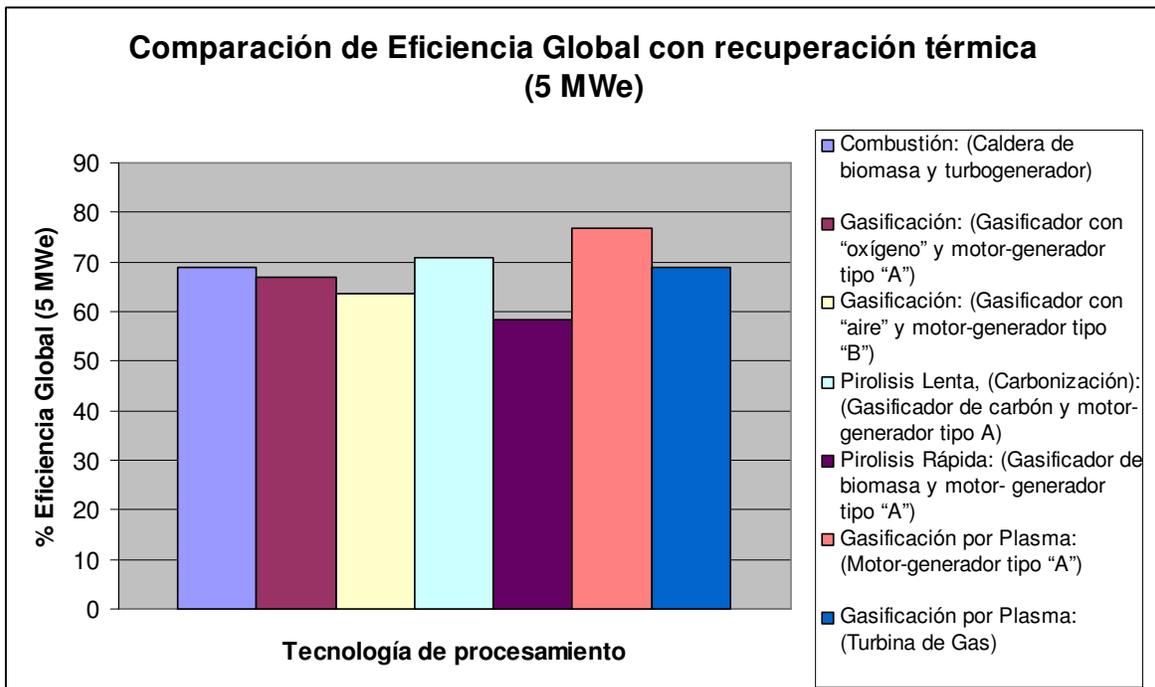


Fig.4.11 Gráfica comparativa de la eficiencia global con recuperación térmica para generación de 5 MWe

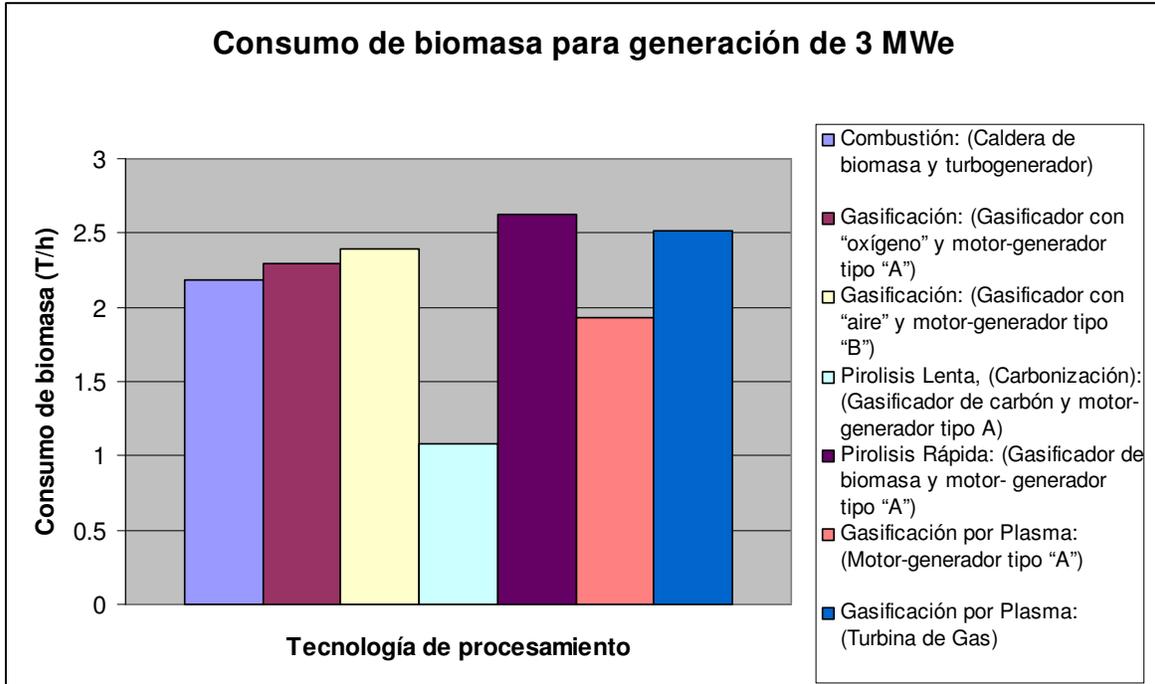


Fig.4.12 Gráfica comparativa del consumo de biomasa de las plantas para generación de 3 MWe.

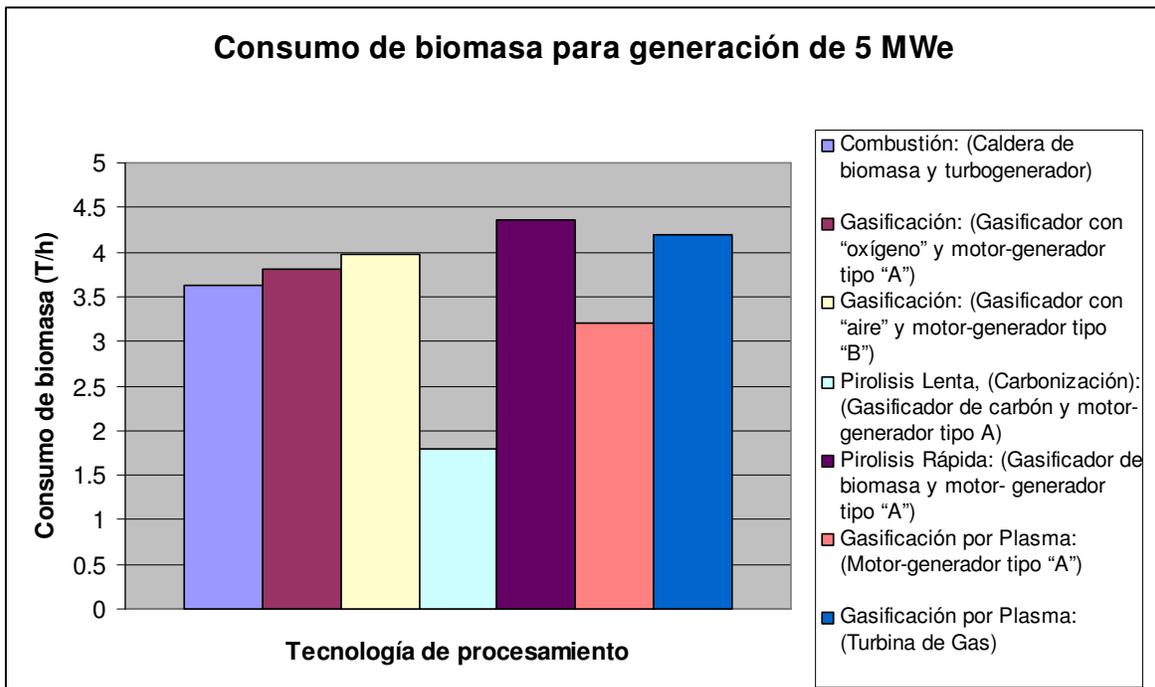


Fig.4.13 Gráfica comparativa del consumo de biomasa de las plantas para generación de 5 MWe.

De acuerdo a la clasificación anterior, en el aspecto de eficiencia global (η_{global}), las tecnologías más eficientes son:

1. Tecnología de "Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A"", resulta ser la más eficiente para el rango de generación eléctrica en estudio (3-5 MWe), con un porcentaje aproximado del **36%** (sin recuperación térmica) y del **77%** (con recuperación térmica).
2. Tecnología de "Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de carbón y Motor-generator tipo "A"", está en segunda posición, con un porcentaje aproximado del **33%** (sin recuperación térmica) y del **71%** (con recuperación térmica).
3. Tecnología de "Combustión", ocupa el tercer lugar, con un porcentaje aproximado del **33%** (sin recuperación térmica) y del **69%** (con recuperación térmica).

Y referente al consumo de biomasa, en Toneladas por hora (T/h), las tecnologías con menos consumo son:

1. Tecnología de "Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de carbón y Motor-generator tipo "A"", es la que tiene el menor consumo: **1.08 T/h**.
2. Tecnología de "Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A"", con **1.93 T/h**.
3. Tecnología de "Combustión" con **2.18 T/h**.

4.3 ANALISIS DE RESULTADOS Y OBSERVACIONES

En virtud de los valores obtenidos de eficiencia global sin y con recuperación térmica, y del consumo de biomasa (T/h) para plantas de generación dentro del rango de estudio (3-5MWe) que utilicen las diferentes tecnologías expuestas, con sus variantes, a continuación se expone un análisis con algunas observaciones que deben tenerse presente y bajo consideración, para la implementación y desarrollo de una planta de procesamiento de biomasa forestal con fines de generación eléctrica.

1. El "*porcentaje de eficiencia*" es un valor (%) que indica la relación de transferencia energética que existe de la conversión de la energía de entrada (energía química) de la biomasa (forestal, cultivos energéticos, mixta, etc.) a energía final (energía eléctrica). Esta relación toma en cuenta todos los subprocesos de conversión energética en la planta, para lograr la utilización final de la energía, estos subprocesos, por lo general, también tienen una eficiencia en su desempeño, por lo que no deben ser olvidados. El análisis presentado en este estudio se ha enfocado principalmente en los componentes del sistema de generación y transformación final para cada tecnología y sus variantes, por lo que es una "*aproximación*" de un valor real final que tomará en cuenta muchos más factores operativos de la planta, tales como las pérdidas energéticas que existan en sub-componentes, líneas de alimentación, aislamiento térmico, líneas de transmisión eléctrica, etc.
2. El concepto de "*recuperación térmica*" se considera, en este estudio, como la energía de salida recuperada en forma de calor (energía térmica) de los gases de escape de un motor de combustión, de la turbina de gas, o el calor recuperado del vapor sobrecalentado que sale de una turbina de vapor y su reutilización en la planta de biomasa, ya sea por *cogeneración* y auto-sostenimiento del proceso de generación o su empleo en la alimentación energética de subprocesos dentro de la planta. Como resultante del proceso de generación y con el objetivo de obtener la mejora en la eficiencia global de la planta debe procurarse utilizar la recuperación térmica con el mayor porcentaje de aprovechamiento posible.
3. Para la tecnología de "Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A"", la cual posee la mayor eficiencia, según los resultados obtenidos (~36% sin recuperación térmica y 76% con

recuperación térmica), y alternativamente la de “Gasificación por Plasma con Turbina de Gas”, deberá considerarse que se encuentra aún en desarrollo, y cuyo modelo de cálculo presentado en este estudio, es un derivado de modelos experimentales de gasificadores de plasma que se han empleado con éxito en procesamiento de biomasa de origen mixto (residuos orgánicos, inorgánicos, etc.), presenta el porcentaje más alto de rendimiento energético por las consideraciones hechas en su desarrollo, tales como:

- Nivel energético (PCI) del gas de síntesis de salida del gasificador.
- Uso de catalizadores.
- Consumo energético de la(s) antorcha(s) de plasma.
- Utilización final con un motor de combustión o turbina de gas.

Su resultado de eficiencia global es siempre un valor “*aproximado*” de un valor “*real*” que deberá tomar en cuenta, según el modelo del gasificador de plasma que se emplee, el verdadero contenido energético (PCI) obtenido por pruebas experimentales del gas de síntesis de la gasificación de la biomasa forestal (cultivos energéticos), mixta y residual, pérdidas energéticas en subprocesos, etc., y utilizarlo para recalcular los componentes principales de la planta, según lo expuesto para la tecnología de plasma.

4. En segundo orden de eficiencia se encuentra la tecnología de Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de carbón y Motor-generator tipo “A, la cual posee valores de eficiencia según los resultados obtenidos del ~33% sin recuperación térmica y 71% con recuperación térmica, y que presenta el menor consumo biomásico (1.08 T/h para 3 MW y 1.79 T/h para 5 MW), para este caso, “*carbón vegetal*”. Esta tecnología también está bajo experimentación y su grado comercial no es muy difundido; sin embargo, presenta resultados alentadores referente a dimensionamiento del gasificador (menor tamaño) y el resto de sistemas, por utilizar un combustible con un PCI (Kcal/Kg) del doble del que posee la biomasa forestal.

Su porcentaje de eficiencia es superior al de otras tecnologías, por utilizar un combustible biomásico de mayor contenido energético (carbón vegetal). Como desventaja principal que debe tenerse en cuenta, está el hecho de que la conversión de biomasa forestal (para el caso de estudio) a carbón vegetal es lenta (horas) y de baja eficiencia (~30%), por lo que la planta deberá disponer de un área de almacenamiento de biomasa de dos a tres veces la capacidad normal, con el objetivo de disponer de suficiente biomasa para realizar la conversión.

5. En tercer orden y según resultados, está la tecnología de “Combustión”, la cual posee valores de eficiencia aproximados del 33% (sin recuperación térmica) y del 69% (con recuperación térmica). Aquí debe mencionarse que el modelo desarrollado en este estudio tomó en consideración la transferencia ideal de energía mecánica (torque) en el eje de la turbina hacia un generador eléctrico, y el cálculo de componentes y consiguiente consumo energético de biomasa (T/h) de la planta. Un modelo con valores que consideren la eficiencia real del sistema “*turbina-generator*”, deberá emplearse con el objeto de determinar la verdadera eficiencia global y consumo de biomasa de la planta de combustión y compararlos con los obtenidos en las otras tecnologías.
6. Sobre la tecnología de “Gasificación de biomasa” que se ha desarrollado en este estudio, debe mencionarse que existe un gran potencial de aprovechamiento y utilización en plantas de generación eléctrica. Aunque también es una tecnología que no está desarrollada a gran escala comercial, según el modelo expuesto presenta un buen perfil de utilización por la obtención de un gas de síntesis de bajo a medio contenido energético, que puede emplearse primordialmente como combustible en motores de combustión interna especialmente adaptados. Para esta tecnología se proponen dos tipos de motores “*A*” y “*B*” cuyas características técnicas permiten el empleo del gas de síntesis del gasificador y su empleo final en generación eléctrica. El agente

gasificante "*Aire u Oxígeno*" desempeña un papel importante en la reacción de gasificación y consecuente obtención del gas de síntesis a emplear en los motores.

Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente, se procede a realizar la evaluar económica-financiera (ver capítulo 5) de los tres tipos de tecnologías mencionados, para efecto de determinar cuál es la alternativa más rentable económicamente. Con el objeto de simplificar el análisis de la evaluación financiera de las tecnologías, únicamente se considerarán las alternativas sin recuperación térmica.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 5. EVALUACIÓN ECONÓMICA/FINANCIERA PARA PLANTAS DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD PARA EL RANGO DE POTENCIA ÓPTIMO PARA EL SALVADOR

5.1 COSTOS DE CONSTRUCCIÓN

Los costos de construcción estimados para cada una de las alternativas incluyen los costos de construcción de las obras civiles, eléctricas y mecánicas de la planta de generación, conforme se detalla a continuación:

- Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A".

| Capacidad | Costo por MW (US\$/MW)* | Costo de construcción (US\$) |
|-----------|-------------------------|------------------------------|
| 3MW | 5,000,000.00 | 15,000,000.00 |
| 5MW | 5,000,000.00 | 25,000,000.00 |

Fuente: <http://www.blueplasmamapower.com/5743/5701.html>

- Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generator tipo "A"

| Capacidad | Costo por MW (US\$/MW)* | Costo de construcción (US\$) |
|-----------|-------------------------|------------------------------|
| 3MW | 2,500,000.00 | 7,500,000.00 |
| 5MW | 2,500,000.00 | 12,500,000.00 |

Fuente: <http://cer.gob.cl/tecnologias/biomasa/termoquimica/pirolisis>

- Combustión

| Capacidad | Costo por MW (US\$/MW)* | Costo de construcción (US\$) |
|-----------|-------------------------|------------------------------|
| 3MW | 2,000,000.00 | 6,000,000.00 |
| 5MW | 2,000,000.00 | 10,000,000.00 |

Fuente: <http://cer.gob.cl/tecnologias/biomasa/termoquimica/combustion-directa> y <http://cer.gob.cl/tecnologias/biomasa/termoquimica/combustion-directa-con-cogeneracion>

Como se puede apreciar, el proceso de combustión requiere menor inversión inicial para poner en funcionamiento una planta de generación, y la gasificación por plasma, al contrario requiere una inversión mucho mayor, aproximadamente 2.5 veces el monto de la combustión.

5.2 COSTOS DE GENERACIÓN

Los costos de generación (incluyen combustible, operación y mantenimiento) estimados para cada una de las alternativas han sido calculados con base en el consumo de cada alternativa (ver Fig. 4.1: Procesamiento de Biomasa) y el costo de la biomasa, conforme se detalla a continuación:

$$\text{Costo unitario} = \frac{(\text{Costo de biomasa}) \times (\text{Consumo})}{\text{Capacidad}}$$

$$\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} = \frac{\left(\frac{\text{US\$}}{\text{Ton}}\right) \times \left(\frac{\text{Ton}}{\text{h}}\right)}{\text{MW}}$$

- Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A".

| Capacidad | Consumo (Ton/h) | Costo de biomasa* (US\$/Ton) | Costo unitario (US\$/MWh) |
|-----------|-----------------|------------------------------|---------------------------|
| 3MW | 1.93 | 100.00 | 64.33 |
| 5MW | 3.21 | 100.00 | 64.20 |

Fuente: www.ipse.gov.co/index.php?option=com_docman...es

- Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A"

| Capacidad | Consumo (Ton/h) | Costo de biomasa (US\$/Ton)* | Costo unitario (US\$/MWh) |
|-----------|-----------------|------------------------------|---------------------------|
| 3MW | 1.08 | 300.00 | 108.00 |
| 5MW | 1.79 | 300.00 | 107.40 |

Fuente: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70291/fichero/5.+APLICACI%D3N+DEL+MODELO+DE+C%C1LCULO.pdf>

- Combustión

| Capacidad | Consumo (Ton/h) | Costo de biomasa (US\$/Ton)* | Costo unitario (US\$/MWh) |
|-----------|-----------------|------------------------------|---------------------------|
| 3MW | 2.18 | 100.00 | 72.67 |
| 5MW | 3.63 | 100.00 | 72.60 |

Fuente: http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Biomasa.pdf

Como se puede apreciar, el costo unitario de generación entre plantas de 3 y 5 MW no difiere considerablemente para una misma tecnología; sin embargo dichos costos sí difieren notablemente entre cada tecnología, siendo la pirolisis lenta la de mayor costo y la gasificación por plasma la de menor valor.

5.3 PARÁMETROS FINANCIEROS

Para estimar la recuperación de la inversión, se calculó el valor actual neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y el "Payback" para cada alternativa, con base en los criterios que se detallan a continuación:

- **VAN**

El valor actual (o presente) neto se define como la suma de los Flujos Netos de Caja Anuales actualizados aplicando un tipo de descuento igual a la Rentabilidad Mínima Aceptable (RMA). Se considera un valor RMA del 10% y el análisis se realiza para un período de 15 años, para cada alternativa.

Criterio de decisión de la regla del VAN:

Si $VAN > 0$, entonces CREA VALOR

Si $VAN = 0$, entonces NI CREA NI DESTRUYE VALOR

Si $VAN < 0$, entonces MEJOR NO REALIZAR EL PROYECTO

- **TIR**

La tasa interna de retorno o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión, está definida como la tasa de interés con la cual el valor actual neto (VAN) es igual a cero. Es un indicador de la rentabilidad del proyecto, a mayor TIR, mayor rentabilidad.

Se utiliza para decidir sobre la aceptación o rechazo del proyecto de inversión. Para ello, la TIR se compara con una tasa mínima de rentabilidad o tasa de corte. Si la TIR supera la tasa de corte, se acepta la inversión; en caso contrario, esta se rechaza. Para el presente trabajo, se considera una tasa de corte igual a 10%.

- **PAYBACK**

El "Payback" se define como el tiempo que demora el proyecto en generar los flujos (a valor presente) suficientes para la recuperación de la inversión inicial. En el presente trabajo se aceptan las inversiones cuyo "payback" sea menor que "15" (años).

Con base en los costos detallados anteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad, considerando un escenario base y un escenario optimista para cada alternativa. El escenario base contempla un precio constante para la venta de energía, equivalente al precio promedio del Mercado Regulador del Sistema (MRS) para el año 2011 (ver Fig. 5.1), mientras que el optimista considera un incremento anual del 3%.

