



**UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS
PROGRAMA DE DOCTORADO EN INGENIERÍA AMBIENTAL Y
TECNOLOGÍAS SUSTENTABLES**

**ANÁLISIS TEÓRICO DE LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA EN
UNA MICROTURBINA DE GAS A PARTIR DE LA GASIFICACIÓN
DE BIOMASA RESIDUAL**

**TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE DOCTOR EN
INGENIERÍA AMBIENTAL Y TECNOLOGÍAS SUSTENTABLES**

P R E S E N T A:

María Magdalena Morales Guillén

D I R E C T O R:

Dr. Moisés Montiel González

COMITÉ TUTORAL:

**Dra. Josefina Vergara Sánchez
Dra. América María Ramírez Arteaga
Dr. Esteban Montiel Palacios
Dr. Álvaro Torres Islas
Dr. Luis Cisneros Villalobos
Dr. Roberto Alvarado Juárez**

Cuernavaca, Morelos.

junio 2021

Cuernavaca, Mor., a 10 de junio de 2021.

DR. LUIS CISNEROS VILLALOBOS
DR. ÁLVARO TORRES ISLAS
DRA. AMÉRICA MARÍA RAMÍREZ ARTEAGA
DR. MOISÉS MONTIEL GONZÁLEZ
DRA. JOSEFINA VERGARA SÁNCHEZ
DR. ESTEBAN MONTIEL PALACIOS
DR. ROBERTO ALVARADO JUÁREZ
P R E S E N T E

Por este conducto, me permito informarle que ha sido asignado como integrante de la Comisión Revisora de la tesis que presenta MARÍA MAGDALENA MORALES GUILLÉN, titulada: ANÁLISIS TEÓRICO DE LA COGENERACIÓN DE ENERGÍA EN UNA MICROTURBINA DE GAS A PARTIR DE LA GASIFICACIÓN DE BIOMASA RESIDUAL, realizada bajo la dirección del DR. MOISÉS MONTIEL GONZÁLEZ del Programa Educativo de Doctorado en Ingeniería Ambiental y Tecnologías Sustentables. Agradezco su valiosa participación en esta Comisión y quedo a sus órdenes para cualquier aclaración o duda al respecto.

ATENTAMENTE
Por una humanidad culta

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQEI

D I C T A M E N

DRA. VIRIDIANA AYDEÉ LEÓN HERNÁNDEZ
ENCARGADA DE DESPACHO DE LA DIRECCIÓN DE LA FCQEI
P R E S E N T E

En respuesta a su amable solicitud para formar parte de la Comisión Revisora de la tesis mencionada y una vez realizada la revisión correspondiente, me permito informarle que mi VOTO es:.

D I C T A M E N

| NOMBRE | VOTO | FIRMA |
|------------------------------------|-------------|--------------|
| Dr. Luis Cisneros Villalobos | APROBADO | |
| Dr. Álvaro Torres Islas | APROBADO | |
| Dra. América María Ramírez Arteaga | APROBADO | |
| DR. Moisés Montiel González | APROBADO | |
| Dra. Josefina Vergara Sánchez | APROBADO | |
| Dr. Esteban Montiel Palacios | APROBADO | |
| Dr. Roberto Alvarado Juárez | APROBADO | |

Se anexan firmas electrónicas



Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

VIRIDIANA AYDEE LEON HERNANDEZ | Fecha:2021-06-11 23:01:27 | Firmante
DWSQLMqIhadukeBoQ7JwLuXVYizRSKQgkg+CITnijY98Vp/B4glCY33FHASEadHIYkcFA5L3d3LC6+0SRyRu71LQDlW4WHSy6mFbHoYl0vG3B1Ad7M3AVuLhOKT7eJ4QFgDLbuC9dDH/cTrK5puyjN5S2JepCFaI67dX1ZLlIEBkwUQdlGeXJALLQetuZutdarw5b24bFkX1Chma2fY4enYCDy68rk/a0tsHZUYqSzp0ZBeJ2InJqllFXmL2byRbLMPYfSx3ufXAM1k8VMWCRsJmePONRnRbN8oaDimadJya6EUYy/ENf0WVl6MZd41AwwVqjwHTYlIQ==

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



Ox7NbX

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/8EsbxfltMs3ZQZ446rPwNnYUL14z8MqR>





Se expide el presente documento firmado electrónicamente de conformidad con el ACUERDO GENERAL PARA LA CONTINUIDAD DEL FUNCIONAMIENTO DE LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS DURANTE LA EMERGENCIA SANITARIA PROVOCADA POR EL VIRUS SARS-COV2 (COVID-19) emitido el 27 de abril del 2020.