Unidad de Transacciones, S.A. de
Precios en el MRS(US\$/MWh)



AÑO: 2011

Fecha y hora del Reporte:

22/07/2012 2:54 PM

| MES | (USD/MWh) |
|-----------------|---------------|
| Enero | 143.53 |
| Febrero | 159.67 |
| Marzo | 153.27 |
| Abril | 169.10 |
| Mayo | 186.68 |
| Junio | 188.54 |
| Julio | 160.98 |
| Agosto | 166.08 |
| Septiembre | 158.14 |
| Octubre | 143.25 |
| Noviembre | 183.38 |
| Diciembre | 182.17 |
| Promedio | 166.23 |

Fig. 5.1. Precios de la energía en el MRS durante el año 2011.

(Fuente: <http://www.ut.com.sv/web/guest/reportes>)

Los resultados obtenidos para los diversos escenarios se muestran en las gráficas de la Fig. 5.2 a la Fig. 5.13:

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base". Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--------------|--|-----------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|---------------|---------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 | \$84.33 |
| MWh (Venta)/Año | | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 |
| (-) Costo de Generación | | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 | \$2445,520.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$1500,000.00 | \$1452,789.33 | \$1400,857.60 | \$1343,732.70 | \$1280,895.30 | \$1211,774.17 | \$1135,740.92 | \$1052,104.34 | \$960,104.11 | \$858,903.86 | \$747,583.58 | \$625,131.27 | \$490,433.74 | \$342,266.44 | \$179,282.42 | | |
| Amortización del Crédito | | \$472,106.65 | \$519,317.32 | \$571,249.05 | \$628,373.96 | \$691,211.35 | \$760,332.49 | \$836,365.73 | \$920,002.31 | \$1012,002.54 | \$1113,202.79 | \$1224,523.07 | \$1346,975.38 | \$1481,672.92 | \$1629,840.21 | \$1792,824.23 | | |
| (-) Depreciación | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 | -\$126,586.65 |
| (+) Depreciación | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 |
| Flujo a descontar | | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 |
| Inversión Inicial | -\$15000,000 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | -\$15000,000 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 | \$473,413.35 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$430,375.77 | \$391,250.70 | \$355,682.45 | \$323,347.69 | \$293,952.44 | \$267,229.49 | \$242,935.90 | \$220,850.82 | \$200,773.47 | \$182,521.34 | \$165,928.49 | \$150,844.09 | \$137,130.98 | \$124,664.53 | \$113,331.39 | | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | -\$15000,000 | -\$14569,624.23 | -\$14178,373.53 | -\$13822,691.08 | -\$13499,343.39 | -\$13205,390.95 | -\$12938,161.46 | -\$12695,225.55 | -\$12474,374.73 | -\$12273,601.26 | -\$12091,079.92 | -\$11925,151.43 | -\$11774,307.35 | -\$11637,176.37 | -\$11512,511.84 | -\$11399,180.45 | | |

| | |
|----------|---------------|
| VAN= | -11399,180.45 |
| TIR= | -8.46% |
| PAYBACK= | -- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.93 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 15440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1544000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.33 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 5.2. Generación por plasma sin recuperación, 3MW, escenario base.

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A" sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista": Precio (venta) Incrementa 9% anualmente | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---------------------|--|------------------------|--|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 |
| MWh (Venta)/Año | | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 |
| Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 |
| (-) Costo de Generación | | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$2445,520.00 | \$2565,205.60 | \$2688,481.77 | \$2815,456.22 | \$2946,239.91 | \$3080,947.10 | \$3219,695.52 | \$3362,606.38 | \$3509,804.58 | \$3661,418.71 | \$3817,581.27 | \$3978,428.71 | \$4144,101.57 | \$4314,744.62 | \$4490,506.96 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$1500,000.00 | \$1452,789.33 | \$1400,857.60 | \$1343,732.70 | \$1280,895.30 | \$1211,774.17 | \$1135,740.92 | \$1052,104.34 | \$960,104.11 | \$858,903.86 | \$747,583.58 | \$625,131.27 | \$490,433.74 | \$342,266.44 | \$179,282.42 |
| Amortización del Crédito | | \$472,106.65 | \$519,317.32 | \$571,249.05 | \$628,373.96 | \$691,211.35 | \$760,332.49 | \$836,365.73 | \$920,002.31 | \$1012,002.54 | \$1113,202.79 | \$1224,523.07 | \$1346,975.38 | \$1481,672.92 | \$1629,840.21 | \$1792,824.23 |
| (-) Depreciación | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$126,586.65 | -\$6,901.05 | \$116,375.11 | \$243,349.57 | \$374,133.25 | \$508,840.45 | \$647,588.86 | \$790,499.73 | \$937,697.92 | \$1089,312.06 | \$1245,474.62 | \$1406,322.06 | \$1571,994.92 | \$1742,637.97 | \$1918,400.31 |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$34,912.53 | \$73,004.87 | \$112,239.98 | \$152,652.14 | \$194,276.66 | \$237,149.92 | \$281,309.38 | \$326,793.62 | \$373,642.39 | \$421,896.62 | \$471,598.48 | \$522,791.39 | \$575,520.09 |
| Utilidad después de impuestos | | -\$126,586.65 | -\$6,901.05 | \$81,462.58 | \$170,344.70 | \$261,893.28 | \$356,188.32 | \$453,312.21 | \$553,349.81 | \$656,388.55 | \$762,518.44 | \$871,832.23 | \$984,425.44 | \$1100,396.44 | \$1219,846.58 | \$1342,880.21 |
| (+) Depreciación | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 |
| Flujo a descontar | | \$473,413.35 | \$593,098.95 | \$681,462.58 | \$770,344.70 | \$861,893.28 | \$956,188.32 | \$1053,312.21 | \$1153,349.81 | \$1256,388.55 | \$1362,518.44 | \$1471,832.23 | \$1584,425.44 | \$1700,396.44 | \$1819,846.58 | \$1942,880.21 |
| Inversión Inicial | | -\$15000,000 | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | -\$15000,000 | \$473,413.35 | \$593,098.95 | \$681,462.58 | \$770,344.70 | \$861,893.28 | \$956,188.32 | \$1053,312.21 | \$1153,349.81 | \$1256,388.55 | \$1362,518.44 | \$1471,832.23 | \$1584,425.44 | \$1700,396.44 | \$1819,846.58 | \$1942,880.21 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | \$430,375.77 | \$430,375.77 | \$490,164.42 | \$511,992.92 | \$526,155.79 | \$535,167.91 | \$539,743.38 | \$540,515.71 | \$538,046.20 | \$532,831.39 | \$525,309.84 | \$515,868.22 | \$504,846.77 | \$492,544.28 | \$479,222.48 | \$465,110.08 |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | -\$15000,000 | -\$14569,624.23 | -\$14079,459.81 | -\$13567,466.89 | -\$13041,311.10 | -\$12506,143.18 | -\$11966,399.80 | -\$11425,884.09 | -\$10887,837.90 | -\$10355,006.51 | -\$9829,696.66 | -\$9313,828.45 | -\$8808,981.67 | -\$8316,437.39 | -\$7837,214.91 | -\$7372,104.83 |

| | |
|----------|--------------|
| VAN= | -7372,104.83 |
| TIR= | 1.75% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.93 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 15440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1544000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.33 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 9 |

Fig. 5.3. Generación por plasma sin recuperación, 3MW, escenario optimista.

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base". Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--------------|--|-----------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | |
| Costo de Generación | | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | \$4081,200.00 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$2500,000.00 | \$2421,315.56 | \$2334,762.67 | \$2239,554.50 | \$2134,825.50 | \$2019,623.61 | \$1892,901.53 | \$1753,507.24 | \$1600,173.52 | \$1431,506.43 | \$1245,972.63 | \$1041,885.46 | \$817,389.56 | \$570,444.07 | \$298,804.04 | |
| Amortización del Crédito | | \$786,844.42 | \$865,528.86 | \$952,081.75 | \$1047,289.93 | \$1152,018.92 | \$1267,220.81 | \$1393,942.89 | \$1533,337.18 | \$1686,670.90 | \$1855,337.99 | \$2040,871.79 | \$2244,958.97 | \$2469,454.86 | \$2716,400.35 | \$2988,040.38 | |
| (-) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | -\$205,644.42 | |
| (+) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | |
| Flujo a descontar | | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | |
| Inversión Inicial | -\$25000,000 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | \$794,355.58 | |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$722,141.43 | \$656,492.21 | \$596,811.10 | \$542,555.55 | \$493,232.32 | \$448,393.01 | \$407,630.01 | \$370,572.74 | \$336,884.31 | \$306,258.46 | \$278,416.79 | \$253,106.17 | \$230,096.52 | \$209,178.65 | \$190,162.41 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | -\$25000,000 | -\$24277,658.57 | -\$23621,366.35 | -\$23024,555.25 | -\$22481,999.70 | -\$21988,767.39 | -\$21540,374.37 | -\$21132,744.36 | -\$20762,171.62 | -\$20425,287.31 | -\$20119,028.85 | -\$19840,612.06 | -\$19587,505.89 | -\$19357,409.38 | -\$19148,230.73 | -\$18958,066.32 | |

| | |
|----------|---------------|
| VAN= | -18958,066.32 |
| TIR= | -8.40% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.21 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 25680 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2568000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.20 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 5.4. Generación por plasma sin recuperación, 5MW, escenario base.

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista": Precio (venta) Incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|--|------------------------|--|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.25 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.56 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | |
| MWh (Venta) Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | |
| Tasa de Interés | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6848,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 | |
| (-) Costo de Generación | | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$4081,200.00 | \$4280,676.00 | \$4486,136.28 | \$4697,760.37 | \$4915,733.18 | \$5140,245.17 | \$5371,492.53 | \$5609,677.31 | \$5855,007.63 | \$6107,697.85 | \$6367,968.79 | \$6636,047.85 | \$6912,169.29 | \$7196,574.37 | \$7489,511.60 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$2500,000.00 | \$2421,315.56 | \$2334,762.67 | \$2239,554.50 | \$2134,825.50 | \$2019,623.61 | \$1892,901.53 | \$1753,507.24 | \$1600,173.52 | \$1431,506.43 | \$1245,972.63 | \$1041,885.46 | \$817,389.56 | \$570,444.07 | \$298,804.04 | |
| Amortización del Crédito | | \$786,844.42 | \$865,528.86 | \$952,081.75 | \$1047,289.93 | \$1152,018.92 | \$1267,220.81 | \$1393,942.89 | \$1533,337.18 | \$1686,670.90 | \$1855,337.99 | \$2040,871.79 | \$2244,958.97 | \$2469,454.86 | \$2716,400.35 | \$2988,040.38 | |
| (-) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$205,644.42 | -\$6,168.42 | \$199,291.86 | \$410,915.95 | \$626,888.76 | \$853,400.75 | \$1084,648.11 | \$1322,832.88 | \$1568,163.20 | \$1820,853.43 | \$2081,124.37 | \$2349,203.43 | \$2625,324.87 | \$2909,729.95 | \$3202,667.18 | |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$59,787.56 | \$123,274.78 | \$188,666.63 | \$256,020.23 | \$325,394.43 | \$396,849.87 | \$470,448.96 | \$546,256.03 | \$624,337.31 | \$704,761.03 | \$787,597.46 | \$872,918.98 | \$960,800.15 | |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$205,644.42 | -\$6,168.42 | \$139,504.30 | \$287,641.16 | \$440,222.13 | \$597,380.53 | \$759,253.68 | \$925,983.02 | \$1097,714.24 | \$1274,597.40 | \$1456,787.06 | \$1644,442.40 | \$1837,727.41 | \$2036,810.96 | \$2241,867.02 | |
| (+) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | |
| Flujo a descontar | | \$794,355.58 | \$993,831.58 | \$1139,504.30 | \$1287,641.16 | \$1440,222.13 | \$1597,380.53 | \$1759,253.68 | \$1925,983.02 | \$2097,714.24 | \$2274,597.40 | \$2456,787.06 | \$2644,442.40 | \$2837,727.41 | \$3036,810.96 | \$3241,867.02 | |
| Inversión Inicial | | -\$2500,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$2500,000.00 | \$794,355.58 | \$993,831.58 | \$1139,504.30 | \$1287,641.16 | \$1440,222.13 | \$1597,380.53 | \$1759,253.68 | \$1925,983.02 | \$2097,714.24 | \$2274,597.40 | \$2456,787.06 | \$2644,442.40 | \$2837,727.41 | \$3036,810.96 | \$3241,867.02 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$722,141.43 | \$821,348.41 | \$856,126.45 | \$879,476.24 | \$894,264.63 | \$901,679.66 | \$902,775.31 | \$898,485.29 | \$889,635.61 | \$876,955.76 | \$861,068.88 | \$842,600.84 | \$821,988.55 | \$799,687.24 | \$776,077.19 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$2500,000.00 | -\$24277,858.57 | -\$23456,510.15 | -\$22600,383.71 | -\$21720,907.47 | -\$20826,642.84 | -\$19924,963.17 | -\$19022,167.87 | -\$18123,702.58 | -\$17234,066.96 | -\$16357,111.20 | -\$15496,022.32 | -\$14653,421.48 | -\$13831,432.93 | -\$13031,745.69 | -\$12255,668.50 |

| | |
|----------|---------------|
| VAN= | -12255,668.50 |
| TIR= | 1.77% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.21 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 25680 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2568000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.20 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 5.5. Generación por plasma sin recuperación, 5MW, escenario optimista.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--|---|-----------------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista", Precio (venta) incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | |
| | | MWh (Venta)/Año | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 | |
| (-) Costo de Generación | | | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | | \$1397,520.00 | \$1517,205.60 | \$1640,481.77 | \$1767,456.22 | \$1898,239.91 | \$2032,947.10 | \$2171,695.52 | \$2314,606.38 | \$2461,804.58 | \$2613,418.71 | \$2769,581.27 | \$2930,428.71 | \$3096,101.57 | \$3266,744.62 | \$3442,506.96 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | | \$750,000.00 | \$726,394.67 | \$700,428.80 | \$671,866.35 | \$640,447.65 | \$605,887.08 | \$567,870.46 | \$526,052.17 | \$480,052.06 | \$429,451.93 | \$373,791.79 | \$312,565.64 | \$245,216.87 | \$171,133.22 | \$89,641.21 | |
| Amortización del Crédito | | | \$236,053.33 | \$259,658.66 | \$285,624.53 | \$314,186.98 | \$345,605.68 | \$380,166.24 | \$418,182.87 | \$460,001.15 | \$506,001.27 | \$556,601.40 | \$612,261.54 | \$673,487.69 | \$740,836.46 | \$814,920.10 | \$896,412.12 | |
| (-) Depreciación | | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | | \$111,466.67 | \$231,152.27 | \$354,428.44 | \$481,402.89 | \$612,186.58 | \$746,893.78 | \$885,642.19 | \$1028,553.06 | \$1175,751.25 | \$1327,365.39 | \$1483,527.95 | \$1644,375.39 | \$1810,048.25 | \$1980,691.29 | \$2156,453.63 | |
| (-) Impuestos | | | \$33,440.00 | \$69,345.68 | \$106,328.53 | \$144,420.87 | \$183,655.97 | \$224,068.13 | \$265,692.66 | \$308,565.92 | \$352,725.37 | \$398,209.62 | \$445,058.38 | \$493,312.62 | \$543,014.47 | \$594,207.39 | \$646,936.09 | |
| Utilidad despues de impuestos | | | \$78,026.67 | \$161,806.59 | \$248,099.91 | \$336,982.03 | \$428,530.61 | \$522,825.64 | \$619,949.53 | \$719,987.14 | \$823,025.87 | \$929,155.77 | \$1038,469.56 | \$1151,062.77 | \$1267,033.77 | \$1386,483.91 | \$1509,517.54 | |
| (-) Depreciación | | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Flujo a descontar | | | \$378,026.67 | \$461,806.59 | \$548,099.91 | \$636,982.03 | \$728,530.61 | \$822,825.64 | \$919,949.53 | \$1019,987.14 | \$1123,025.87 | \$1229,155.77 | \$1338,469.56 | \$1451,062.77 | \$1567,033.77 | \$1686,483.91 | \$1809,517.54 | |
| Inversión Inicial | | | -\$7500,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | | -\$7500,000 | \$378,026.67 | \$461,806.59 | \$548,099.91 | \$636,982.03 | \$728,530.61 | \$822,825.64 | \$919,949.53 | \$1019,987.14 | \$1123,025.87 | \$1229,155.77 | \$1338,469.56 | \$1451,062.77 | \$1567,033.77 | \$1686,483.91 | \$1809,517.54 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | | \$343,660.61 | \$381,658.34 | \$411,795.57 | \$435,067.29 | \$452,360.19 | \$464,463.63 | \$472,079.57 | \$475,831.53 | \$476,272.60 | \$473,892.76 | \$469,125.42 | \$462,353.32 | \$453,913.87 | \$444,103.92 | \$433,184.11 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | | -\$7500,000 | -\$7156,339.39 | -\$6774,681.05 | -\$6362,885.48 | -\$5927,818.18 | -\$5475,457.99 | -\$5010,994.37 | -\$4538,914.80 | -\$4063,083.27 | -\$3586,810.67 | -\$3112,917.91 | -\$2643,792.49 | -\$2181,439.18 | -\$1727,525.31 | -\$1283,421.39 | -\$850,237.28 |

| | |
|----------|-------------|
| VAN= | -850,237.28 |
| TIR= | 8.42% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.08 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 8640 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2592000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 108.00 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 5.7. Pirolisis Lenta (Carbonización), 3MW, escenario optimista.

| | | | | |
|---------------------------|--|---|-----------------------|---|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base". Precio (venta) constante |
|---------------------------|--|---|-----------------------|---|

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 |
| MWh (Venta)/Año | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |

| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| (+) Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 |
| (-) Costo de Generación | | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 |
| (-) Utilidad Bruta | | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 | \$2353,200.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos financieros | | \$1250,000.00 | \$1210,657.78 | \$1167,381.34 | \$1119,777.25 | \$1067,412.75 | \$1009,811.81 | \$946,450.77 | \$876,753.62 | \$800,086.76 | \$715,753.22 | \$622,986.32 | \$520,942.73 | \$408,694.78 | \$285,222.04 | \$149,402.02 | |
| (-) Amortización del Crédito | | \$393,422.21 | \$432,764.43 | \$476,040.88 | \$523,644.96 | \$576,009.46 | \$633,610.41 | \$696,971.45 | \$766,668.59 | \$843,335.45 | \$927,668.99 | \$1020,435.89 | \$1122,479.48 | \$1234,727.43 | \$1358,200.17 | \$1494,020.19 | |
| (-) Depreciación | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | |
| (-) Utilidad antes de impuestos | | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | \$209,777.79 | |
| (-) Impuestos | | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | \$62,933.34 | |
| (-) Utilidad después de impuestos | | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | \$146,844.45 | |
| (+) Depreciación | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | |
| (+) Flujo a descontar | | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | |
| (+) Inversión Inicial | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | -\$1250,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$1250,000 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | \$646,844.45 | |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$588,040.41 | \$534,582.19 | \$485,983.81 | \$441,803.46 | \$401,639.51 | \$365,126.83 | \$331,933.48 | \$301,757.71 | \$274,325.19 | \$249,386.54 | \$226,715.03 | \$206,104.58 | \$187,367.80 | \$170,334.36 | \$154,849.42 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$1250,000 | -\$11911,959.59 | -\$11377,377.40 | -\$10891,393.59 | -\$10449,590.12 | -\$10047,950.61 | -\$9682,823.78 | -\$9350,890.30 | -\$9049,132.59 | -\$8774,807.39 | -\$8525,420.86 | -\$8296,705.82 | -\$8092,601.25 | -\$7905,233.45 | -\$7734,899.09 | -\$7580,049.67 |

| | |
|-----------------|---------------------|
| VAN= | -7580,049.67 |
| TIR= | -3.01% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.79 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 14320 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 4296000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 107.40 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 5.8. Pirolisis Lenta (Carbonización), 5MW, escenario base.

| | | | | |
|---------------------------|--|---|-----------------------|---|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista", Precio (venta) incrementa 3% anualmente |
|---------------------------|--|---|-----------------------|---|

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 |
| MWh (Venta)/Año | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | |

| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| (-) Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6848,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 | |
| (-) Costo de Generación | | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | |
| (-) Utilidad Bruta | | \$2353,200.00 | \$2552,676.00 | \$2758,136.28 | \$2969,760.37 | \$3187,733.18 | \$3412,245.17 | \$3643,492.53 | \$3881,677.31 | \$4127,007.63 | \$4379,697.85 | \$4639,968.79 | \$4908,047.85 | \$5184,169.29 | \$5468,574.37 | \$5761,511.60 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos financieros | | \$1250,000.00 | \$1210,657.78 | \$1167,381.34 | \$1119,777.25 | \$1067,412.75 | \$1009,811.81 | \$946,450.77 | \$876,753.62 | \$800,086.76 | \$715,753.22 | \$622,986.32 | \$520,942.73 | \$408,694.78 | \$285,222.04 | \$149,402.02 | |
| (-) Amortización del Crédito | | \$393,422.21 | \$432,764.43 | \$476,040.88 | \$523,644.96 | \$576,009.46 | \$633,610.41 | \$696,971.45 | \$766,668.59 | \$843,335.45 | \$927,668.99 | \$1020,435.89 | \$1122,479.48 | \$1234,727.43 | \$1358,200.17 | | |
| (-) Depreciación | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | | |
| (-) Utilidad antes de impuestos | | \$209,777.79 | \$409,253.79 | \$614,714.07 | \$826,338.16 | \$1044,310.97 | \$1268,822.96 | \$1500,070.32 | \$1738,255.09 | \$1983,585.41 | \$2236,275.64 | \$2496,546.58 | \$2764,625.64 | \$3040,747.08 | \$3325,152.16 | \$3618,089.39 | |
| (-) Impuestos | | \$62,933.34 | \$122,776.14 | \$184,414.22 | \$247,901.45 | \$313,293.29 | \$380,646.89 | \$450,021.10 | \$521,476.53 | \$595,075.62 | \$670,882.69 | \$748,963.97 | \$829,387.69 | \$912,224.12 | \$997,545.65 | \$1085,426.82 | |
| (-) Utilidad después de impuestos | | \$146,844.45 | \$286,477.65 | \$430,299.85 | \$578,436.71 | \$731,017.68 | \$888,176.07 | \$1050,049.22 | \$1216,778.57 | \$1388,509.79 | \$1565,392.95 | \$1747,582.60 | \$1935,237.95 | \$2128,522.95 | \$2327,606.51 | \$2532,662.57 | |
| (+) Depreciación | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | | |
| (+) Flujo a descontar | | \$646,844.45 | \$786,477.65 | \$930,299.85 | \$1078,436.71 | \$1231,017.68 | \$1388,176.07 | \$1550,049.22 | \$1716,778.57 | \$1888,509.79 | \$2065,392.95 | \$2247,582.60 | \$2435,237.95 | \$2628,522.95 | \$2827,606.51 | \$3032,662.57 | |
| (+) Inversión Inicial | | -\$1250,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$1250,000.00 | \$646,844.45 | \$786,477.65 | \$930,299.85 | \$1078,436.71 | \$1231,017.68 | \$1388,176.07 | \$1550,049.22 | \$1716,778.57 | \$1888,509.79 | \$2065,392.95 | \$2247,582.60 | \$2435,237.95 | \$2628,522.95 | \$2827,606.51 | \$3032,662.57 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$588,040.41 | \$649,981.53 | \$698,948.05 | \$736,586.78 | \$764,365.13 | \$783,589.20 | \$795,420.34 | \$800,889.87 | \$800,912.50 | \$796,288.39 | \$787,763.99 | \$775,941.86 | \$761,389.47 | \$744,597.17 | \$725,995.31 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$1250,000.00 | -\$11911,959.59 | -\$11261,978.06 | -\$10563,030.01 | -\$9826,443.23 | -\$9062,078.10 | -\$8278,488.90 | -\$7483,068.56 | -\$6682,178.69 | -\$5881,266.18 | -\$5084,967.79 | -\$4297,203.80 | -\$3521,261.94 | -\$2759,872.47 | -\$2015,275.30 | -\$1289,279.99 |

| | |
|-----------------|---------------------|
| VAN= | -1289 279.99 |
| TIR= | 8.57% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.79 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 14320 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 4296000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 107.40 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 5.9. Pirolisis Lenta (Carbonización), 5MW, escenario optimista.

| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario 'Base': Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|------------------------------------|----------------|--|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 |
| MWh (Venta)/Año | | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 |
| (-) Costo de Generación | | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 | \$2245,520.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$600,000.00 | \$581,115.73 | \$560,343.04 | \$537,493.08 | \$512,358.12 | \$484,709.67 | \$454,296.37 | \$420,841.74 | \$384,041.65 | \$343,561.54 | \$299,033.43 | \$250,052.51 | \$196,173.49 | \$136,906.58 | \$71,712.97 | |
| Amortizacion del Crédito | | \$188,842.66 | \$207,726.93 | \$228,499.62 | \$251,349.58 | \$276,484.54 | \$304,132.99 | \$334,546.29 | \$368,000.92 | \$404,801.02 | \$445,281.12 | \$489,809.23 | \$538,790.15 | \$592,669.17 | \$651,936.08 | \$717,129.69 | |
| (-) Depreciacion | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 | \$1216,677.34 |
| (-) Impuestos | | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 | \$365,003.20 |
| Utilidad despues de impuestos | | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 | \$851,674.14 |
| (+) Depreciacion | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 |
| Flujo a descontar | | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 |
| Inversión Inicial | | -\$6000,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$6000,000 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 | \$1091,674.14 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | -\$992,431.03 | \$902,210.03 | \$820,190.94 | \$745,628.12 | \$677,843.75 | \$616,221.59 | \$560,201.45 | \$509,274.04 | \$462,976.40 | \$420,887.64 | \$382,625.13 | \$347,841.02 | \$316,219.11 | \$287,471.92 | \$261,338.11 | \$239,360.28 |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$5007,568.97 | -\$4105,358.94 | -\$3285,168.00 | -\$2539,539.87 | -\$1861,696.12 | -\$1245,474.53 | -\$685,273.09 | -\$175,999.05 | \$286,977.36 | \$707,864.99 | \$1090,490.12 | \$1438,331.14 | \$1754,550.25 | \$2042,022.17 | \$2303,360.28 | |

| | |
|----------|-------------|
| VAN= | 2303,360.28 |
| TIR= | 15.21% |
| PAYBACK= | 9 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 2.18 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 17440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1744000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.67 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 5.10. Combustión, 3MW, escenario base.

| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista". Precio (venta) incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|---|------------------------------------|----------------|--|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | |
| MWh (Venta)/Año | | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 | |
| (-) Costo de Generación | | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | |
| (-) Utilidad Bruta | | \$2245,520.00 | \$2365,205.60 | \$2488,481.77 | \$2615,456.22 | \$2746,239.91 | \$2880,947.10 | \$3019,695.52 | \$3162,606.38 | \$3309,804.58 | \$3461,418.71 | \$3617,581.27 | \$3778,428.71 | \$3944,101.57 | \$4114,744.62 | \$4290,506.96 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos financieros | | \$600,000.00 | \$581,115.73 | \$560,343.04 | \$537,493.08 | \$512,358.12 | \$484,709.67 | \$454,296.37 | \$420,841.74 | \$384,041.65 | \$343,561.54 | \$299,033.43 | \$250,052.51 | \$196,173.49 | \$136,906.58 | \$71,712.97 | |
| (-) Amortización del Crédito | | \$188,842.66 | \$207,726.93 | \$228,499.62 | \$251,349.58 | \$276,484.54 | \$304,132.99 | \$334,546.29 | \$368,006.92 | \$404,801.02 | \$445,281.12 | \$489,809.23 | \$538,790.15 | \$592,669.17 | \$651,936.08 | \$717,129.69 | |
| (-) Depreciación | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | |
| (-) Utilidad antes de impuestos | | \$1216,677.34 | \$1336,362.94 | \$1459,639.11 | \$1586,613.56 | \$1717,397.25 | \$1852,104.44 | \$1990,852.86 | \$2133,763.72 | \$2280,961.91 | \$2432,576.05 | \$2588,738.61 | \$2749,586.05 | \$2915,258.91 | \$3085,901.96 | \$3261,664.30 | |
| (-) Impuestos | | \$365,003.20 | \$400,908.88 | \$437,891.73 | \$475,984.07 | \$515,219.17 | \$555,631.33 | \$597,255.86 | \$640,129.12 | \$684,288.57 | \$729,772.82 | \$776,621.58 | \$824,875.82 | \$874,577.67 | \$925,770.59 | \$978,499.29 | |
| (-) Utilidad despues de impuestos | | \$851,674.14 | \$935,454.06 | \$1021,747.37 | \$1110,629.49 | \$1202,178.07 | \$1296,473.11 | \$1393,597.00 | \$1493,634.61 | \$1596,673.34 | \$1702,803.24 | \$1812,117.03 | \$1924,710.24 | \$2040,681.24 | \$2160,131.37 | \$2283,165.01 | |
| (+) Depreciación | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | |
| (+) Flujo a descontar | | \$1091,674.14 | \$1175,454.06 | \$1261,747.37 | \$1350,629.49 | \$1442,178.07 | \$1536,473.11 | \$1633,597.00 | \$1733,634.61 | \$1836,673.34 | \$1942,803.24 | \$2052,117.03 | \$2164,710.24 | \$2280,681.24 | \$2400,131.37 | \$2523,165.01 | |
| Inversión Inicial | | -\$6000,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$6000,000 | \$1091,674.14 | \$1175,454.06 | \$1261,747.37 | \$1350,629.49 | \$1442,178.07 | \$1536,473.11 | \$1633,597.00 | \$1733,634.61 | \$1836,673.34 | \$1942,803.24 | \$2052,117.03 | \$2164,710.24 | \$2280,681.24 | \$2400,131.37 | \$2523,165.01 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$992,431.03 | \$971,449.63 | \$947,969.48 | \$922,498.12 | \$895,479.12 | \$867,299.02 | \$838,293.56 | \$808,753.34 | \$778,928.79 | \$749,034.75 | \$719,254.50 | \$689,743.39 | \$660,632.12 | \$632,029.60 | \$604,025.64 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$6000,000 | -\$5007,568.97 | -\$4036,119.33 | -\$3088,149.85 | -\$2165,651.74 | -\$1270,172.62 | -\$402,873.61 | \$435,419.96 | \$1244,173.29 | \$2023,102.08 | \$2772,136.83 | \$3491,391.33 | \$4181,134.72 | \$4841,766.84 | \$5473,796.45 | \$6077,822.09 |

| | |
|----------|-------------|
| VAN= | 6077,822.09 |
| TIR= | 22.72% |
| PAYBACK= | 7 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 2.18 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 17440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1744000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.67 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 5.11. Combustión, 3MW, escenario optimista.

| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base", Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|------------------------------------|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 |
| (-) Costo de Generación | | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 | \$3745,200.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$1000,000.00 | \$968,526.22 | \$933,905.07 | \$895,821.80 | \$853,930.20 | \$807,849.44 | \$757,160.61 | \$701,402.90 | \$640,069.41 | \$572,602.57 | \$498,389.05 | \$416,754.18 | \$326,955.82 | \$228,177.63 | \$119,521.62 | | |
| Amortizacion del Crédito | | \$314,737.77 | \$346,211.55 | \$380,832.70 | \$418,915.97 | \$460,807.57 | \$506,888.32 | \$557,577.16 | \$613,334.87 | \$674,668.36 | \$742,135.20 | \$816,348.71 | \$897,983.59 | \$987,781.95 | \$1086,560.14 | \$1195,216.15 | | |
| (-) Depreciacion | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 | \$2030,462.23 |
| (-) Impuestos | | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 | \$609,138.67 |
| Utilidad despues de impuestos | | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 | \$1421,323.56 |
| (+) Depreciacion | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 |
| Flujo a descontar | | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 |
| Inversión Inicial | | -\$10000,000 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$10000,000 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 | \$1821,323.56 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$1655,748.69 | \$1505,226.08 | \$1368,387.35 | \$1243,988.50 | \$1130,898.64 | \$1028,089.67 | \$934,626.97 | \$849,660.88 | \$772,418.98 | \$702,199.08 | \$638,362.80 | \$580,329.82 | \$527,572.56 | \$479,611.42 | \$436,010.38 | | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$10000,000 | -\$8344,251.31 | -\$6839,025.22 | -\$5470,637.87 | -\$4226,649.37 | -\$3095,750.74 | -\$2067,661.07 | -\$1133,034.10 | -\$283,373.22 | \$489,045.77 | \$1191,244.85 | \$1829,607.64 | \$2409,937.46 | \$2937,510.02 | \$3417,121.44 | \$3853,131.82 | |

| | |
|----------|-------------|
| VAN= | 3853,131.82 |
| TIR= | 16.33% |
| PAYBACK= | 9 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.63 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 29040 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2904000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.60 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 5.12. Combustión, 5MW, escenario base.

| | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--|---|-----------------------|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista", Precio (venta) Incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | |
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6848,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 |
| (-) Costo de Generación | | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$3745,200.00 | \$3944,676.00 | \$4150,136.28 | \$4361,760.37 | \$4579,733.18 | \$4804,245.17 | \$5035,492.53 | \$5273,677.31 | \$5519,007.63 | \$5771,697.85 | \$6031,968.79 | \$6300,047.85 | \$6570,169.29 | \$6860,574.37 | \$7153,511.60 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$1000,000.00 | \$968,526.22 | \$933,905.07 | \$895,821.80 | \$853,930.20 | \$807,849.44 | \$757,160.61 | \$701,402.90 | \$640,069.41 | \$572,602.57 | \$498,389.05 | \$416,754.18 | \$326,955.82 | \$228,177.63 | \$119,521.62 |
| Amortización del Crédito | | \$314,737.77 | \$346,211.55 | \$380,832.70 | \$418,915.97 | \$460,807.57 | \$506,888.32 | \$557,577.16 | \$613,334.87 | \$674,668.36 | \$742,135.20 | \$816,348.71 | \$897,983.59 | \$987,781.95 | \$1086,560.14 | \$1195,216.15 |
| (-) Depreciación | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | \$2030,462.23 | \$2229,938.23 | \$2435,398.51 | \$2647,022.60 | \$2864,995.41 | \$3089,507.41 | \$3320,754.76 | \$3558,939.54 | \$3804,269.86 | \$4056,960.09 | \$4317,231.02 | \$4585,310.08 | \$4861,431.52 | \$5145,836.60 | \$5438,773.83 |
| (-) Impuestos | | \$609,138.67 | \$668,981.47 | \$730,619.55 | \$794,106.78 | \$859,498.62 | \$926,852.22 | \$996,226.43 | \$1067,681.86 | \$1141,280.96 | \$1217,088.03 | \$1295,169.31 | \$1375,593.03 | \$1458,429.46 | \$1543,750.98 | \$1631,632.15 |
| Utilidad despues de impuestos | | \$1421,323.56 | \$1560,956.76 | \$1704,778.96 | \$1852,915.82 | \$2005,496.79 | \$2162,655.18 | \$2324,528.33 | \$2491,257.68 | \$2662,988.90 | \$2839,872.06 | \$3022,061.71 | \$3209,717.06 | \$3403,002.06 | \$3602,085.62 | \$3807,141.68 |
| (-) Depreciación | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 |
| Flujo a descontar | | \$1821,323.56 | \$1960,956.76 | \$2104,778.96 | \$2252,915.82 | \$2405,496.79 | \$2562,655.18 | \$2724,528.33 | \$2891,257.68 | \$3062,988.90 | \$3239,872.06 | \$3422,061.71 | \$3609,717.06 | \$3803,002.06 | \$4002,085.62 | \$4207,141.68 |
| Inversión Inicial | | -\$10000,000 | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$10000,000 | \$1821,323.56 | \$1960,956.76 | \$2104,778.96 | \$2252,915.82 | \$2405,496.79 | \$2562,655.18 | \$2724,528.33 | \$2891,257.68 | \$3062,988.90 | \$3239,872.06 | \$3422,061.71 | \$3609,717.06 | \$3803,002.06 | \$4002,085.62 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$1655,748.69 | \$1620,625.42 | \$1581,351.58 | \$1538,771.82 | \$1493,624.25 | \$1446,552.04 | \$1398,113.83 | \$1348,793.04 | \$1299,006.30 | \$1249,110.93 | \$1199,411.75 | \$1150,167.10 | \$1101,594.23 | \$1053,874.23 | \$1007,156.27 |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$10000,000 | -\$8344,251.31 | -\$6723,625.88 | -\$5142,274.30 | -\$3603,502.48 | -\$2109,878.23 | -\$663,326.19 | \$734,787.64 | \$2083,580.69 | \$3382,586.98 | \$4631,697.91 | \$5831,109.67 | \$6981,276.77 | \$8082,871.00 | \$9136,745.23 |

| | |
|-----------------|---------------------|
| VAN= | 10143,901.50 |
| TIR= | 22.73% |
| PAYBACK= | 7 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000,00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3,63 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 29040 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100,00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2904000,00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72,60 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166,23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 5.13. Combustión, 5MW, escenario optimista.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 6. ALTERNATIVA DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA UTILIZANDO HIDROCARBUROS Y SU COMPARACIÓN CON GENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL

6.1 ALTERNATIVA DE GENERACIÓN

Los costos de construcción estimados incluyen los costos de construcción de las obras civiles, eléctricas y mecánicas de la planta de generación, conforme se detalla a continuación:

| Capacidad | Costo unitario (US\$/MW) | Costo de construcción (US\$) |
|-----------|--------------------------|------------------------------|
| 3MW | 1,500,000.00 | 4,500,000.00 |
| 5MW | 1,500,000.00 | 7,500,000.00 |

Los costos de generación estimados incluyen los costos de producción y mantenimiento, los mismos han sido calculados con base en el consumo y el precio del combustible (Fuel-Oil) obtenidos durante la visita realizada a la Central Térmica Talnique, conforme se detalla a continuación:

$$\text{Costo unitario} = (\text{Costo de generación}) \times (\text{Consumo})$$

$$\frac{\text{US\$}}{\text{MWh}} = \left(\frac{\text{US\$}}{\text{gal}} \right) \times \left(\frac{\text{gal}}{\text{MWh}} \right)$$

| Capacidad | Consumo (gal/MWh) | Costo de generación (US\$/gal) | Costo unitario (US\$/MWh) |
|-----------|-------------------|--------------------------------|---------------------------|
| 3MW | 50 | 3.00 | 150.00 |
| 5MW | 50 | 3.00 | 150.00 |

Para estimar la recuperación de la inversión, se calculó el valor actual neto (VAN) la tasa interna de retorno (TIR) y el "Payback", con base en los criterios detallados en la sección 5.4.

Con base en los costos detallados anteriormente, se realizó un análisis de sensibilidad, considerando un escenario base y un escenario optimista, utilizando los parámetros descritos en la sección 5.4. Los resultados obtenidos se muestran en las gráficas de las figuras de la Fig. 6.1 a la Fig. 6.4:

| Información Básica | | Generación utilizando hidrocarburos (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario 'Base': Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|--|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 |
| MWh (Venta)/Año | | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 | 24.000 |
| Tasa de Interés | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 |
| Costo de Generación | | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 | \$389,520.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$450,000.00 | \$435,836.80 | \$420,257.28 | \$403,119.81 | \$384,268.59 | \$363,532.25 | \$340,722.28 | \$315,631.30 | \$288,031.23 | \$257,671.16 | \$224,275.07 | \$187,539.38 | \$147,130.12 | \$102,679.93 | \$53,784.73 | |
| Amortizacion del Crédito | | \$141,632.00 | \$155,795.20 | \$171,374.72 | \$188,512.19 | \$207,363.41 | \$228,099.75 | \$250,909.72 | \$276,000.69 | \$303,600.76 | \$333,960.84 | \$367,356.92 | \$404,092.61 | \$444,501.88 | \$488,952.06 | \$537,847.27 | |
| (-) Depreciacion | | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 | -\$382,112.00 |
| (+) Depreciacion | | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 |
| Flujo a descontar | | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 |
| Inversión Inicial | | -\$4500,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 | -\$202,112.00 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | -\$183,738.18 | -\$167,034.71 | -\$151,849.73 | -\$138,045.21 | -\$125,495.65 | -\$114,086.95 | -\$103,715.41 | -\$94,286.74 | -\$85,715.22 | -\$77,922.92 | -\$70,839.02 | -\$64,399.11 | -\$58,544.65 | -\$53,222.41 | -\$48,384.00 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$4500,000 | -\$4683,738.18 | -\$4850,772.89 | -\$5002,622.62 | -\$5140,667.83 | -\$5266,163.48 | -\$5380,250.43 | -\$5483,965.84 | -\$5578,252.58 | -\$5663,967.80 | -\$5741,890.72 | -\$5812,729.74 | -\$5877,128.85 | -\$5935,673.50 | -\$5988,895.91 | -\$6037,279.91 |

| | |
|----------|--------------|
| VAN= | -6037,279.91 |
| TIR= | #DIV/0! |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de Fuel-Oil (gal/MWh) | 50.00 |
| Consumo de Fuel-Oil anual (gal) | 1200000 |
| Costo de generación (US\$/gal) | 3.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 3600000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 150.00 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 6.1. Hidrocarburos, 3MW, escenario base.