El presente documento cuenta con la firma electrónica UAEM del funcionario universitario competente, amparada por un certificado vigente a la fecha de su elaboración y es válido de conformidad con los LINEAMIENTOS EN MATERIA DE FIRMA ELECTRÓNICA PARA LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE ESTADO DE MORELOS emitidos el 13 de noviembre del 2019 mediante circular No. 32.

Sello electrónico

LUIS CISNEROS VILLALOBOS | Fecha:2021-06-14 12:42:30 | Firmante
 XdUWb59yWb0O9BRcVgKM5pkmXMFYnRbQp8wZV2lhnbenmJTRd463KWQAVkEg5kaYwaHNPEjVpWhDjmtzqQmsLQuIFJswN3B0mUK32uONuyL0zC20k/Qem+Mk
 2LwOAmYn4b3qMRhb0F50PDLcITD7pwilevGaaBcV3AN6yHdF7CN81TKMIGM7yZfZYZl940mHYDLpgPvoQM4TJFE40gzozk+JbEoWf/c3Vo2pkn4VlP9wQ0kSuaw/WTCc
 OHv2Ei67ynTPlaOnm0PZ8mArg4N2TtACDsd3JIMweGhGcBMCkhgY7IDN0eJ3ug6zShSrdIR2pU5Wg--

JOSEFINA VERGARA SANCHEZ | Fecha:2021-06-14 13:10:37 | Firmante
 cqEEw0kPmsAq5X0iWwIC3tztz0fWmWnjULM0P6ke2MQomIXTdxEFSMwC4GJ0MXOIU3XoJFQL+vHTbdGVJotAm66zc30N2Ab677ebKa9UfX+uODXJozzF0x1Zc7MWTw0B1Bg
 njPNWQQTs0IUngZL0eNYFwE3+qP6d68SULCPaBMedUPBAADfksOQhS72KgR91vUYR4Bd0TZE2aq74ZTJ+YqgsZ2gDqMHLFPqY+VfHxLSDuggKkXbXlCPJZJhL4a
 M9qXAcLjHm1csou70kkaQ+Xn5V3p+Tsc9Jhpkm7QgD2cPXnIXyIKR1CO2x89Xmz1yxrl.cQ--

AMERICA MARIA RAMIREZ ARTEAGA | Fecha:2021-06-14 13:15:14 | Firmante
 o6eOIXaymm8ryzOOw+SpbtARBRm76uVcnjM0nPT06vfp1HuzUC1SM3q2adsUea1VQXUBUHhX9NNbZ4eW0wC1lqjXhXUymexJvEY4ebwQKjQPIIGVXGJ0PRPmb8N
 UJQFJZLjYj0AvnjzE+p3UjTIDVfZMtsJY7EzdwQran9JkAA3qYuh60awkuJ23yEJULD+T2SKLYGEXWurc3X3XFwEiam7oyQoFFd0Pohokso7hhYbYFNhXc18EMTMOE8cmr5v
 m34P0SUM91ctbX0lwe4wnFstPACsQ+ZCAyZvX37MVCAJYC+Eg4KkX4+n35L0vr3HR5PPAtQ--