| Información Básica | | Generación utilizando hidrocarburos (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista". Precio (venta) incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|---|--|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | |
| MWh (Venta)/Año | | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 | |
| (-) Costo de Generación | | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | \$3600,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$389,520.00 | \$509,205.60 | \$632,481.77 | \$759,456.22 | \$890,239.91 | \$1024,947.10 | \$1163,695.52 | \$1306,606.38 | \$1453,804.58 | \$1605,418.71 | \$1761,581.27 | \$1922,428.71 | \$2088,101.57 | \$2256,744.62 | \$2434,506.96 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$450,000.00 | \$435,836.80 | \$420,257.28 | \$403,119.81 | \$384,268.59 | \$363,532.25 | \$340,722.28 | \$315,631.30 | \$288,031.23 | \$257,671.16 | \$224,275.07 | \$187,539.38 | \$147,130.12 | \$102,679.93 | \$53,784.73 | |
| Amortización del Crédito | | \$141,632.00 | \$155,795.20 | \$171,374.72 | \$188,512.19 | \$207,363.41 | \$228,099.75 | \$250,909.72 | \$276,000.69 | \$303,600.76 | \$333,960.84 | \$367,356.92 | \$404,092.61 | \$444,501.88 | \$488,952.06 | \$537,847.27 | |
| (-) Depreciación | | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$382,112.00 | -\$262,426.40 | -\$139,150.23 | -\$12,175.77 | \$118,607.91 | \$253,315.11 | \$392,063.52 | \$534,974.39 | \$682,172.58 | \$833,786.72 | \$989,949.28 | \$1150,796.72 | \$1316,469.58 | \$1487,112.62 | \$1662,874.96 | |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$35,582.37 | \$75,994.53 | \$117,619.06 | \$160,492.32 | \$204,651.77 | \$250,136.01 | \$296,984.78 | \$345,239.01 | \$394,940.87 | \$446,133.79 | \$498,862.49 | |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$382,112.00 | -\$262,426.40 | -\$139,150.23 | -\$12,175.77 | \$83,025.54 | \$177,320.58 | \$274,444.47 | \$374,482.07 | \$477,520.81 | \$583,650.70 | \$692,964.49 | \$805,557.70 | \$921,528.70 | \$1040,978.84 | \$1164,012.47 | |
| (+) Depreciación | | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | \$180,000.00 | |
| Flujo a descontar | | -\$202,112.00 | -\$82,426.40 | \$40,849.77 | \$167,824.23 | \$263,025.54 | \$357,320.58 | \$454,444.47 | \$554,482.07 | \$657,520.81 | \$763,650.70 | \$872,964.49 | \$985,557.70 | \$1101,528.70 | \$1220,978.84 | \$1344,012.47 | |
| Inversión Inicial | | -\$4500,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$4500,000 | -\$202,112.00 | -\$82,426.40 | \$40,849.77 | \$167,824.23 | \$263,025.54 | \$357,320.58 | \$454,444.47 | \$554,482.07 | \$657,520.81 | \$763,650.70 | \$872,964.49 | \$985,557.70 | \$1101,528.70 | \$1220,978.84 | \$1344,012.47 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | -\$183,738.18 | -\$68,120.99 | \$30,691.04 | \$114,626.20 | \$163,318.17 | \$201,698.15 | \$233,201.87 | \$258,669.98 | \$278,853.01 | \$294,420.40 | \$305,968.73 | \$314,029.06 | \$319,073.63 | \$321,521.89 | \$321,745.90 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$4500,000 | -\$4683,738.18 | -\$4751,859.17 | -\$4721,168.13 | -\$4606,541.92 | -\$4443,223.76 | -\$4241,525.61 | -\$4008,323.74 | -\$3749,653.78 | -\$3470,800.76 | -\$3176,380.35 | -\$2870,411.62 | -\$2556,382.57 | -\$2237,308.94 | -\$1915,787.05 | -\$1594,041.15 |

| | |
|----------|--------------|
| VAN= | -1994,041.15 |
| TIR= | 5.75% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de Fuel-Oil (gal/MWh) | 50.00 |
| Consumo de Fuel-Oil anual (gal) | 1200000 |
| Costo de generación (US\$/gal) | 3.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 3600000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 150.00 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 6.2. Hidrocarburos, 3MW, escenario optimista.

| Información Básica | | Generación utilizando hidrocarburos (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario 'Base': Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|--|--|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|-----------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | |
| C O N C E P T O | | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 |
| Costo de Generación | | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 | \$649,200.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$750,000.00 | \$726,394.67 | \$700,428.80 | \$671,866.35 | \$640,447.65 | \$605,887.08 | \$567,870.46 | \$526,052.17 | \$480,052.06 | \$429,451.93 | \$373,791.79 | \$312,565.64 | \$245,216.87 | \$171,133.22 | \$89,641.21 | |
| Amortizacion del Crédito | | \$236,053.33 | \$259,658.66 | \$285,624.53 | \$314,186.98 | \$345,605.68 | \$380,166.24 | \$418,182.87 | \$460,001.15 | \$506,001.27 | \$556,601.40 | \$612,261.54 | \$673,487.69 | \$740,836.46 | \$814,920.10 | \$896,412.12 | |
| (-) Depreciacion | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 | -\$636,853.33 |
| (+/-) Depreciacion | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 |
| Flujo a descontar | | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 |
| Inversión Inicial | | -\$7500,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$7500,000 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 | -\$336,853.33 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | | -\$306,230.30 | -\$278,391.18 | -\$253,082.89 | -\$230,075.35 | -\$209,159.41 | -\$190,144.92 | -\$172,859.02 | -\$157,144.56 | -\$142,858.69 | -\$129,871.54 | -\$118,065.04 | -\$107,331.85 | -\$97,574.41 | -\$88,704.01 | -\$80,640.01 |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$7500,000 | -\$7806,230.30 | -\$8084,621.48 | -\$8337,704.37 | -\$8567,779.72 | -\$8776,939.13 | -\$8967,084.06 | -\$9139,943.07 | -\$9297,087.64 | -\$9439,946.33 | -\$9569,817.87 | -\$9687,882.91 | -\$9795,214.76 | -\$9892,789.17 | -\$9981,493.18 | -\$10062,133.18 |

| | |
|----------|---------------|
| VAN= | -10062,133.18 |
| TIR= | #DIV/0! |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de Fuel-Oil (gal/MWh) | 50.00 |
| Consumo de Fuel-Oil anual (gal) | 2000000 |
| Costo de generación (US\$/gal) | 3.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 6000000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 150.00 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |

Fig. 6.3. Hidrocarburos, 5MW, escenario base.

| Información Básica | | Generación utilizando hidrocarburos (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista". Precio (venta) incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|--|----------------|--|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | \$150.00 | |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6848,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 | |
| (-) Costo de Generación | | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | \$6000,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$649,200.00 | \$848,676.00 | \$1054,136.28 | \$1265,760.37 | \$1483,733.18 | \$1708,245.17 | \$1939,492.53 | \$2177,677.31 | \$2423,007.63 | \$2675,697.85 | \$2935,968.79 | \$3204,047.85 | \$3480,169.29 | \$3764,574.37 | \$4057,511.60 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$750,000.00 | \$726,394.67 | \$700,428.80 | \$671,866.35 | \$640,447.65 | \$605,887.08 | \$567,870.46 | \$526,052.17 | \$480,052.06 | \$429,451.93 | \$373,791.79 | \$312,565.64 | \$245,216.87 | \$171,133.22 | \$89,641.21 | |
| Amortizacion del Crédito | | \$236,053.33 | \$259,658.66 | \$285,624.53 | \$314,186.98 | \$345,605.68 | \$380,166.24 | \$418,182.87 | \$460,001.15 | \$506,001.27 | \$556,601.40 | \$612,261.54 | \$673,487.69 | \$740,836.46 | \$814,920.10 | \$896,412.12 | |
| (-) Depreciacion | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$636,853.33 | -\$437,377.33 | -\$231,917.05 | -\$20,292.96 | \$197,679.85 | \$422,191.85 | \$653,439.20 | \$891,623.98 | \$1136,954.30 | \$1389,644.53 | \$1649,915.46 | \$1917,994.53 | \$2194,115.96 | \$2478,521.04 | \$2771,458.27 | |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$59,303.96 | \$126,657.55 | \$196,031.76 | \$267,487.19 | \$341,086.29 | \$416,893.36 | \$494,974.64 | \$575,398.36 | \$658,234.79 | \$743,556.31 | \$831,437.48 | |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$636,853.33 | -\$437,377.33 | -\$231,917.05 | -\$20,292.96 | \$138,375.90 | \$295,534.29 | \$457,407.44 | \$624,136.79 | \$795,868.01 | \$972,751.17 | \$1154,940.82 | \$1342,596.17 | \$1535,881.17 | \$1734,964.73 | \$1940,020.79 | |
| (+) Depreciacion | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Flujo a descontar | | -\$336,853.33 | -\$137,377.33 | \$68,082.95 | \$279,707.04 | \$438,375.90 | \$595,534.29 | \$757,407.44 | \$924,136.79 | \$1095,868.01 | \$1272,751.17 | \$1454,940.82 | \$1642,596.17 | \$1835,881.17 | \$2034,964.73 | \$2240,020.79 | |
| Inversión Inicial | | -\$750,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$750,000.00 | -\$336,853.33 | -\$137,377.33 | \$68,082.95 | \$279,707.04 | \$438,375.90 | \$595,534.29 | \$757,407.44 | \$924,136.79 | \$1095,868.01 | \$1272,751.17 | \$1454,940.82 | \$1642,596.17 | \$1835,881.17 | \$2034,964.73 | \$2240,020.79 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | -\$306,230.30 | -\$113,534.98 | \$51,151.73 | \$191,043.67 | \$272,196.94 | \$336,163.58 | \$388,669.78 | \$431,116.63 | \$464,755.01 | \$490,700.67 | \$509,947.88 | \$523,381.76 | \$531,789.38 | \$535,869.81 | \$536,243.17 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$750,000.00 | -\$7806,230.30 | -\$7919,765.28 | -\$7868,613.55 | -\$7677,569.87 | -\$7405,372.93 | -\$7069,209.35 | -\$6680,539.57 | -\$6249,422.94 | -\$5784,667.93 | -\$5293,967.26 | -\$4784,019.37 | -\$4260,637.61 | -\$3728,848.23 | -\$3192,978.42 | -\$2656,735.25 |

| | |
|----------|--------------|
| VAN= | -2656,735.25 |
| TIR= | 5.75% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de Fuel-Oil (gal/MWh) | 50.00 |
| Consumo de Fuel-Oil anual (gal) | 2000000 |
| Costo de generación (US\$/gal) | 3.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 6000000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 150.00 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |

Fig. 6.4. Hidrocarburos, 5MW, escenario optimista.

6.2 COMPARACIÓN CON GENERACIÓN A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL

- Planta de 3MW, escenario base

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|------------------|---------------|----------|----------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 15,000,000.00 | -11399,180.45 | -8.16% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 7,500,000.00 | -4624,699.08 | -3.31% | --- |
| Combustión | 6,000,000.00 | 2303,360.28 | 16.31% | 9 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 4,500,000.00 | -6037,279.91 | #¡DIV/0! | --- |

- Planta de 3MW, escenario optimista

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|------------------|--------------|--------|----------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 15,000,000.00 | -7372,104.83 | 1.75% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 7,500,000.00 | -850,237.28 | 8.42% | --- |
| Combustión | 10,000,000.00 | 6077,822.09 | 22.72% | 7 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 4,500,000.00 | -1594,041.15 | 5.75% | --- |

- Planta de 5MW, escenario base

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|------------------|---------------|----------|----------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 25,000,000.00 | -18958,068.32 | -8.10% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 12,500,000.00 | -7580,049.67 | -3.01% | --- |
| Combustión | 10,000,000.00 | 3853,131.82 | 16.33% | 9 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 7,500,000.00 | -10062,133.18 | #¡DIV/0! | --- |

- Planta de 5MW, escenario optimista

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|-------------------------|---------------|------------|-----------------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 25,000,000.00 | -12255,668.50 | 1.77% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 12,500,000.00 | -1289,279.99 | 8.57% | --- |
| Combustión | 10,000,000.00 | 10143,901.50 | 22.73% | 7 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 7,500,000.00 | -2656,735.25 | 5.75% | --- |

Los "Payback" marcados como "---" corresponden a alternativas cuya inversión no se recupera en el período de análisis; es decir, poseen un período de retorno mayor a 15 años.

Las TIR marcadas como "#¡DIV/0!" corresponden a alternativas cuya tasa es menor que el valor negativo de la tasa de interés, por ende no se recupera la inversión en el período de análisis.

6.3 BENEFICIOS AMBIENTALES (BONOS DE CARBONO)

Los bonos de carbono (también llamados "Créditos de Carbono") son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kioto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero).

Las reducciones de emisiones de GEI se miden en toneladas de CO₂ equivalente, y se traducen en Certificados de Emisiones Reducidas (CER). Un CER equivale a una tonelada de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera, y puede ser vendido en el mercado de carbono a países industrializados, de acuerdo a la nomenclatura del protocolo de Kioto. Los tipos de proyecto que pueden aplicar a una certificación son, por ejemplo, generación de energía renovable, mejoramiento de eficiencia energética de procesos, reforestación, limpieza de lagos y ríos, etc., tal es el caso de los proyectos de generación de electricidad a partir de biomasa forestal.

Para el presente trabajo, se ha considerado un Factor de Emisión de la Línea Base de El Salvador de **0.7119** Ton CO₂/MWh, según fuente:

http://www.cnpm.org.sv/feriaPML/Presentaciones_FPML/JoseArgueta101209.pdf

El precio de los bonos de carbono ha experimentado cambios durante los últimos años. Según datos de Barclays Capital, el precio promedio para los CER en el mercado retrocedió desde 23 euros por tonelada de CO₂ (28.75 dólares), en agosto de 2008, a un promedio de 4 euros por tonelada de CO₂ (**5 dólares**) en marzo de 2012, valor considerado en el presente trabajo.

<http://diario.latercera.com/2012/03/26/01/contenido/negocios/10-104705-9-precio-de-bonos-de-carbono-baja-80-por--crisis-europea-y-sobreoferta-de.shtml>

Con los datos anteriores, se realizó un análisis financiero considerando los beneficios ambientales de incluir la emisión de bonos de carbono para cada alternativa. Los resultados obtenidos se muestran en las gráficas de las figuras de la Fig. 6.5 a la Fig. 6.16:

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|---|---|----------------|-----------------------|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------------|
| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (3MW). | | Plazo: 15 Años | Escenario "Base". Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | |
| | | MWh (Venta)/Año | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| | Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | |
| (+) | Bonos de Carbono | | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | |
| (-) | Costo de Generación | | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | |
| | Utilidad Bruta | | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | \$2530,948.00 | |
| (-) | Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) | Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) | Gastos financieros | | \$1500,000.00 | \$1452,789.33 | \$1400,857.60 | \$1343,732.70 | \$1280,895.30 | \$1211,774.17 | \$1135,740.92 | \$1052,104.34 | \$960,104.11 | \$858,903.86 | \$747,583.58 | \$625,131.27 | \$490,433.74 | \$342,266.44 | \$179,282.42 | |
| (-) | Amortización del Crédito | | \$472,106.65 | \$519,317.32 | \$571,249.05 | \$628,373.96 | \$691,211.35 | \$760,332.49 | \$836,365.73 | \$920,002.31 | \$1012,002.54 | \$1113,202.79 | \$1224,523.07 | \$1346,975.38 | \$1481,672.92 | \$1629,840.21 | \$1792,824.23 | |
| (-) | Depreciación | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | |
| (-) | Utilidad antes de impuestos | | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | |
| (-) | Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | |
| (-) | Utilidad después de impuestos | | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | -\$41,158.65 | |
| (+) | Depreciación | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | |
| (+) | Flujo a descontar | | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | |
| | Inversión Inicial | | -\$1500,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | FLUJO NETO | | -\$1500,000.00 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | \$558,841.35 | |
| | FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$508,037.59 | \$461,852.35 | \$419,865.78 | \$381,696.16 | \$346,996.51 | \$315,451.37 | \$286,773.97 | \$260,703.61 | \$237,003.28 | \$215,457.53 | \$195,870.48 | \$178,064.08 | \$161,876.43 | \$147,160.39 | \$133,782.18 | |
| | VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$1500,000.00 | -\$14491,962.41 | -\$14030,110.06 | -\$13610,244.28 | -\$13228,548.13 | -\$12881,551.62 | -\$12566,100.25 | -\$12279,326.27 | -\$12018,622.66 | -\$11781,619.37 | -\$11566,161.84 | -\$11370,291.36 | -\$11192,227.29 | -\$11030,350.85 | -\$10883,190.46 | -\$10749,408.29 |
| | VAN= | | | | | | | | | | | | | | | | | -10749,408.29 |
| | TIR= | | | | | | | | | | | | | | | | | -6.52% |
| | PAYBACK= | | | | | | | | | | | | | | | | | --- |
| | Potencia instalada (MW) | | | | | | | | | | | | | | | | | 3 |
| | Utilización anual (horas) | | | | | | | | | | | | | | | | | 8000 |
| | Venta de energía anual (MWh) | | | | | | | | | | | | | | | | | 24000.00 |
| | Consumo de biomasa (Ton/h) | | | | | | | | | | | | | | | | | 1.93 |
| | Consumo de biomasa anual (Ton) | | | | | | | | | | | | | | | | | 15440 |
| | Costo de generación (US\$/Ton) | | | | | | | | | | | | | | | | | 100.00 |
| | Costo anual de generación (US\$) | | | | | | | | | | | | | | | | | 1544000.00 |
| | Costo unitario (US\$/MWh) | | | | | | | | | | | | | | | | | 64.33 |
| | Precio de venta (US\$/MWh) | | | | | | | | | | | | | | | | | 166.23 |
| | Incremento anual precio de venta (%) | | | | | | | | | | | | | | | | | 0 |
| | Línea base (Ton CO2 / MWh) | | | | | | | | | | | | | | | | | 0.7119 |
| | Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | | | | | | | | | | | | | | | | | 5 |

Fig. 6.5. Generación por plasma sin recuperación, 3MW, escenario base con bonos de carbono.

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A" sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista": Precio (venta) Incrementa 9% anualmente | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-----|--|-------------------------|--|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | \$64.33 | |
| Bonos Carbono (US\$/Ton) | | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | |
| MWh (Venta)/Año | | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| Tasa de Interes | 10% | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energia) | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 | |
| (+) Bonos de Carbono | | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | |
| (-) Costo de Generación | | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | \$1544,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$2530,948.00 | \$2650,633.60 | \$2773,909.77 | \$2900,884.22 | \$3031,667.91 | \$3166,375.10 | \$3305,123.52 | \$3448,034.38 | \$3595,232.58 | \$3746,846.71 | \$3903,009.27 | \$4063,856.71 | \$4229,529.57 | \$4400,172.62 | \$4575,934.96 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$1500,000.00 | \$1452,789.33 | \$1400,857.60 | \$1343,732.70 | \$1280,895.30 | \$1211,774.17 | \$1135,740.92 | \$1052,104.34 | \$960,104.11 | \$858,903.86 | \$747,583.58 | \$625,131.27 | \$490,433.74 | \$342,266.44 | \$179,282.42 | |
| Amortizacion del Crédito | | \$472,106.65 | \$519,317.32 | \$571,249.05 | \$628,373.96 | \$691,211.35 | \$760,332.49 | \$836,365.73 | \$920,002.31 | \$1012,002.54 | \$1113,202.79 | \$1224,523.07 | \$1346,975.38 | \$1481,672.92 | \$1629,840.21 | \$1792,824.23 | |
| (-) Depreciacion | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$41,158.65 | \$78,526.95 | \$201,803.11 | \$328,777.57 | \$459,561.25 | \$594,268.45 | \$733,016.86 | \$875,927.73 | \$1023,125.92 | \$1174,740.06 | \$1330,902.62 | \$1491,750.06 | \$1657,422.92 | \$1828,065.97 | \$2003,828.31 | |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$23,558.08 | \$60,540.93 | \$98,633.27 | \$137,868.38 | \$178,280.54 | \$219,905.06 | \$262,778.32 | \$306,937.78 | \$352,422.02 | \$399,270.79 | \$447,525.02 | \$497,226.88 | \$548,419.79 | \$601,148.49 | |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$41,158.65 | \$54,968.86 | \$141,262.18 | \$230,144.30 | \$321,692.88 | \$415,987.92 | \$513,111.81 | \$613,149.41 | \$716,188.15 | \$822,318.04 | \$931,631.83 | \$1044,225.04 | \$1160,196.04 | \$1279,646.18 | \$1402,679.81 | |
| (+) Depreciacion | | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | \$600,000.00 | |
| Flujo a descontar | | \$558,841.35 | \$654,968.86 | \$741,262.18 | \$830,144.30 | \$921,692.88 | \$1015,987.92 | \$1113,111.81 | \$1213,149.41 | \$1316,188.15 | \$1422,318.04 | \$1531,631.83 | \$1644,225.04 | \$1760,196.04 | \$1879,646.18 | \$2002,679.81 | |
| Inversión Inicial | | -\$15000,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$15000,000 | \$558,841.35 | \$654,968.86 | \$741,262.18 | \$830,144.30 | \$921,692.88 | \$1015,987.92 | \$1113,111.81 | \$1213,149.41 | \$1316,188.15 | \$1422,318.04 | \$1531,631.83 | \$1644,225.04 | \$1760,196.04 | \$1879,646.18 | \$2002,679.81 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$508,037.59 | \$541,296.58 | \$556,921.25 | \$566,999.73 | \$572,298.76 | \$573,498.69 | \$571,202.36 | \$565,943.15 | \$558,192.26 | \$548,365.18 | \$536,827.61 | \$523,900.77 | \$509,866.10 | \$494,969.59 | \$479,425.62 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$15000,000 | -\$114491,962.41 | -\$13950,665.83 | -\$13393,744.58 | -\$12826,744.86 | -\$12254,446.10 | -\$11680,947.41 | -\$11109,745.05 | -\$10543,801.89 | -\$9985,609.64 | -\$9437,244.46 | -\$8900,416.84 | -\$8376,516.08 | -\$7866,649.98 | -\$7371,680.39 | -\$6892,254.77 |

| | |
|----------|--------------|
| VAN= | -6892,254.77 |
| TIR= | 2.33% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.93 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 15440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1544000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.33 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |
| Linea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.6. Generación por plasma sin recuperación, 3MW, escenario optimista con bonos de carbono.

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | | Plazo: 15 Años | | Escenario "Base". Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|--|-----------------|-----------------|-----------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 | \$64.20 |
| Bonos Carbono (US\$/Ton) | | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 |
| (+) Bonos de Carbono | | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 |
| (-) Costo de Generación | | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 |
| Utilidad Bruta | | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 | \$4223,580.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$2500,000.00 | \$2421,315.56 | \$2334,762.67 | \$2239,554.50 | \$2134,825.50 | \$2019,623.61 | \$1892,901.53 | \$1753,507.24 | \$1600,173.52 | \$1431,506.43 | \$1245,972.63 | \$1041,885.46 | \$817,389.56 | \$570,444.07 | \$298,804.04 | \$298,804.04 |
| Amortización del Crédito | | \$786,844.42 | \$865,528.86 | \$952,081.75 | \$1047,289.93 | \$1152,018.92 | \$1267,220.81 | \$1393,942.89 | \$1533,337.18 | \$1686,670.90 | \$1855,337.99 | \$2040,871.79 | \$2244,958.97 | \$2469,454.86 | \$2716,400.35 | \$2988,040.38 | \$2988,040.38 |
| (-) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 | \$0.00 |
| Utilidad después de impuestos | | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 | -\$63,264.42 |
| (+) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 |
| Flujo a descontar | | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 |
| Inversión Inicial | | -\$25000,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$25000,000 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 | \$936,735.58 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$851,577.80 | \$774,161.63 | \$703,783.30 | \$639,803.00 | \$581,639.09 | \$528,782.81 | \$480,693.47 | \$436,994.06 | \$397,267.33 | \$361,152.12 | \$328,320.11 | \$298,472.82 | \$271,338.93 | \$246,671.75 | \$224,247.05 | \$224,247.05 |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$25000,000 | -\$24148,422.20 | -\$23374,260.57 | -\$22670,477.26 | -\$22030,674.26 | -\$21449,035.17 | -\$20920,272.35 | -\$20439,578.89 | -\$20002,584.83 | -\$19605,317.50 | -\$19244,165.38 | -\$18915,845.28 | -\$18617,372.45 | -\$18346,033.52 | -\$18099,361.77 | -\$17875,114.72 |

| | |
|----------|---------------|
| VAN= | -17875,114.72 |
| TIR= | -6.47% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.21 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 25680 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2568000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.20 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.7. Generación por plasma sin recuperación, 5MW, escenario base con bonos de carbono.

| Información Básica | | Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista": Precio (venta) Incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-----|--|-----------------|--|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--|--|
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.56 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | | | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | \$84.20 | | | |
| Bonos Carbono (US\$/Ton) | | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | | | |
| MWh (Venta)/Año | | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | | | |
| Tasa de Interes | 10% | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | | | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$6649,200.00 | \$6848,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 | | | |
| (+) Bonos de Carbono | | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | | | |
| (-) Costo de Generación | | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | \$2568,000.00 | | | |
| Utilidad Bruta | | \$4223,580.00 | \$4423,056.00 | \$4628,516.28 | \$4840,140.37 | \$5058,113.18 | \$5282,625.17 | \$5513,872.53 | \$5752,057.31 | \$5997,387.63 | \$6250,077.85 | \$6510,348.79 | \$6778,427.85 | \$7054,549.29 | \$7338,954.37 | \$7631,891.60 | | | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$2500,000.00 | \$2421,315.56 | \$2334,762.67 | \$2239,554.50 | \$2134,825.50 | \$2019,623.61 | \$1892,901.53 | \$1753,507.24 | \$1600,173.52 | \$1431,506.43 | \$1245,972.63 | \$1041,885.46 | \$817,389.56 | \$570,444.07 | \$298,804.04 | | | |
| Amortización del Crédito | | \$786,844.42 | \$865,528.86 | \$952,081.75 | \$1047,289.93 | \$1152,018.92 | \$1267,220.81 | \$1393,942.89 | \$1533,337.18 | \$1686,670.90 | \$1855,337.99 | \$2040,871.79 | \$2244,958.97 | \$2469,454.86 | \$2716,400.35 | \$2988,040.38 | | | |
| (-) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | | | |
| Utilidad antes de impuestos | | -\$63,264.42 | \$136,211.58 | \$341,671.86 | \$553,295.95 | \$771,268.76 | \$995,780.75 | \$1227,028.11 | \$1465,212.88 | \$1710,543.20 | \$1963,233.43 | \$2223,504.37 | \$2491,583.43 | \$2767,704.87 | \$3052,109.95 | \$3345,047.18 | | | |
| (-) Impuestos | | \$0.00 | \$40,863.47 | \$102,501.56 | \$165,988.78 | \$231,380.63 | \$298,734.23 | \$368,108.43 | \$439,563.87 | \$513,162.96 | \$588,970.03 | \$667,051.31 | \$747,475.03 | \$830,311.46 | \$915,632.98 | \$1003,514.15 | | | |
| Utilidad despues de impuestos | | -\$63,264.42 | \$95,348.10 | \$239,170.30 | \$387,307.16 | \$539,888.13 | \$697,046.53 | \$858,919.68 | \$1025,649.02 | \$1197,380.24 | \$1374,263.40 | \$1556,453.06 | \$1744,108.40 | \$1937,393.41 | \$2136,476.96 | \$2341,533.02 | | | |
| (+) Depreciación | | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | \$1000,000.00 | | | |
| Flujo a descontar | | \$936,735.58 | \$1095,348.10 | \$1239,170.30 | \$1387,307.16 | \$1539,888.13 | \$1697,046.53 | \$1858,919.68 | \$2025,649.02 | \$2197,380.24 | \$2374,263.40 | \$2556,453.06 | \$2744,108.40 | \$2937,393.41 | \$3136,476.96 | \$3341,533.02 | | | |
| Inversión Inicial | | -\$25000,000 | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | \$936,735.58 | \$1095,348.10 | \$1239,170.30 | \$1387,307.16 | \$1539,888.13 | \$1697,046.53 | \$1858,919.68 | \$2025,649.02 | \$2197,380.24 | \$2374,263.40 | \$2556,453.06 | \$2744,108.40 | \$2937,393.41 | \$3136,476.96 | \$3341,533.02 | | | |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | -\$851,577.80 | \$905,246.37 | \$931,006.99 | \$947,548.46 | \$956,148.38 | \$957,938.52 | \$953,919.72 | \$944,980.22 | \$931,903.73 | \$915,381.32 | \$896,021.20 | \$874,357.50 | \$850,858.24 | \$825,932.41 | \$799,936.44 | | | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$25000,000 | -\$24148,422.20 | -\$23243,175.83 | -\$22312,168.85 | -\$21364,619.39 | -\$20408,470.01 | -\$19450,531.49 | -\$18496,611.77 | -\$17551,631.55 | -\$16619,727.82 | -\$15704,346.50 | -\$14808,325.30 | -\$13933,967.80 | -\$13083,109.56 | -\$12257,177.15 | -\$11457,240.71 | | |

| | |
|----------|-----------------|
| VAN= | -\$11457,240.71 |
| TIR= | 2.36% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.21 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 25680 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2568000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 64.20 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.8. Generación por plasma sin recuperación, 5MW, escenario optimista con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------|---|-----------------------|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base": Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 |
| | | MWh (Venta)/Año | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | |
| | | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | |
| (+) Bonos de Carbono | | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | |
| (-) Costo de Generación | | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | \$1482,948.00 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$750,000.00 | \$726,394.67 | \$700,428.80 | \$671,866.35 | \$640,447.65 | \$605,887.08 | \$567,870.46 | \$526,052.17 | \$480,052.06 | \$429,451.93 | \$373,791.79 | \$312,565.64 | \$245,216.87 | \$171,133.22 | \$89,641.21 | |
| Amortización del Crédito | | \$236,053.33 | \$259,658.66 | \$285,624.53 | \$314,186.98 | \$345,605.68 | \$380,166.24 | \$418,182.87 | \$460,001.15 | \$506,001.27 | \$556,601.40 | \$612,261.54 | \$673,487.69 | \$740,836.46 | \$814,920.10 | \$896,412.12 | |
| (-) Depreciación | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | \$196,894.67 | |
| (-) Impuestos | | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | \$59,068.40 | |
| Utilidad despues de impuestos | | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | \$137,826.27 | |
| (+) Depreciación | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Flujo a descontar | | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | |
| Inversión Inicial | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | -\$7500,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$7500,000 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | \$437,826.27 | |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$398,023.88 | \$361,839.89 | \$328,945.36 | \$299,041.23 | \$271,855.67 | \$247,141.52 | \$224,674.11 | \$204,249.19 | \$185,681.08 | \$168,800.98 | \$153,455.44 | \$139,504.94 | \$126,822.68 | \$115,293.34 | \$104,812.13 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$7500,000 | -\$7101,976.12 | -\$6740,136.22 | -\$6411,190.87 | -\$6112,149.63 | -\$5840,293.96 | -\$5593,152.45 | -\$5368,478.34 | -\$5164,229.15 | -\$4978,548.08 | -\$4809,747.10 | -\$4656,291.66 | -\$4516,786.72 | -\$4389,964.04 | -\$4274,670.70 | -\$4169,858.57 |

| | |
|-----------------|---------------------|
| YAN= | -4169,858.57 |
| TIR= | -1.62% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|---|-------------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.08 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 8640 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2592000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 108.00 |

| | |
|---|---------------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.9. Pirolisis Lenta (Carbonización), 3MW, escenario base con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|----------|---|-----------------------|---|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista", Precio (venta) incrementalmente 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 | \$108.00 |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 |
| | | MWh (Venta)/Año | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | |
| | | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 | |
| (+) Bonos de Carbono | | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | \$86,428.00 | \$85,428.00 | |
| (-) Costo de Generación | | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | \$2592,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$1482,948.00 | \$1602,633.60 | \$1725,909.77 | \$1852,884.22 | \$1983,667.91 | \$2118,375.10 | \$2257,123.52 | \$2400,034.38 | \$2547,232.58 | \$2698,846.71 | \$2855,009.27 | \$3015,856.71 | \$3181,529.57 | \$3352,172.62 | \$3527,934.96 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | \$750,000.00 | \$726,394.67 | \$700,428.80 | \$671,866.35 | \$640,447.65 | \$605,887.08 | \$567,870.46 | \$526,052.17 | \$480,052.06 | \$429,451.93 | \$373,791.79 | \$312,565.64 | \$245,216.87 | \$171,133.22 | \$89,641.21 | |
| Amortizacion del Crédito | | \$236,053.33 | \$259,658.66 | \$285,624.53 | \$314,186.98 | \$345,605.68 | \$380,166.24 | \$418,182.87 | \$460,001.15 | \$506,001.27 | \$556,601.40 | \$612,261.54 | \$673,487.69 | \$740,836.46 | \$814,920.10 | \$896,412.12 | |
| (-) Depreciacion | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | \$196,894.67 | \$316,580.27 | \$439,856.44 | \$566,830.89 | \$697,614.58 | \$832,321.78 | \$971,070.19 | \$1113,981.06 | \$1261,179.25 | \$1412,793.39 | \$1568,955.95 | \$1729,803.39 | \$1895,476.25 | \$2066,119.29 | \$2241,881.63 | |
| (-) Impuestos | | \$59,068.40 | \$94,974.08 | \$131,956.93 | \$170,049.27 | \$209,284.37 | \$249,696.53 | \$291,321.06 | \$334,194.32 | \$378,353.77 | \$423,838.02 | \$470,686.78 | \$518,941.02 | \$568,642.87 | \$619,835.79 | \$672,564.49 | |
| Utilidad despues de impuestos | | \$137,826.27 | \$221,606.19 | \$307,899.51 | \$396,781.63 | \$488,330.21 | \$582,625.24 | \$679,749.13 | \$779,786.74 | \$882,825.47 | \$988,955.37 | \$1098,269.16 | \$1210,862.37 | \$1326,833.37 | \$1446,283.51 | \$1569,317.14 | |
| (+) Depreciacion | | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | \$300,000.00 | |
| Flujo a descontar | | \$437,826.27 | \$521,606.19 | \$607,899.51 | \$696,781.63 | \$788,330.21 | \$882,625.24 | \$979,749.13 | \$1079,786.74 | \$1182,825.47 | \$1288,955.37 | \$1398,269.16 | \$1510,862.37 | \$1626,833.37 | \$1746,283.51 | \$1869,317.14 | |
| Inversión Inicial | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | -7500,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -7500,000 | \$437,826.27 | \$521,606.19 | \$607,899.51 | \$696,781.63 | \$788,330.21 | \$882,625.24 | \$979,749.13 | \$1079,786.74 | \$1182,825.47 | \$1288,955.37 | \$1398,269.16 | \$1510,862.37 | \$1626,833.37 | \$1746,283.51 | \$1869,317.14 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$398,023.88 | \$431,079.50 | \$456,723.90 | \$475,911.23 | \$489,491.03 | \$498,218.94 | \$502,766.22 | \$503,728.48 | \$501,633.47 | \$496,948.09 | \$490,084.81 | \$481,407.31 | \$471,235.68 | \$459,851.03 | \$447,499.66 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -7500,000 | -7101,976.12 | -6670,896.62 | -6214,172.72 | -5738,261.50 | -5248,770.46 | -4750,551.52 | -4247,785.30 | -3744,056.81 | -3242,423.35 | -2745,475.25 | -2255,390.44 | -1773,983.13 | -1302,747.45 | -842,896.43 | -395,396.76 |

| | |
|-----------------|--------------------|
| YAN= | -395,396.76 |
| TIR= | 9.27% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|---|-------------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.08 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 8640 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2592000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 108.00 |

| | |
|---|---------------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |
| Linea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.10. Pirolisis Lenta (Carbonización), 3MW, escenario optimista con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--|---|-----------------------|---|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base". Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 |
| | | MWh (Venta)/Año | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 |
| (-) Bonos de Carbono | | | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 |
| (-) Costo de Generación | | | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 |
| Utilidad Bruta | | | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 | \$2495,580.00 |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos financieros | | | \$1250,000.00 | \$1210,657.78 | \$1167,381.34 | \$1119,777.25 | \$1067,412.75 | \$1009,811.81 | \$946,450.77 | \$876,753.62 | \$800,086.76 | \$715,753.22 | \$622,986.32 | \$520,942.73 | \$408,694.78 | \$285,222.04 | \$149,402.02 | |
| Amortización del Crédito | | | \$393,422.21 | \$432,764.43 | \$476,040.88 | \$523,644.96 | \$576,009.46 | \$633,610.41 | \$696,971.45 | \$766,668.59 | \$843,335.45 | \$927,668.99 | \$1020,435.89 | \$1122,479.48 | \$1234,727.43 | \$1358,200.17 | \$1494,020.19 | |
| (-) Depreciación | | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 |
| Utilidad antes de impuestos | | | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 | \$352,157.79 |
| (-) Impuestos | | | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 | \$105,647.34 |
| Utilidad después de impuestos | | | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 | \$246,510.45 |
| (-) Depreciación | | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 |
| Flujo a descontar | | | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 |
| Inversión Inicial | | | -\$1250,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | | -\$1250,000.00 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 | \$746,510.45 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | | \$678,645.87 | \$616,950.79 | \$560,864.35 | \$509,876.68 | \$463,524.26 | \$421,385.69 | \$383,077.90 | \$348,252.64 | \$316,593.30 | \$287,812.10 | \$261,647.36 | \$237,861.24 | \$216,237.49 | \$196,579.53 | \$178,708.67 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | | -\$11821,354.13 | -\$11204,403.35 | -\$10643,539.00 | -\$10133,662.31 | -\$9670,138.05 | -\$9248,752.37 | -\$8865,674.47 | -\$8517,421.83 | -\$8200,828.53 | -\$7913,016.43 | -\$7651,369.07 | -\$7413,507.84 | -\$7197,270.35 | -\$7000,690.82 | -\$6821,982.15 | |

| | |
|-----------------|---------------------|
| YAN= | -6821,982.15 |
| TIR= | -1.34% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|-------------------------------------|-----------------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|---|-------------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.79 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 14320 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 4296000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 107.40 |

| | |
|---|---------------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.11. Pirolisis Lenta (Carbonización), 5MW, escenario base con bonos de carbono.

| | | | | |
|---------------------------|--|---|-----------------------|---|
| Información Básica | | Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbon y Motor-generator tipo "A" sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista". Precio (venta) incrementa 3% anualmente |
|---------------------------|--|---|-----------------------|---|

| | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 | \$107.40 |
| Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 |
| MWh (Venta)/Año | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | |

| CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|---|---------------|-----------------|-----------------|-----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energia) | | \$6649,200.00 | \$6849,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 | |
| (-) Bonos de Carbono | | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | |
| (-) Costo de Generación | | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | \$4296,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | \$2495,580.00 | \$2695,056.00 | \$2900,516.28 | \$3112,140.37 | \$3330,113.18 | \$3554,625.17 | \$3785,872.53 | \$4024,057.31 | \$4269,387.63 | \$4522,077.85 | \$4782,348.79 | \$5050,427.85 | \$5326,549.29 | \$5610,954.37 | \$5903,891.60 | |
| (-) Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos de administración | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) Gastos financieros | | \$1250,000.00 | \$1210,657.78 | \$1167,381.34 | \$1119,777.25 | \$1067,412.75 | \$1009,811.81 | \$946,450.77 | \$876,753.62 | \$800,086.76 | \$715,753.22 | \$622,986.32 | \$520,942.73 | \$408,694.78 | \$285,222.04 | \$149,402.02 | |
| (-) Amortización del Crédito | | \$393,422.21 | \$432,764.43 | \$476,040.88 | \$523,644.96 | \$576,009.46 | \$633,610.41 | \$696,971.45 | \$766,668.59 | \$843,335.45 | \$927,668.99 | \$1020,435.89 | \$1122,479.48 | \$1234,727.43 | \$1358,200.17 | \$1494,020.19 | |
| (-) Depreciación | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | |
| (-) Utilidad antes de impuestos | | \$352,157.79 | \$551,633.79 | \$757,094.07 | \$968,718.16 | \$1186,690.97 | \$1411,202.96 | \$1642,450.32 | \$1880,635.09 | \$2125,965.41 | \$2378,655.64 | \$2638,926.58 | \$2907,005.64 | \$3183,127.08 | \$3467,532.16 | \$3760,469.39 | |
| (-) Impuestos | | \$105,647.34 | \$165,490.14 | \$227,129.22 | \$290,615.45 | \$356,007.29 | \$423,360.89 | \$492,735.10 | \$564,190.53 | \$637,789.62 | \$713,596.69 | \$791,677.97 | \$872,101.69 | \$954,938.12 | \$1040,256.65 | \$1128,140.83 | |
| (+) Utilidad despues de impuestos | | \$246,510.45 | \$386,143.65 | \$529,965.65 | \$678,102.71 | \$830,683.68 | \$987,842.07 | \$1149,715.22 | \$1316,444.57 | \$1488,175.79 | \$1665,058.95 | \$1847,248.60 | \$2034,903.95 | \$2228,188.95 | \$2427,272.51 | \$2632,328.57 | |
| (+) Depreciación | | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | \$500,000.00 | |
| (+) Flujo a descontar | | \$746,510.45 | \$886,143.65 | \$1029,965.65 | \$1178,102.71 | \$1330,683.68 | \$1487,842.07 | \$1649,715.22 | \$1816,444.57 | \$1988,175.79 | \$2165,058.95 | \$2347,248.60 | \$2534,903.95 | \$2728,188.95 | \$2927,272.51 | \$3132,328.57 | |
| (-) Inversión Inicial | | -\$1250,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | -\$1250,000 | \$746,510.45 | \$886,143.65 | \$1029,965.65 | \$1178,102.71 | \$1330,683.68 | \$1487,842.07 | \$1649,715.22 | \$1816,444.57 | \$1988,175.79 | \$2165,058.95 | \$2347,248.60 | \$2534,903.95 | \$2728,188.95 | \$2927,272.51 | \$3132,328.57 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$678,645.87 | \$732,350.13 | \$773,828.59 | \$804,660.00 | \$826,249.87 | \$839,848.06 | \$846,564.76 | \$847,384.80 | \$843,180.62 | \$834,723.95 | \$822,696.32 | \$807,698.52 | \$790,259.16 | \$770,842.34 | \$749,854.56 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$1250,000 | -\$11821,354.13 | -\$11089,004.01 | -\$10315,175.42 | -\$9510,515.42 | -\$8684,265.55 | -\$7844,417.49 | -\$6997,852.73 | -\$6150,467.93 | -\$5307,287.31 | -\$4472,563.36 | -\$3649,867.05 | -\$2842,168.53 | -\$2051,909.37 | -\$1281,067.03 | -\$531,212.47 |

| | |
|-----------------|--------------------|
| YAN= | -531,212.47 |
| TIR= | 9.41% |
| PAYBACK= | --- |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 1.79 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 14320 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 300.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 4296000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 107.40 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.12. Pirolisis Lenta (Carbonización), 5MW, escenario optimista con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|----------------------------------|--------------------------------------|---|-----------------------|---|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario 'Base': Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | |
| Precio venta (US\$/MWh) | | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | |
| Costo Unitario (US\$/MWh) | | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | |
| Bonos Carbono (US\$/Ton) | | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | |
| MWh (Venta)/Año | | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| Tasa de Interes | | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| Impuestos | | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 |
| | Ingresos (Venta de Energía) | | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 | \$3989,520.00 |
| (+) | Bonos de Carbono | | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 |
| (-) | Costo de Generación | | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 |
| | Utilidad Bruta | | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 | \$2330,948.00 |
| (-) | Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) | Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Gastos financieros | | \$600,000.00 | \$581,115.73 | \$560,343.04 | \$537,493.08 | \$512,358.12 | \$484,709.67 | \$454,296.37 | \$420,841.74 | \$384,041.65 | \$343,561.54 | \$299,033.43 | \$250,052.51 | \$196,173.49 | \$136,906.58 | \$71,712.97 |
| | Amortizacion del Crédito | | \$188,842.66 | \$207,726.93 | \$228,499.62 | \$251,349.58 | \$276,484.54 | \$304,132.99 | \$334,546.29 | \$368,000.92 | \$404,801.02 | \$445,281.12 | \$489,809.23 | \$538,790.15 | \$592,669.17 | \$651,936.08 | \$717,129.69 |
| (-) | Depreciacion | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 |
| | Utilidad antes de impuestos | | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 | \$1302,105.34 |
| (-) | Impuestos | | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 | \$390,631.60 |
| | Utilidad despues de impuestos | | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 | \$911,473.74 |
| (+) | Depreciacion | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 |
| | Flujo a descontar | | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 |
| | Inversion Inicial | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | FLUJO NETO | | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 | \$1151,473.74 |
| | FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$1046,794.31 | \$951,631.19 | \$865,119.26 | \$786,472.06 | \$714,974.60 | \$649,976.91 | \$590,888.10 | \$537,171.00 | \$488,337.27 | \$443,942.97 | \$403,584.52 | \$366,895.02 | \$333,540.93 | \$303,219.02 | \$275,653.66 |
| | VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$6000,000 | -\$4953,205.69 | -\$4001,574.51 | -\$3136,455.24 | -\$2349,983.19 | -\$1635,008.59 | -\$985,031.69 | -\$394,143.59 | \$143,027.41 | \$631,364.68 | \$1075,307.65 | \$1478,892.17 | \$1845,787.19 | \$2179,328.11 | \$2482,547.14 |