ESTEBAN MONTIEL PALACIOS | Fecha:2021-06-14 14:44:26 | Firmante
 AYsBRPfdzFY06M/dAWSoep9irs5CMPabTqe3jv+uPSBObNThSTHDOdE+qEePZ2sYfPopyqmoMotVpROZIs0c4eC1fb+CRQIDsh0OGHFLrs+eU8MeDoLrNkIKPasbdED2w
 A86H8bn0-herf2KzyzgFpuigVivZX7Nu+YznxwX5I0C0gLD+mov+EHF5RX/vsJ11Edx43/RnwFeBjT6z+RAJL2i0HUy+q5VwD4ZVpkEsonNoFhHQqSVTSg00T/Zx4ydyLFm4
 wZ9gNIMYkdb5ZooqA8HivjzLzR7ChQY43SIKUKYDQmJ1ECqFv4GmK8m91w--

MOISES MONTIEL GONZALEZ | Fecha:2021-06-14 20:03:35 | Firmante
 VnZjGicdCC4dfG5APzRpAgHk3GvPTIgabB+IlWmMRQbEKDA390PGFMzb2Ewkn26ukmzp+FZwmdZbZ5jqp8Hh256i0xcPvVoaNf0RoM761pxdLN5mHUY7NRAyAd5
 R46uVRFY7rocApLsyp1vXmsP4foRcmrQ1vNnejA6TzYKlg9+2U9zVfZ6LQ9fskok26Btd9xvJlgrSmWGPrMBPeorT9G1KmFvAQyCTT0Nu7gHGfa6yAagm8ggdkLqUaQXE
 wno7GvW1xhs6aqzgyj0PIINyYucmU4JcJc8NIYB5GoseIAbB1PEW1+.MbuGoqTpkZzbrgig--

ROBERTO ALVARADO JUÁREZ | Fecha:2021-06-16 11:30:27 | Firmante
 jf4INtZtmUdFknRiGmSyAX94e9Mo3nKS5yohPr7UwZDRG61c31RzZVUEMRPS82P/DAXvz03uFW4N7TR1JQqWkHQBLSssePU+DAX2xKk8Vtkqj8VlVYgZxbL6pRMm
 G+NuNa7YVynho/UuEXD7264TRW6tsmQQ+6VLLYc4VvzwQ+7/UplUyS0aBwOzjkrDBReSgJ7zudY79RlbyMYAgVWGzWg5ac8ABAcbnyDMVvXct+ntmweSBKwzmkmAF
 MCG7H0eJ046+Qb2Wk8ktT5osAnaUy38X2XDJYyIHxJ6q9dzUfAIWaeJoirXWLN2e5gS16TA--

ALVARO TORRES ISLAS | Fecha:2021-06-17 07:30:23 | Firmante
 dliS6OcwLdwLZSnU6lrNmskyrv7Wn2HTDR4Z71D9VrsY1ebNg54W6ZJK+H8dT1dHeL7702td39mV+KO3KMUoF6dsORANBN8RaalWXG2jZ2Lp81wubWIEZJGN8eRDLL5
 VPOIW3ar5f0X4uB8g9VfElPmN2y15GLKuOQTlgaoue4S2b6muw6EL9OQSHERYaGsqAOagqPGBZJyJANAd99/3T+XeXw2apS6/OZnwmB0GqOUxovAKqwrUKBkuPKx6
 3UQ177wEucA6Su8+Nhjh0pta2Ls5Px07p5xMXTlJyrdDca200cEhZ5Np70LFJm3ouuzbsA--

Puede verificar la autenticidad del documento en la siguiente dirección electrónica o
 escaneando el código QR ingresando la siguiente clave:



akjNIC

<https://efirma.uaem.mx/noRepudio/FBPrXq3rcUYuNNSxk1E2DDBrqYJ46wrv>



Dedicatoria

*A mi amada familia
Mis hijos: Alex y Mary Fer
Que hacen mi sonrisa más brillante y mi vida mejor
Por ustedes y para ustedes.*

Agradecimientos

A Dios... ..Gracias por cada una de tus bendiciones a mi vida y brindarme la oportunidad de tener un poco más de conocimiento.

A mi asesor el Dr. Moisés Montiel Gonzáles por su excelente guía para la realización de esta tesis y su apoyo incondicional en todo momento maestro y amigo desde que nos conocimos.