| | |
|----------|-------------|
| VAN= | 2758,200.79 |
| TIR= | 17.45% |
| PAYBACK= | 8 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 2.18 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 17440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1744000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.67 |

| | |
|--------------------------------------|---------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.71119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.13. Combustión, 3MW, escenario base con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--|---|-----------------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (3MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista", Precio (venta) incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | \$72.67 | |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | |
| | | MWh (Venta)/Año | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | 24,000 | |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| C O N C E P T O | | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | | \$3989,520.00 | \$4109,205.60 | \$4232,481.77 | \$4359,456.22 | \$4490,239.91 | \$4624,947.10 | \$4763,695.52 | \$4906,606.38 | \$5053,804.58 | \$5205,418.71 | \$5361,581.27 | \$5522,428.71 | \$5688,101.57 | \$5858,744.62 | \$6034,506.96 | |
| (+ Bonos de Carbono) | | | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | \$85,428.00 | |
| (- Costo de Generación) | | | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | \$1744,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | | \$2330,948.00 | \$2450,633.60 | \$2573,909.77 | \$2700,884.22 | \$2831,667.91 | \$2966,375.10 | \$3105,123.52 | \$3248,034.38 | \$3395,232.58 | \$3546,846.71 | \$3703,009.27 | \$3863,856.71 | \$4029,529.57 | \$4200,172.62 | \$4375,934.96 | |
| (- Gastos de ventas) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (- Gastos de administración) | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | | \$600,000.00 | \$581,115.73 | \$560,343.04 | \$537,493.08 | \$512,358.12 | \$484,709.67 | \$454,296.37 | \$420,841.74 | \$384,041.65 | \$343,561.54 | \$299,033.43 | \$250,052.51 | \$196,173.49 | \$136,906.58 | \$71,712.97 | |
| Amortización del Crédito | | | \$188,842.66 | \$207,726.93 | \$228,499.62 | \$251,349.58 | \$276,484.54 | \$304,132.99 | \$334,546.29 | \$368,000.92 | \$404,801.02 | \$445,281.12 | \$489,809.23 | \$538,790.15 | \$592,669.17 | \$651,936.08 | \$717,129.69 | |
| (- Depreciación) | | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | | \$1302,105.34 | \$1421,790.94 | \$1545,067.11 | \$1672,041.56 | \$1802,825.25 | \$1937,532.44 | \$2076,280.86 | \$2219,191.72 | \$2366,389.91 | \$2518,004.05 | \$2674,166.61 | \$2835,014.05 | \$3000,686.91 | \$3171,329.96 | \$3347,092.30 | |
| (- Impuestos) | | | \$390,631.60 | \$426,537.28 | \$463,520.13 | \$501,612.47 | \$540,847.57 | \$581,259.73 | \$622,884.26 | \$665,757.52 | \$709,916.97 | \$755,401.22 | \$802,249.98 | \$850,504.22 | \$900,206.07 | \$951,398.99 | \$1004,127.69 | |
| Utilidad despues de impuestos | | | \$911,473.74 | \$995,253.66 | \$1081,546.97 | \$1170,429.09 | \$1261,977.67 | \$1356,272.71 | \$1453,396.60 | \$1553,434.21 | \$1656,472.94 | \$1762,602.84 | \$1871,916.63 | \$1984,509.84 | \$2100,480.84 | \$2219,930.97 | \$2342,964.61 | |
| (+ Depreciación) | | | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | \$240,000.00 | |
| Flujo a descontar | | | \$1151,473.74 | \$1235,253.66 | \$1321,546.97 | \$1410,429.09 | \$1501,977.67 | \$1596,272.71 | \$1693,396.60 | \$1793,434.21 | \$1896,472.94 | \$2002,602.84 | \$2111,916.63 | \$2224,509.84 | \$2340,480.84 | \$2459,930.97 | \$2582,964.61 | |
| Inversión Inicial | | | -\$6000,000 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | | -\$6000,000 | \$1151,473.74 | \$1235,253.66 | \$1321,546.97 | \$1410,429.09 | \$1501,977.67 | \$1596,272.71 | \$1693,396.60 | \$1793,434.21 | \$1896,472.94 | \$2002,602.84 | \$2111,916.63 | \$2224,509.84 | \$2340,480.84 | \$2459,930.97 | \$2582,964.61 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | | \$1046,794.31 | \$1020,870.79 | \$992,897.80 | \$963,342.05 | \$932,609.96 | \$901,054.33 | \$868,980.21 | \$836,650.29 | \$804,289.66 | \$772,090.08 | \$740,213.89 | \$708,797.39 | \$677,953.93 | \$647,776.71 | \$618,341.19 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | | -\$6000,000 | -\$4953,205.69 | -\$3932,334.90 | -\$2939,437.10 | -\$1976,095.05 | -\$1043,485.09 | -\$142,430.76 | \$726,549.45 | \$1563,199.75 | \$2367,489.40 | \$3139,579.49 | \$3879,793.38 | \$4588,590.77 | \$5266,544.70 | \$5914,321.41 | \$6532,662.60 |

| | |
|-----------------|--------------------|
| VAN= | 6532,662.60 |
| TIR= | 23.65% |
| PAYBACK= | 7 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 3 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 24000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 2.18 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 17440 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 1744000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.67 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.14. Combustión, 3MW, escenario optimista con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------|--------------------------------------|---|-----------------------|---|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Base", Precio (venta) constante | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 | \$166.23 |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 |
| | | MWh (Venta)/Año | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | CONCEPTO | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| | Ingresos (Venta de Energia) | | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 | \$6649,200.00 |
| (+) | Bonos de Carbono | | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 |
| (-) | Costo de Generación | | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 |
| | Utilidad Bruta | | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 | \$3887,580.00 |
| (-) | Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| (-) | Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Gastos financieros | | \$1000,000.00 | \$968,526.22 | \$933,905.07 | \$895,821.80 | \$853,930.20 | \$807,849.44 | \$757,160.61 | \$701,402.90 | \$640,069.41 | \$572,602.57 | \$498,389.05 | \$416,754.18 | \$326,955.82 | \$228,177.63 | \$119,521.62 | |
| | Amortizacion del Crédito | | \$314,737.77 | \$346,211.55 | \$380,832.70 | \$418,915.97 | \$460,807.57 | \$506,888.32 | \$557,577.16 | \$613,334.87 | \$674,668.36 | \$742,135.20 | \$816,348.71 | \$897,983.59 | \$987,781.95 | \$1086,560.14 | \$1195,216.15 | |
| (-) | Depreciacion | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 |
| | Utilidad antes de impuestos | | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 | \$2172,842.23 |
| (-) | Impuestos | | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 | \$651,852.67 |
| | Utilidad despues de impuestos | | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 | \$1520,989.56 |
| (+) | Depreciacion | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 |
| | Flujo a descontar | | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 |
| | Inversión Inicial | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | FLUJO NETO | | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 | \$1920,989.56 |
| | FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | \$1746,354.15 | \$1587,594.68 | \$1443,267.89 | \$1312,061.72 | \$1192,783.38 | \$1084,348.53 | \$985,771.39 | \$896,155.81 | \$814,687.10 | \$740,624.63 | \$673,295.12 | \$612,086.47 | \$556,442.25 | \$505,856.59 | \$459,869.63 | \$411,999.34 |
| | VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | -\$8253,645.85 | -\$6666,051.17 | -\$5222,783.28 | -\$3910,721.57 | -\$2717,938.19 | -\$1633,589.66 | -\$647,818.27 | \$248,337.54 | \$1063,024.64 | \$1803,649.27 | \$2476,944.39 | \$3089,030.87 | \$3645,473.12 | \$4151,329.71 | \$4611,199.34 | \$4611,199.34 |

| | |
|-----------------|--------------------|
| VAN= | 4611,199.34 |
| TIR= | 17.50% |
| PAYBACK= | 8 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energia anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.63 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 29040 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2904000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.60 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 0 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.15. Combustión, 5MW, escenario base con bonos de carbono.

| | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|--|---|-----------------------|---|----------------|----------------|----------------|---------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|---------------|
| Información Básica | | Combustión sin Recuperación (5MW). | Plazo: 15 Años | Escenario "Optimista". Precio (venta) Incrementa 3% anualmente | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Precio venta (US\$/MWh) | \$166.23 | \$171.22 | \$176.35 | \$181.64 | \$187.09 | \$192.71 | \$198.49 | \$204.44 | \$210.58 | \$216.89 | \$223.40 | \$230.10 | \$237.00 | \$244.11 | \$251.44 | |
| | | Costo Unitario (US\$/MWh) | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | \$72.60 | |
| | | Bonos Carbono (US\$/Ton) | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | \$5.00 | |
| | | MWh (Venta)/Año | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | 40,000 | |
| | | Tasa de Interes | 10% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | Impuestos | 30% | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | CALCULO DEL VAN Y TIR | | | | | | | | | | | | | | | | |
| CONCEPTO | | 0 | AÑO | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15 | |
| Ingresos (Venta de Energía) | | | \$6649,200.00 | \$6848,676.00 | \$7054,136.28 | \$7265,760.37 | \$7483,733.18 | \$7708,245.17 | \$7939,492.53 | \$8177,677.31 | \$8423,007.63 | \$8675,697.85 | \$8935,968.79 | \$9204,047.85 | \$9480,169.29 | \$9764,574.37 | \$10057,511.60 | |
| Bonos de Carbono | | | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | \$142,380.00 | |
| Costo de Generación | | | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | \$2904,000.00 | |
| Utilidad Bruta | | | \$3887,580.00 | \$4087,056.00 | \$4292,516.28 | \$4504,140.37 | \$4722,113.18 | \$4946,625.17 | \$5177,872.53 | \$5416,057.31 | \$5661,387.63 | \$5914,077.85 | \$6174,348.79 | \$6442,427.85 | \$6718,549.29 | \$7002,954.37 | \$7295,891.60 | |
| Gastos de ventas | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos de administracion | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Gastos financieros | | | \$1,000,000.00 | \$968,526.22 | \$933,905.07 | \$895,821.80 | \$853,930.20 | \$807,849.44 | \$757,160.61 | \$701,402.90 | \$640,069.41 | \$572,602.57 | \$498,389.05 | \$416,754.18 | \$326,955.82 | \$228,177.63 | \$119,521.62 | |
| Amortizacion del Crédito | | | \$314,737.77 | \$346,211.55 | \$380,832.70 | \$418,915.97 | \$460,807.57 | \$506,888.32 | \$557,577.16 | \$613,334.87 | \$674,668.36 | \$742,135.20 | \$816,348.71 | \$897,983.59 | \$987,781.95 | \$1,086,560.14 | \$1,195,216.15 | |
| Depreciacion | | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | |
| Utilidad antes de impuestos | | | \$2172,842.23 | \$2372,318.23 | \$2577,778.51 | \$2789,402.60 | \$3007,375.41 | \$3231,887.41 | \$3463,134.76 | \$3701,319.54 | \$3946,649.86 | \$4199,340.09 | \$4459,611.02 | \$4727,690.08 | \$5003,811.52 | \$5288,216.60 | \$5581,153.83 | |
| Impuestos | | | \$651,852.67 | \$711,695.47 | \$773,333.55 | \$836,820.78 | \$902,212.62 | \$969,566.22 | \$1,038,940.43 | \$1,110,395.86 | \$1,183,994.96 | \$1,259,802.03 | \$1,337,883.31 | \$1,418,307.03 | \$1,501,143.46 | \$1,586,464.98 | \$1,674,346.15 | |
| Utilidad despues de impuestos | | | \$1520,989.56 | \$1660,622.76 | \$1804,444.96 | \$1952,581.82 | \$2105,162.79 | \$2262,321.18 | \$2424,194.33 | \$2590,923.68 | \$2762,654.90 | \$2939,538.06 | \$3121,727.71 | \$3309,383.06 | \$3502,668.06 | \$3701,751.62 | \$3906,807.68 | |
| Depreciacion | | | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | \$400,000.00 | |
| Flujo a descontar | | | \$1920,989.56 | \$2060,622.76 | \$2204,444.96 | \$2352,581.82 | \$2505,162.79 | \$2662,321.18 | \$2824,194.33 | \$2990,923.68 | \$3162,654.90 | \$3339,538.06 | \$3521,727.71 | \$3709,383.06 | \$3902,668.06 | \$4101,751.62 | \$4306,807.68 | |
| Inversión Inicial | | | -\$10,000.00 | | | | | | | | | | | | | | | |
| FLUJO NETO | | | -\$10,000.00 | \$1920,989.56 | \$2060,622.76 | \$2204,444.96 | \$2352,581.82 | \$2505,162.79 | \$2662,321.18 | \$2824,194.33 | \$2990,923.68 | \$3162,654.90 | \$3339,538.06 | \$3521,727.71 | \$3709,383.06 | \$3902,668.06 | \$4101,751.62 | \$4306,807.68 |
| FLUJO NETO ACTUAL A DESCONTAR | | | \$1746,354.15 | \$1702,994.02 | \$1656,232.12 | \$1606,845.04 | \$1555,508.99 | \$1502,810.90 | \$1449,258.25 | \$1395,287.97 | \$1341,274.41 | \$1287,536.49 | \$1234,344.08 | \$1181,923.76 | \$1130,463.92 | \$1080,119.40 | \$1031,015.52 | |
| VALOR ACTUAL NETO (VAN) | | | -\$8253,645.85 | -\$6550,651.83 | -\$4894,419.71 | -\$3287,574.67 | -\$1732,065.68 | -\$229,254.78 | \$1220,003.47 | \$2615,291.44 | \$3956,565.85 | \$5244,102.34 | \$6478,446.42 | \$7660,370.18 | \$8790,834.10 | \$9870,953.50 | \$10901,969.02 | |

| | |
|-----------------|--------------|
| VAN= | 10901,969.02 |
| TIR= | 23.66% |
| PAYBACK= | 7 años |

| | |
|------------------------------|----------|
| Potencia instalada (MW) | 5 |
| Utilización anual (horas) | 8000 |
| Venta de energía anual (MWh) | 40000.00 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| Consumo de biomasa (Ton/h) | 3.63 |
| Consumo de biomasa anual (Ton) | 29040 |
| Costo de generación (US\$/Ton) | 100.00 |
| Costo anual de generación (US\$) | 2904000.00 |
| Costo unitario (US\$/MWh) | 72.60 |

| | |
|--------------------------------------|--------|
| Precio de venta (US\$/MWh) | 166.23 |
| Incremento anual precio de venta (%) | 3 |
| Línea base (Ton CO2 / MWh) | 0.7119 |
| Precio bonos de carbono (US\$/Ton) | 5 |

Fig. 6.16. Combustión, 5MW, escenario optimista con bonos de carbono.

A continuación se presenta la comparación entre todas las alternativas, incluyendo los ingresos por venta de bonos de carbono; exceptuando la generación térmica, para la cual no aplica:

- Planta de 3MW, escenario base con bonos de carbono

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|-------------------------|----------------|------------|-----------------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 15,000,000.00 | -10,749,408.29 | -6.52% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 7,500,000.00 | -4,169,858.57 | -1.62% | --- |
| Combustión | 6,000,000.00 | 2,758,200.79 | 17.48% | 8 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 4,500,000.00 | -6037,279.91 | #¡DIV/0! | --- |

- Planta de 3MW, escenario optimista con bonos de carbono

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|-------------------------|--------------|------------|-----------------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 15,000,000.00 | -6,892,254.7 | 2.33% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 7,500,000.00 | -395,396.76 | 9.27% | --- |
| Combustión | 10,000,000.00 | 6,532,662.60 | 23.65% | 7 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 4,500,000.00 | -1594,041.15 | 5.75% | --- |

- Planta de 5MW, escenario base con bonos de carbono

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|-------------------------|----------------|------------|-----------------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generador tipo "A". | 25,000,000.00 | -17,875,114.72 | -6.47% | --- |
| Pirolisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generador tipo "A" | 12,500,000.00 | -6,821,982.15 | -1.34% | --- |
| Combustión | 10,000,000.00 | 4,611,199.34 | 17.50% | 8 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 7,500,000.00 | -10062,133.18 | #¡DIV/0! | --- |

- Planta de 5MW, escenario optimista con bonos de carbono

| Alternativa | Inversión (US\$) | VAN | TIR | Payback (años) |
|--|-------------------------|----------------|------------|-----------------------|
| Gasificación por Plasma con Motor-generator tipo "A". | 25,000,000.00 | -11,457,240.71 | 2.35% | --- |
| Pirólisis Lenta (Carbonización) con Gasificador de Carbón y Motor-generator tipo "A" | 12,500,000.00 | -531,212.47 | 9.41% | --- |
| Combustión | 10,000,000.00 | 10,901,969.02 | 23.66% | 7 años |
| Generación utilizando Hidrocarburos (Fuel-Oil) | 7,500,000.00 | -2656,735.25 | 5.75% | --- |

Los "Payback" marcados como "---" corresponden a alternativas cuya inversión no se recupera en el período de análisis.

Las TIR marcadas como "#¡DIV/0!" corresponden a alternativas cuya tasa es menor que el valor negativo de la tasa de interés, por ende no se recupera la inversión en el período de análisis.

Como se puede apreciar en los datos presentados, los ingresos por bonos de carbono no son tan significativos como para que los procesos de generación con Plasma, Pirólisis e Hidrocarburos sean económicamente viables, debido a que no generan valor.

Para el caso de la combustión, se puede apreciar un ligero incremento tanto en el VAN como en la TIR, en todos los escenarios, así como una disminución de un año en los "Payback" del escenario base tanto para 3 como para 5 MW.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 7. ANÁLISIS DE RESULTADOS

7.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN

En el gráfico de la Fig. 7.1 se muestran los montos de inversión estimados para la construcción de una planta de 3 MW para cada alternativa. En el mismo se puede observar que la alternativa que requiere mayor inversión corresponde a la gasificación por plasma (15 millones de dólares), y la que requiere menor inversión es la alternativa de generación con hidrocarburos (4.5 millones de dólares).

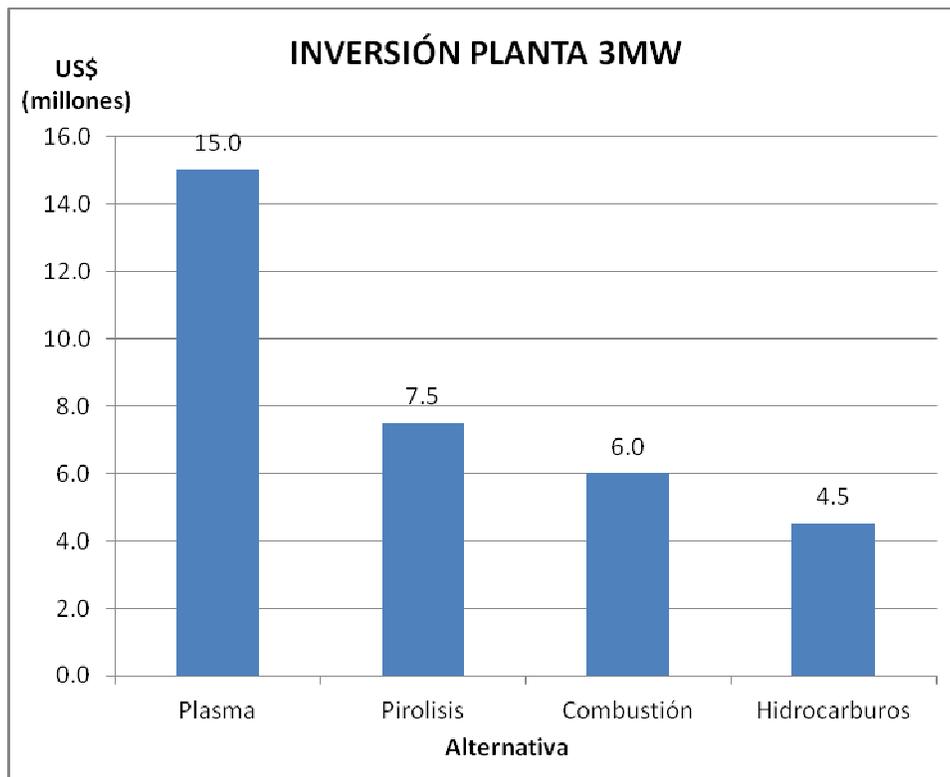


Fig. 7.1. Gráfico de inversión estimada para plantas de 3 MW

En el gráfico de la Fig. 7.2 se muestran los montos de inversión estimados para la construcción de una planta de 5 MW para cada alternativa. En el mismo se puede observar que la alternativa que requiere mayor inversión corresponde a la gasificación por plasma (25 millones de dólares), y la que requiere menor inversión es la alternativa de generación con hidrocarburos (7.5 millones de dólares).

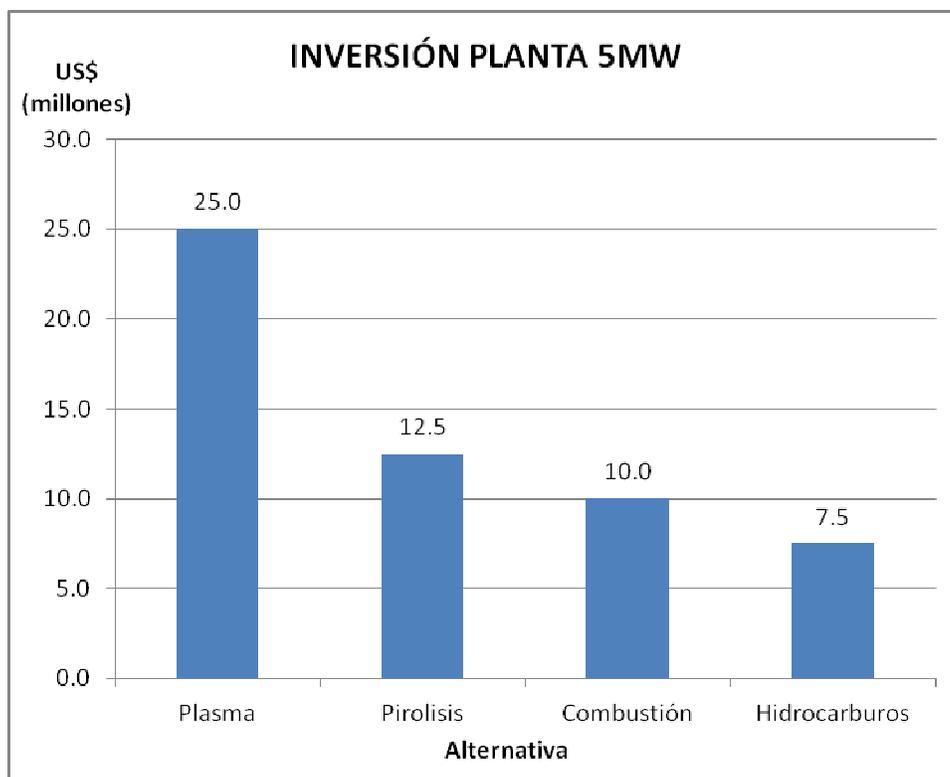


Fig. 7.2. Gráfico de inversión estimada para plantas de 5 MW

7.2 ANÁLISIS DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

En los datos obtenidos puede observarse que de todas las alternativas de generación con biomasa analizadas, únicamente la alternativa de combustión presenta valores de VAN (para 3 y 5MW) superiores a cero, es decir que generan valor.

Al igual que sucede con el VAN, de todas las alternativas de generación con biomasa, solamente la alternativa de “*combustión*” presenta valores de la TIR mayores que la tasa de corte. Por ende, y según las consideraciones del análisis presentado, dicha alternativa es la única que permite recuperar la inversión durante el período de análisis, tanto para 3 como para 5 MW.

Los beneficios económicos estimados por la venta de bonos de carbono, a pesar de que mejoran las condiciones financieras para cada una de las alternativas, no modifican el análisis expresado en el párrafo anterior.

La alternativa de generación utilizando hidrocarburos (Fuel-Oil) presenta valores de VAN negativos para todos los escenarios analizados, tanto para 3 como para 5 MW. De igual manera todas las TIR obtenidas presentan valores menores a la tasa de corte, por lo que ninguna alternativa permite recuperar la inversión durante el período de análisis.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 8. CONCLUSIONES

8.1 CONCLUSIONES

- Las tecnologías de transformación termoquímica (Combustión, Gasificación y Pirolisis) y sus modelos derivados (gasificación por plasma, pirolisis rápida, etc.) con productos finales como vapor, gas de síntesis, carbón vegetal, aceites y otros gases combustibles, presentan mayor potencial de desarrollo (a nivel industrial) para aplicaciones energéticas de generación de calor y electricidad a gran escala, a través de la operación de plantas termoeléctricas diseñadas para tal fin; siendo “*La biomasa lignocelulósica*” (cultivos energéticos, biomasa forestal y residual) la materia prima fundamental a ser utilizada en dichos procesos de transformación.
- Referente a la utilización energética de la biomasa forestal, en nuestro país, ésta principalmente se emplea para consumo en el sector doméstico (rural), para suplir las necesidades energéticas primarias, seguido del sector industrial. De acuerdo a los datos de la fig.1.7 (**BUN-CA, 2002**), capítulo 1, un porcentaje total anual del 55% es el valor de conversión de biomasa en energía, por lo que existe un porcentaje considerable de biomasa (45%) que podría ser aprovechado para generación de energía eléctrica.
- Actualmente, la generación de energía eléctrica a partir de biomasa en el país está representada principalmente por los ingenios azucareros. Son estas entidades las que poseen la infraestructura para generación y las que por medio de la zafra anual suplen sus necesidades energéticas y venden el excedente por el procesamiento del bagazo de caña y otra biomasa residual, como inyección al sistema energético nacional. Sin embargo, datos mostrados en la figuras 1.17, 1.18 y 1.19 (Fuente: www.siget.gob.sv), capítulo 1, indican que es un porcentaje muy pequeño (3.1%) el que se aporta anualmente a la demanda energética del país; así también, en comparación con tecnologías de procesamiento similar, como los generadores térmicos, la infraestructura total de potencia instalada para generación por biomasa es pequeña (6.4%) comparada con el sector térmico (47.3%). Por lo anterior, es necesario incentivar, a nivel de legislación nacional y a través de programas de financiamiento, el desarrollo de tecnologías de generación eléctrica a partir de biomasa forestal, con el objetivo de reducir la tendencia al uso de hidrocarburos y posibilitar la reducción de contaminantes como el CO₂.
- De acuerdo a los cuadros resumen de las figuras 2.37 y 2.38, capítulo 2, la tecnología de “*Combustión*” es la que actualmente posee mayor desarrollo a nivel de equipos, procesos industriales y generación eléctrica, y también la que posee menos complejidad y un alto grado de aplicación en el país, para la implementación de plantas de generación dentro del rango de estudio (3– 5 MWe).
- Las tecnologías más eficientes para el rango de estudio propuesto (3-5 MWe), con base en lo expuesto en el capítulo 4, según los porcentajes de eficiencia con y sin recuperación térmica, son:

1. Tecnología de "Gasificación de biomasa por plasma y motor-generator tipo "A"", con un porcentaje aproximado del **36%** (sin recuperación térmica) y del **77%** (con recuperación térmica).
2. Tecnología de "Pirolisis lenta (carbonización) con gasificador de carbón y motor-generator tipo "A"", con un porcentaje aproximado del **33%** (sin recuperación térmica) y del **71%** (con recuperación térmica).
3. Tecnología de "Combustión (caldera de biomasa y turbogenerador)", con un porcentaje aproximado del **33%** (sin recuperación térmica) y del **69%** (con recuperación térmica).

Y, con base en el procesamiento de biomasa, en T/h, son:

1. La tecnología de Pirolisis lenta (carbonización), con gasificador de carbón y motor-generator tipo "A", con el menor consumo, procesando **1.08 T/h** (3 MWe) y **1.79 T/h** (5MWe).
 2. La tecnología de Gasificación de biomasa por plasma y motor-generator tipo "A", procesando **1.93 T/h** (3 MWe) y **3.21** (5 MWe).
 3. La tecnología de Combustión, por caldera de biomasa y turbogenerador, procesando **2.18 T/h** (3 MWe) y **3.63 T/h** (5 MWe).
- En El Salvador, bajo las condiciones del mercado eléctrico actual, a pesar de que la alternativa de Gasificación de biomasa por plasma y motor-generator tipo "A" resulta ser la de mayor eficiencia, económicamente se tiene que la alternativa de Combustión mediante caldera de biomasa y turbogenerador representa ser la mejor opción, dado que es la única que genera valor y permite recuperar la inversión en períodos de 7 y 9 años, según el tamaño de la planta (5 y 3 MW, respectivamente), tanto para el escenario base como para el optimista.
 - Con base en el análisis comparativo entre la alternativa de Generación utilizando hidrocarburos (Fuel-Oil) y la alternativa de Combustión mediante caldera de biomasa y turbogenerador, esta última resulta ser la mejor opción, tanto económica como ambientalmente, debido a que con la primera ni siquiera se recupera la inversión durante el período de análisis.
 - Con base en el análisis de resultados realizado en el capítulo 7, se concluye que las plantas con tecnología de "combustión de biomasa" son las que presentan factibilidad para desarrollo y operación, porque permiten la recuperación de la inversión durante el período de estudio propuesto (15 años), tanto para los rangos de 3 y 5 MWe.
 - Bajo las condiciones actuales de desarrollo de las tecnologías (capítulo 1 y 2) y de acuerdo al análisis de resultados financieros (capítulos 5 y 7), las tecnologías como la gasificación, la pirolisis y el plasma todavía no son económicamente rentables para ser aplicadas a generación eléctrica en El Salvador.
 - De acuerdo a los resultados del análisis económico, se obtienen valores de TIR prácticamente iguales para plantas de generación por combustión de 3 y 5 MWe. Pero, considerando que se cuenta con un 45% de recurso disponible para materia prima y con el objetivo de promover la generación bioeléctrica en el país, ya que de acuerdo a los datos presentados por organismos como SIGET (capítulo 1), en donde se muestra que la generación de electricidad a partir de biomasa es baja (3.1%), en comparación con la generación térmica (47%), deberá promoverse el desarrollo del modelo de la planta de combustión de biomasa buscando el máximo rango posible de generación; es decir, el tamaño de planta más conveniente es el de 5 MWe. No obstante, la implementación de plantas de 3 MWe puede desarrollarse con el objeto de sustituir gradualmente, en los años venideros, la generación térmica; y su vez, beneficiar al país tanto económica como ambientalmente con la reducción en el consumo de hidrocarburos y en la emisión de contaminantes, como el CO₂.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 9. RECOMENDACIONES

9.1 RECOMENDACIONES

Con base en los resultados obtenidos, las lecciones aprendidas y con el propósito de ampliar el alcance del tema abordado en el presente trabajo de graduación, se recomienda:

- Realizar en futuros trabajos, estudios de evaluación de las materias primas para combustión, considerando tipos de cultivos energéticos, viabilidad y costo de explotación de la biomasa forestal.
- Evaluar en futuros análisis, los beneficios ambientales (no económicos) para cada una de las alternativas propuestas en este estudio, determinando si dichos beneficios podrían hacer viable el desarrollo y la operación de alguna(s) de ella(s) por medio de la puesta en marcha de plantas de generación bioeléctrica en el país.
- Utilizar en base a futuros desarrollos, modelos de simulación por computadora de la planta de biomasa para generación eléctrica, con el objetivo de determinar con mayor facilidad el grado de operatividad, dimensionamiento de componentes y eficiencia final de la planta.
- Elaborar un estudio de factibilidad para la generación de electricidad por medio de la tecnología de "*Combustión mediante caldera de biomasa y turbogenerador*" en El Salvador, con el objeto de evaluar proyectos de generación que pueden ser desarrollados en el país a mediano plazo.

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 10. GLOSARIO Y FUENTES DE REFERENCIA

10.1 GLOSARIO

- Agente gasificante: dentro del proceso de gasificación, es un gas o mezcla de ellos que aporta calor para iniciar las reacciones y el oxígeno.
- Antorcha de Plasma: es una antorcha aplicada al material orgánico o inorgánico, que utiliza gas y poderosos electrodos para crear “plasma”, en la reacción las moléculas se rompen a través del proceso de *disociación molecular* y los remanentes son componentes elementales de las moléculas.
- Bar: unidad de presión equivalente a un millón de barias, aproximadamente igual a una atmósfera (1 atm).
- Basalto: roca ígnea volcánica de color oscuro, rica en silicatos de magnesio y hierro, y bajo contenido en sílice. En ocasiones, el basalto puede presentarse en forma de vidrio, con muy pocos cristales o sin ellos.
- Biocombustible: mezcla de hidrocarburos que se utiliza como combustible en los motores de combustión interna y que se deriva de la biomasa, materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía.
- Biogás: gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos (bacterias metanogénicas, etc.) y otros factores, en ausencia de oxígeno.
- Biomasa: término utilizado para describir la materia orgánica, no fosilizada, originada en un proceso biológico espontáneo o provocado, utilizada como fuente de energía.
- Caldera: es una máquina o dispositivo diseñado para generar vapor. Este vapor se genera a través de una transferencia de calor a presión constante, en la cual el fluido, originalmente en estado líquido, se calienta y cambia de estado.
- Caldera de lecho fluidizado: tipo de caldera en la que el lecho de partículas de carbón y caliza se encuentra en suspensión en la corriente de gases de combustión, comportándose todo el conjunto como un fluido. Existen tres tipos: Burbujeante, Circulante y Presurizado.
- CaO: es un compuesto químico conocido como óxido de calcio, cal o cal viva.
- Carbonización: proceso de pirolisis convencional para la producción de carbón vegetal.
- Carburo: mezcla química de nueve partes de gasolina sin plomo y una de alcohol (etílico o metílico), utilizada para abaratar costos de carburantes de motores.
- Ciclo combinado: es la co-existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno cuyo fluido de trabajo es el vapor de agua y otro cuyo fluido de trabajo es un gas producto de una combustión.
- Ciclo de Rankine: ciclo termodinámico que tiene como objetivo la conversión de calor en trabajo, constituyendo lo que se denomina un ciclo de potencia.

Como cualquier otro ciclo de potencia, su eficiencia está acotada por la eficiencia termodinámica de un ciclo de Carnot que operase entre los mismos focos térmicos.

- Ciclón o separador ciclónico: dispositivo para retirar partículas del aire, gas o flujo de líquido, sin el uso de un filtro de aire, utilizando un vórtice para la separación. Los efectos de rotación y la gravedad son usados para separar mezclas de sólidos y fluidos.
- Cogeneración: procedimiento mediante el cual se obtiene simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil (vapor, agua caliente sanitaria). Mediante la cogeneración se aumenta la eficiencia energética de un único proceso, ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica.
- Combustión: proceso termoquímico caracterizado por una reacción de oxidación, en la cual se desprende una gran cantidad de energía, en forma de calor y luz. En toda combustión existe un elemento que arde (combustible) y otro que produce la combustión (comburente), generalmente oxígeno en forma de O_2 gaseoso.
- Combustor ciclónico: Caracterizado por un cuerpo cilíndrico de doble pared, paredes internas de recubrimiento refractario, entradas de aire/combustible axiales y tangenciales, y medios de drenaje de escorias.
- Condición subestequiométrica: condición de oxidación parcial en una reacción termoquímica que se produce cuando una mezcla (aire-combustible), con defecto, se quema parcialmente en un reformador, creando un gas sintético rico en hidrógeno, que luego puede ser usado para diversos fines.
- Coque de pirólisis: es un residuo carbonoso consistente en carbono casi puro, unido a cualquier material inerte que puede ser utilizado como combustible o para la producción de carbón activo.
- Cultivos energéticos: son plantaciones de crecimiento rápido que se realizan con el propósito específico de producir energía en alguna de sus tipologías: térmica, eléctrica o mediante su transformación en biocarburantes.
- Cultivos dendroenergéticos: cultivos en altas densidades de espacio, que permiten maximizar la obtención de biomasa, la cual puede orientarse a producir calor, electricidad y biocombustibles.
- Desorbedor: equipo utilizado para limpieza de partículas del gas de síntesis.
- Dioxina: compuestos químicos obtenidos a partir de procesos de combustión que implican al cloro. El término se aplica indistintamente a las policlorodibenzofuranos (PCDF) y las policlorodibenzodioxinas (PCDD).
- Disociación molecular: proceso general en el cual complejos, moléculas o sales se separan en moléculas más pequeñas, iones o radicales, usualmente de manera reversible.
- Eficiencia energética: Es la relación entre la energía obtenida (energía útil) y la energía suministrada o consumida por el proceso.
- Energía calorífica: energía liberada en forma de calor, obtenida mediante procesos como la combustión.
- Entalpía específica: magnitud termodinámica, simbolizada con la letra H mayúscula, cuya variación expresa una medida de la cantidad de energía absorbida o cedida por un sistema termodinámico, es decir, la cantidad de energía que un sistema puede intercambiar con su entorno.
- Esterificación: proceso por el cual se sintetiza un éster. Un éster es un compuesto derivado formalmente de la reacción química entre un ácido carboxílico y un alcohol.

- Etanol: conocido como alcohol etílico, es un alcohol que se presenta en condiciones normales de presión y temperatura como un líquido incoloro e inflamable, con un punto de ebullición de 78°C.
- Furano: es un compuesto orgánico heterocíclico, se caracteriza por ser un líquido claro, incoloro, altamente inflamable y muy volátil, con un punto de ebullición cercano al de la temperatura ambiente. Es tóxico y puede ser carcinógeno.
- Gas de síntesis: es un combustible gaseoso obtenido a partir de sustancias ricas en carbono (hulla, carbón, coque, nafta, biomasa) sometidas a un proceso químico a alta temperatura. Contiene cantidades variables de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).
- Gasificación: proceso termoquímico en el que un sustrato carbonoso (carbón, biomasa, plástico) es transformado en un gas combustible mediante una serie de reacciones que ocurren en presencia de un agente gasificante (aire, oxígeno, vapor de agua o hidrógeno).
- Gasificación BIGCC: tipo de proceso de gasificación que integra un ciclo combinado.
- Gasificador de biomasa: reactor termo-químico donde tienen lugar varios procesos físicos y químicos complejos en donde la biomasa es secada, calentada, pirolizada, parcialmente oxidada y reducida en este reactor cuando ella fluye a través de él.
- Hidrólisis: reacción química entre una molécula de agua y otra molécula, en la cual la molécula de agua se divide y sus átomos pasan a formar parte de otra especie química. Esta reacción es importante por el gran número de contextos en los que el agua actúa como disolvente.
- Ingenio Azucarero: Conjunto de instalaciones industriales dedicadas a la molienda y procesamiento de la caña de azúcar, para producir sacarosa o azúcar de caña.
- Joule (J): unidad derivada del Sistema Internacional utilizada para medir energía, trabajo y calor.
- Lecho fijo: medio en el cual las partículas permiten el paso tortuoso del fluido sin separarse una de otras, manteniendo constante la fracción de vacío en el lecho (porosidad).
- Lecho fluidizado: proceso por el cual una corriente ascendente de fluido (líquido, gas o ambos), se utiliza para suspender partículas sólidas. Al conjunto de partículas fluidizadas se le denomina también "*lecho fluidizado*".
- Lecho móvil: medio en el cual las partículas siguen un movimiento en función de la dirección de los flujos de agente gasificante y combustible dentro de un reactor.
- Lignocelulosa: principal componente de la pared celular de las plantas, esta biomasa producida por la fotosíntesis es la fuente de carbono renovable más abundante para ser utilizada en procesos de transformación termoquímica y generación de energía.
- Metanol: El compuesto químico también conocido como alcohol metílico o alcohol de madera, es el alcohol más sencillo. A temperatura ambiente se presenta como un líquido ligero (de baja densidad), incoloro, inflamable y tóxico que se emplea como anticongelante, disolvente y combustible. Su fórmula química es CH₃OH (CH₄O).
- Motor alternativo: es un motor térmico en el que los gases resultantes de un proceso de combustión empujan un émbolo o pistón, desplazándolo en el interior de un cilindro y haciendo girar un cigüeñal, obteniendo finalmente un movimiento de rotación.
- Motor de combustión interna: motor a explosión o motor a pistón, es un tipo de máquina que obtiene energía mecánica directamente de la energía química de un combustible que arde dentro de una cámara de combustión.

- Payback: se define como el tiempo que demora el proyecto en generar los flujos (a valor presente) suficientes para la recuperación de la inversión inicial.
- Peletización: proceso que consiste en la aglomeración del mineral finamente molido o un concentrado por la adición de aglomerantes, como el caso de la bentonita y determinada cantidad de agua, para darle forma de partículas esféricas (Pellas verdes) las cuales son endurecidas por cocción en hornos rotatorios.
- Pirólisis: proceso termoquímico caracterizado por la descomposición química de materia orgánica y todo tipo de materiales, causada por el calentamiento en ausencia de oxígeno.
- Plasma: estado fluido de la materia similar al estado gaseoso, pero en el que determinada proporción de sus partículas están cargadas eléctricamente y no poseen equilibrio electromagnético, por lo que es un buen conductor eléctrico y sus partículas responden fuertemente a las interacciones electromagnéticas de largo alcance.
- Poder Calorífico Inferior (PCI): es la cantidad total de calor desprendido en la combustión completa de una unidad de volumen de combustible, sin contar la parte correspondiente al calor latente del vapor de agua generado en la combustión.
- Precipitador electrostático: son dispositivos que se utilizan para atrapar partículas mediante su ionización, atrayéndolas por una carga electrostática inducida. Se emplean para reducir la contaminación atmosférica producida por humos y otros desechos industriales gaseosos, especialmente en las fábricas que funcionan con combustibles fósiles.
- Proceso de co-combustión: la co-combustión es una tecnología que permite la combustión simultánea de carbón y biomasa, aplicado a procesos de generación eléctrica.
- Proceso isentrópico: es aquel en el que la entropía del fluido que forma el sistema permanece constante.
- Protocolo de Kyoto: es un protocolo de la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático), y un acuerdo internacional que tiene por objetivo reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global, tales como el dióxido de carbono (CO_2), gas metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O), además de tres gases industriales fluorados: Hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y Hexafluoruro de azufre (SF_6), en un porcentaje aproximado de al menos un 5%, dentro del período que va desde el año 2008 al 2012.
- Reactor de hidrólisis: tipo de reactor en donde se produce la reacción de hidrólisis.
- Recuperación térmica: proceso de recuperación del calor residual en turbinas de vapor, motores de combustión interna y en turbinas de gas, para reutilizarlo en el proceso de transformación o generación.
- Rendimiento: es un coeficiente o ratio adimensional calculado como el cociente de la energía producida (en un ciclo de funcionamiento) y la energía suministrada a la máquina (para que logre completar el ciclo).
- Residuo carbonáceo: es la cantidad de material, en % de peso, que queda tras someter una muestra de aceite a evaporación y pirólisis (altas temperaturas).
- SiO_2 : es un compuesto de silicio y oxígeno, llamado comúnmente sílice. Es uno de los componentes de la arena.
- Slag: residuo vitrificado del proceso de gasificación por plasma.
- TIR: es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, definida como el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de una inversión.

- Transesterificación: proceso de intercambiar el grupo alcoxi de un éster por otro alcohol. Estas reacciones son frecuentemente catalizadas mediante la adición de un ácido o una base.
- Turbina de vapor multietapa: tipo de turbina en donde el vapor se expande progresivamente en varias etapas. Estas turbinas presentan la ventaja de realizar extracciones o tomas de vapor a presiones intermedias entre la entrada y la salida, así como un mejor rendimiento energético.
- VAN: también conocido como valor actualizado neto, es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.
- Volatilización: es el cambio de estado que ocurre cuando una sustancia pasa del estado sólido al gaseoso, por aumento de la temperatura, sin pasar por el estado líquido intermedio.

10.2 FUENTES DE REFERENCIA

- Documento: “Manuales de Energías Renovables: Biomasa”, Biomass Users Network Centro América, BUN-CA, <http://www.bun-ca.org/publicaciones/BIOMASA.pdf>
- Tópico y fuentes: “Energía de la Biomasa”, http://es.wikipedia.org/wiki/Energ%C3%ADa_de_la_biomasa
- Sitio Web del Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), <http://www.ciemat.es/portal.do?IDR=184&TR=C>
- Documento (presentación): “Seminario Técnico: Situación Actual de la Biomasa y Tendencias de Futuro: Recursos, Tecnologías, Mercados y Políticas”, Asociación de Ingenieros Técnicos Forestales, http://www.forestales.net/archivos/jornadas/Folleto_seminario.pdf
- Documento: “Energía de la Biomasa”, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA), Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Gobierno de España, http://www.idae.es/index.php/mod.documentos/mem.descarga?file=/documentos_10374_Energia_de_la_biomasa_07_b954457c.pdf
- Documento: “Diseño de una central de biomasa de 1MW ampliable a 2MW”, Departamento de Ingeniería Electrónica, Eléctrica y Automática, Universidad de Rovira I Virgili
Alumno: Gerardo Aldoma Peña, Director: Luí Massagues Vidal
<https://sauron.etse.urv.es/public/PROPOSTES/pub/pdf/1531res.pdf>
- Documento: “Estudio Técnico-Económico de la instalación de una planta de biomasa para generación eléctrica”, Proyecto de fin de carrera. Universidad, Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).
www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/46ea66f5e75ee.pdf
- Documento: “Energías Alternativas: Biomasa” www.ingenieroambiental.com/apunte-biomasa.pdf; <http://www.ingenieroambiental.com>
- Documento: “Bioenergía”, Remar (Red, Energía y Medio Ambiente)
<http://www.modernanavarra.com/wp-content/uploads/Renovables.pdf>.

- Documento (presentación): “*Gasificación de Biomasa*”, Universidad de Oriente de Cuba, Autor: Dr. Ing. PT René Lesme Jaén. <http://www.uo.edu.cu/contactenos.html>
- Revista Energiza, edición junio 2011: “*Motores de Gas*”, www.energiza.org/energizajunio2011.html,
- Documento: “*Estudio de viabilidad de una planta de cogeneración mediante gasificación de biomasa*”, Universidad Pontificia Comillas, Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI). Autor: José López Lorie, Director; Victor Alberto Ruíz Martínez www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4df225026ff36.pdf
- Documento (presentación): “*Experiencia en Gasificación de Biomasa para Generación de Energía*”, VI Simposio Internacional: Energía y Frontera Tecnológica en el Sector Rural. Autor: Luis Monge 2010-07-22 www.ipse.gov.co/index.php?option=com_docman...es
- Documento (presentación): “*Energías Renovables en Argentina*”, Instituto Argentino de la Energía, 15 de Junio de 2010. Autor: Dr. Jaime A. Moragues (MR-Consultores y asociados S.R.L) www.iae.org.ar/conferencias/AE3MORAGUES.pdf
- Documento (presentación): “*Gasificación de Biomasa Leñosa, Planta piloto Vereda nueva pampa Necocli-Antioquia*”, Universidad Nacional de Colombia (Medellín), Jornada Técnica Energía y Movilidad, Medellín, 08 de Junio de 2011. Autor: José Amado Aguilar Roldán. http://www.cocme.org/ac/images/stories/mesa_u/jornadat_2011/memorias/4_unal.pdf
- Documento: “*Descripción técnica de motor-generator Jenbacher JMS 620 GS-B.L*”, Millar Western Biogas Project”. http://www.cogeneration.com.ua/img/zstored/J620V22_en.pdf
- Documento (presentación): “*Jenbacher gas engines: Economic utilization of Biomass and municipal waste for power generation*”, GE Jenbacher Company Overview, 13 de Junio de 2007. http://cambodia.usembassy.gov/media2/pdf/economic_utilization_of_biomass_and_municipal_waste_for_power_generation.pdf
- Documento (presentación): “*Plantas de Gasificación de Biomasa*”, Guascor Ingeniería. Miñano, Alava. Autor: Pablo Osés Bermejo. <http://www.caminoseuskadi.com/Demarcacion/Actividades/Biomasa/Plantas>
- Documento (presentación): “*Guascor Bioenergía*”, <http://www.guascor.com/bioenergia.php>
- Documento: “*Diseño, especificación y análisis crítico de un sistema de limpieza y depuración de gases para un gasificador de biomasa del tipo flujo descendente*”, Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Mecánica. Autor: José Antonio Sánchez Ihl, Profesor guía: Roberto Román La Torre. www.cybertesis.cl/tesis/uchile/2007/sanchez_j/.../sanchez_j.pdf
- Documento: “*Motor Guascor SFGLD560/55 engine*”, AEH Power Projects BV, Holanda, www.aehpower.nl

- Documento: “*Motores y grupos electrógenos a gas*”, Guascor, www.guascor.com
- Documento: “*Planta de cogeneración de electricidad con gasificación integrada de biomasa*”, EQTEC Iberia, www.eqtec.es
- Documento: “*Combustión directa de la biomasa*”, Escuela de Negocios (EOI), España, http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45279/componente45278.pdf
Autor: Juan E. Carrasco García.
- Documento (presentación): “*Planta de cogeneración por gasificación de biomasa*”, Proyecto de Almazán – GASBI, http://www.soriactiva.com/Biodiversidad/JornadasBioenergia1/PDF/17_GASBI.pdf
- Documento: “*Jeanbacher gas engines, JMS 6.20 GS-BL technical specifications*”, Austria, <http://information.jenbacher.com>
- Documento: “*Simulación de gasificación de biomasa en Lecho Fluidizado Burbujeante*”, Universidad Carlos III de Madrid, Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos, Escuela Politécnica Superior, Ingeniería Industrial: Tecnologías Energéticas, Febrero 2010
Autor: Francisco Javier Moreno Gonzáles
Tutor: Alberto Gómez García
http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/10167/1/PFC_Simulacion%20de%20gasificacion%20de%20biomasa%20en%20lecho%20fluidiz.pdf
- Documento: “*Planta de Biomasa (Linares.pdf)*”, An Exclusive Plant Report, Julio/Agosto 2011, www.infopower.es
- Documento (presentación): “*Aprovechamiento termoquímico de la biomasa*”, Curso Fronteras de la Energía, Instituto de Investigación en Ingeniería en Aragón, Universidad de Zaragoza, Autor: Rafael Bilbao Duñabeitia (Grupo de procesos termoquímicos)
http://benasque.org/2009fronterasenergia/talks_contr/072Aprovechamiento_Biomasa.pdf
- Documento: “*Tecnología para la carbonización de materiales polidispersos en capa fluidizada*”, Dpto. de Física de la Universidad de Camagüey, Dpto. de Ingeniería Química, Facultad de Química, UNAM, México D.F., 1990
Autores: Bárbara Garea Moreda
Alfredo Curbelo Alonso
Luis Cedeño Caero
Jorge Ramírez Solís
<http://www.imiq.org/wp-content/uploads/2012/02/517.pdf>
- Documento: “*Pirolisis de Biomasa (cuesco de palma de aceite)*”, Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia; e Instituto de Ingeniería Térmica, Facultad de Ingeniería Mecánica, Universidad de Kassel, Kassel, Alemania.
Autores: Alexander Gómez
Wolfgang Klose
Sonia Rincón
<http://www.uni-kassel.de/upress/online/frei/978-3-89958-457-8.volltext.frei.pdf>
- Documento (presentación): “*Técnicas energéticas: Gas Pobre*”, Facultad de Ingeniería, Universidad de Buenos Aires (UBA), <http://www.fi.uba.ar>

- Documento (presentación): “*Pirólisis de Biomasa. experiencia y aplicaciones*”, Universidad de Oriente, Cuba, Autor: Dr. Ing. PT René Lesme Jaén
<http://www.uo.edu.cu/contactenos.html>
- Documento: “*Producción de carbón vegetal, mediante carboneras en zonas rurales empobrecidas(PFC Luis Oscar Serrano Ayuso.pdf)*”, Universidad Carlos III de Madrid, Ingeniería Industrial, Departamento de Ingeniería Térmica,
Autor: Luís Oscar Serrano Ayuso
http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/10016/5435/1/PFC_LuisOscar_Serrano_Ayuso.pdf
- Sitio Web: <http://www.piroeco.com/.html>, Proiniso, S.A.
- Documento: “*Capítulo XVII: Gasificación del carbón*”, <http://es.libros.redsauce.net>
- Documento: “*Gasificación del carbón para generación eléctrica: Análisis con valoración de opciones reales*”, Octubre de 2009
Autores: Alejandro Concha A.
Alejandro Andalaft Ch.
Óscar Farías F.
<http://www.scielo.cl/pdf/ingeniare/v17n3/art08.pdf>
- Documento (presentación): “*GT-ER. Retos y Objetivos de las energías renovables: Ejemplos prácticos de tecnologías emergentes en el umbral de su comercialización*”, CONAMA 9, Autor: Yves Bannel
http://www.conama9.org/conama9/download/files/GTs/25849_ppt_YBannel.pdf
- Documento (presentación): “*Tratamiento térmico de residuos: Tecnología de Plasma*”, Centro de Tecnologías Limpias (CTL), 18 de Julio de 2008,
http://www.cma.gva.es/comunes_asp/documentos/agenda/cas/56887-CONFERENCIA%20Alberto%20Le%C3%B3n%20202.pdf
- Documento: “*Motor Jenbacher type 4*”, GE Energy, Jenbacher gas engines, Austria,
www.gejebacher.com
- Documento: “*Industrial Gas Turbines*”, Siemens, www.siemens.com/energy
- Documento (presentación): “*Turbinas de Gas, aplicaciones de generación de energía*”, Seminario Internacional de Políticas Públicas y Mecanismos para el Fomento de la Eficiencia Energética en Países Latinoamericanos, Siemens, 02 de Septiembre de 2008,
Autor: Rodolfo Meza Corona
http://www.conae.gob.mx/work/sites/CONAE/resources/LocalContent/6153/2/tecnologias_de_punta.pdf
- Documento: “*Catálogo de Tecnologías CHP*”, U.S. Environmental Protection Agency (EPA), Climate Protection Partnership Division, Washington DC; Energy Nexus Group, Arlington, Virginia, Febrero de 2002
http://www.epa.gov/chp/documents/catalog_of_%20chp_tech_entire.pdf
- Documento (presentación): “*El Hidrógeno como combustible de motores*”, Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales, Universidad Politécnica de Madrid (UPM), Girona, 02 de Octubre de 2009
Autor: Jesús Casanova Kindelán

<http://www.udg.edu/LinkClick.aspx?fileticket=N07jwg2%2Bslc%3D&tabid=8702&language=ca-ES>

- <http://www.suagm.edu/utdoctoral/prec/PPT/PREC-TecnologiadePlasmaparaRS-CIEMADES-2008.pdf>
- <http://cer.gob.cl/tecnologias/biomasa/>
- <http://www.blueplasmawater.com/5743/5701.html>
- www.ipse.gov.co/index.php?option=com_docman...es
- <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/70291/fichero/5.+APLICACION+DEL+MODELO+DE+C1LCULO.pdf>
- http://www.energiasrenovables.ciemat.es/adjuntos_documentos/Biomasa.pdf
- <http://www.ut.com.sv/web/quest/reportes>
- http://www.cnpml.org.sv/feriaPML/Presentaciones_FPML/JoseArgueta101209.pdf
- <http://diario.latercera.com/2012/03/26/01/contenido/negocios/10-104705-9-precio-de-bonos-de-carbono-baja-80-por--crisis-europea-y-sobreoferta-de.html>

TRABAJO DE GRADUACIÓN

EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL EN EL SALVADOR

CAP. 11. ANEXOS

11.1 REPORTE DE VISITA DE CAMPO A CENTRAL TÉRMICA TALNIQUE

OBJETIVO GENERAL

Obtener información de la Central Termoeléctrica Talnique, la cual posee una capacidad instalada de 100 MW.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer las instalaciones de la planta y su funcionamiento.
- Recolectar información sobre costos de construcción y operación

DESCRIPCIÓN GENERAL

La Central Termoeléctrica Talnique, propiedad de Inversiones Energéticas, S.A. (INE), está ubicada al norte de la cordillera del Bálsamo, en el cantón El Tránsito, municipio de Talnique, Dpto. de La Libertad, aproximadamente a 30 kilómetros de San Salvador. Dicha central fue construida en 2006, por la empresa Wärtsilä, e inició operaciones en enero de 2007, con tres motores de combustión interna de tipo 18V43 (16.6 MW c/u), acoplados a un generador de tipo ABB, alcanzando una capacidad instalada de 50 megavatios (MW).

En 2008, se realizó la expansión de la central, por lo que a partir de mayo de 2009 entraron en operación seis generadores adicionales, de 8.3 MW c/u, que incrementaron la capacidad instalada a 100 MW.

Actualmente, la central genera electricidad para satisfacer la demanda de aproximadamente 300,000 familias. No obstante, las instalaciones permiten ampliaciones futuras hasta de 200 MW, lo que permitiría generar electricidad para aproximadamente 600,000 familias.

ACTIVIDADES REALIZADAS

El día 14 de septiembre de 2011, como parte de las actividades del trabajo de graduación “EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL”, se realizó visita técnica a la Central Termoeléctrica Talnique.

Durante la visita, se realizó un recorrido por todas las instalaciones de la planta. Se inició con una presentación por parte del ingeniero de turno en las oficinas administrativas, donde se nos explicaron las medidas de seguridad a tomar en cuenta; posteriormente se visitó la sala de control y luego a la casa de máquinas, la cual está dividida en dos partes, una donde se ubican los motores de la primera etapa de construcción y la otra donde están los motores de la segunda etapa (ampliación); después se recorrió la subestación y las chimeneas; y finalmente se observaron los tanques de almacenamiento de combustible.

En el siguiente cuadro se muestran datos relevantes de la planta obtenidos durante la visita:

| | |
|-----------------------------|--------------------|
| Etapas 1 | |
| Inversión | US\$ 60,000,000.00 |
| Año de entrada en operación | 2007 |
| Potencia instalada | 50 MW |
| Cantidad de motores | 3 |
| Capacidad de cada motor | 16.6 MW |
| Fabricante de los motores | Wärtsilä |
| Etapas 2 | |
| Inversión | US\$ 55,000,000.00 |
| Año de entrada en operación | 2009 |
| Potencia instalada | 50 MW |
| Cantidad de motores | 6 |
| Capacidad de cada motor | 8.3 MW |
| Fabricante de los motores | Wärtsilä |
| Combustible | Bunker "C" |
| Costo del combustible | 2 US\$/gal |
| Consumo | 50 gal/MWh |
| Factor de planta | 0.9 |
| Población beneficiada | 300,000 familias |

CONCLUSIONES

- El monto de inversión de la Central Térmica Talnique equivale a, aproximadamente, 1.15 US\$/KW, el cual es bajo, en comparación con otros tipos de generación; no obstante, el costo de operación es significativamente elevado, ya que solo el precio de combustible representa 100 US\$/MWh, y sumando los precios de operación y mantenimiento, dicho valor asciende a 150 US\$/MWh, aproximadamente,
- Este tipo de generación contribuye grandemente al deterioro del medio ambiente, debido a que se consume un recurso que no es renovable y por las altas emisiones a la atmósfera; por lo tanto, deberían impulsarse en el país proyectos con fuentes renovables.
- Lamentablemente, debido al crecimiento de la demanda de energía, el bajo costo y corto tiempo de instalación de este tipo de plantas, éstas resultan la opción más "viable" para países como el nuestro, a pesar de que se vuelven dependientes de los países productores de petróleo.

REGISTRO FOTOGRÁFICO

A continuación se muestran y describen los principales componentes de la central termoeléctrica:



Fig. 11.1 Principales componentes de la Central Termoeléctrica Talnique.



Fig. 11.2 Panorámica de la Casa de Máquinas de la Central Termoeléctrica Talnique.

11.2 REPORTE DE VISITA DE CAMPO A PLANTA AES-NEJAPA

OBJETIVO GENERAL

Obtener información de la planta de generación de electricidad AES-NEJAPA, la cual posee una capacidad instalada de 6 MW.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Conocer las instalaciones de la planta y su funcionamiento.
- Recolectar información sobre costos de construcción y operación

DESCRIPCIÓN GENERAL

La Planta AES-Nejapa, propiedad de AES El Salvador, está ubicada contiguo al relleno sanitario propiedad de MIDES, en el cantón Camotepeque, municipio de Nejapa, departamento de San Salvador, aproximadamente a 20 kilómetros de San Salvador.

Dicha planta genera energía eléctrica a partir del gas metano que se desprende de los desechos sólidos del relleno sanitario MIDES-Nejapa. El gas es recolectado a través de 134 pozos (verticales y horizontales) y transportado por tuberías hasta la Unidad de Compresión y Deshumidificación, donde se eleva la presión a 3 PSI, se reduce la humedad relativa desde 100% a menos del 40% y se controla la temperatura del gas (entre 30 y 40°C); posteriormente, es transferido al Sistema Modular de Purificación (Filtro de Carbono Activado), el cual tiene la función de remover los compuestos volátiles orgánicos con silicio de los gases de combustión hasta convertir el gas en metano puro. La planta inició operaciones en noviembre de 2011, con seis motores de 1.059 MW c/u, totalizando 6MW de capacidad instalada; la cual se podría expandir hasta 25MW, dependiendo de la capacidad del relleno sanitario.

Actualmente, la planta genera electricidad para satisfacer la demanda de aproximadamente 18,000 familias. No obstante, las instalaciones permiten ampliaciones futuras hasta de 25 MW, lo que permitiría generar electricidad para aproximadamente 75,000 familias.

Además, la planta retira de la atmósfera el equivalente a 200 mil toneladas de CO₂ por año, y constituye el primer proyecto en su tipo que opera en el país.

ACTIVIDADES REALIZADAS

El día 20 de enero de 2012, como parte de las actividades del trabajo de graduación “EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS PARA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA A PARTIR DE BIOMASA FORESTAL”, se realizó visita técnica a la Planta AES-Nejapa.

Durante la visita, se realizó un recorrido por todas las instalaciones de la planta. Se inició con una presentación por parte del ingeniero de turno en las oficinas administrativas, donde se nos explicaron las medidas de seguridad a tomar en cuenta; posteriormente se visitó el área de recolección y quemado del gas metano producido en el relleno sanitario, de ahí se ingresó a la sala de control y luego a la casa de máquinas; y finalmente, se recorrió la subestación.

En el siguiente cuadro se muestran datos relevantes de la planta obtenidos durante la visita:

| | |
|----------------------------------|------------------------------|
| Inversión | US\$ 58,000,000.00 |
| Año de entrada en operación | 2011 |
| Potencia instalada | 6 MW |
| Cantidad de motores | 6 |
| Capacidad de cada motor | 1.059 MW |
| Fabricante de los motores | Jenbacher (General Electric) |
| Combustible | Gas metano |
| Costo del combustible | No disponible |
| Consumo | No disponible |
| Factor de planta | 0.8 |
| Población beneficiada | 75,000 habitantes |
| Eliminación de consumo de carbón | 200,000 ton/año |

CONCLUSIONES

- El monto de inversión de la Planta AES-NEJAPA equivale a, aproximadamente, 10 US\$/KW, el cual es significativamente elevado, en comparación con otros tipos de generación; no obstante, como el costo de operación es bajo, ya que no se compra el gas producido en el relleno, este tipo de planta es económicamente rentable.
- Este tipo de generación representa beneficios ambientales considerables, por lo que deberían impulsarse en el país otros proyectos similares.
- La Planta AES-NEJAPA es un ejemplo de generación de energía renovable no convencional que funciona de manera exitosa, por lo que se podrían impulsar proyectos de generación de electricidad a partir de biomasa forestal.

REGISTRO FOTOGRÁFICO

A continuación se muestran y describen los principales componentes de la planta:



RECOLECCIÓN DE GAS METANO



SALA DE CONTROL



CASA DE MÁQUINAS



SUBESTACIÓN



CHIMENEAS



TANQUES DE ACEITE

Fig. 11.3 Principales componentes de la Planta AES-NEJAPA.



Fig. 11.4 Panorámica de la Casa de Máquinas de la Planta AES-NEJAPA.