A cada uno de mis asesores, Dra. América Ramírez, Dr. Esteban Montiel, Dra. Josefina Vergara, Dr. Álvaro Torres, Dr. Roberto Alvarado y Dr. Luis Cisneros por dedicarme un poco de su tiempo en la revisión y evaluación de esta tesis agradezco cada uno de sus comentarios.

A la Universidad Autónoma del Estado de Morelos en particular a la Facultad de Ciencias Químicas e Ingeniería por ser mi casa y mi alma mater.

A mis padres donde quiera que se encuentren.

A todos los que de una forma u otra me han inspirado a seguir adelante en cualquier etapa de mi vida.

Los textos e ilustraciones que se presentan en este documento, han sido preparados para efectos exclusivamente ilustrativos e informativos. Todas las ilustraciones, gráficas y tablas sin referencia han sido elaboración propia.

Lista de acrónimos y siglas

| | |
|------------|--|
| BCL | Biocombustibles líquidos |
| BCS | Biocombustibles sólidos |
| BFB | Lecho Fluidizado Burbujeante (siglas en inglés) |
| BIG/GT | Gasificador integrado de biomasa con turbina de gas (siglas en inglés) |
| CFB | Lecho Fluidizado Circulante (siglas en inglés) |
| CG100 | Potenciales de Calentamiento Global a 100 años |
| CNE | Costo nivelado de energía |
| CONADESUCA | Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar |
| GBI-MTG | Gasificador de biomasa integrado con microturbina de gas |
| GEI | Gases de Efecto Invernadero |
| HHL | Poder calorífico inferior (siglas en inglés) |
| HHV | Poder calorífico superior (siglas en inglés) |
| IDAE | Instituto para la diversificación y ahorro de Energía |
| IGCC | Gasificador integrada con ciclo combinado (siglas en inglés) |
| PICC | Panel Intergubernamental Sobre el Cambio Climático |
| MTG | Microturbina de gas |
| SENER | Secretaría de Energía |
| TG | Turbina de gas |
| TV | Turbina de vapor |
| HRSG | Recuperador generador de vapor (siglas en inglés) |

Unidades

| | |
|------------------|--------------------------------|
| J | Joule |
| \$ | Pesos mexicanos |
| % | Porcentaje |
| ¢USD | Centavos de dólar |
| °C | Grados Celsius |
| CO _{2e} | Bióxido de carbono equivalente |
| g | Gramo |

| | |
|-----------------|--|
| Gg | Giga gramos |
| GWh | Giga Watt hora |
| ha | Hectárea |
| kg | Kilogramo |
| l | Litro |
| m | Metro |
| m ² | Metro cuadrado |
| m ³ | Metro cúbico |
| Mha | Miles de hectáreas |
| mmpcd | Millones de pies cúbicos por día |
| MtMS | Millones de toneladas de masa seca |
| ppmv | Partes por millón por volumen |
| t | Tonelada |
| tMS | Tonelada de masa seca |
| USD | Dólares estadounidenses (siglas en inglés) |
| W | Watt |
| W/año | Watt al año |
| We | Watt eléctrico |
| Wh | Watt hora |
| Wt | Watt térmico |
| Nm ³ | Metro cúbico normalizado |

Prefijos

| | |
|---|-----------------------|
| E | Exa 10 ¹⁸ |
| P | Peta 10 ¹⁵ |
| T | Tera 10 ¹² |
| G | Giga 10 ⁹ |
| M | Mega 10 ⁶ |
| k | kilo 10 ³ |

Elementos y compuestos

| | |
|-------------------------------|--|
| C | Carbono |
| CFC | Clorofluorocarbonos |
| C ₂ F ₆ | Hexafluoroetano |
| CF ₄ | Tetrafluorometano |
| CN | Carbono negro |
| CH ₄ | Metano |
| CO | Monóxido de carbono |
| CO ₂ | Bióxido de carbono |
| COVDM | Compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano |

Contenido

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | Introducción | 5 |
| 1.1 | Contexto | 5 |
| 1.2 | Alcances y esquema de la tesis | 6 |
| 1.3 | Justificación..... | 10 |
| 1.4 | Hipótesis..... | 11 |
| 1.5 | Objetivos | 12 |
| 1.5.1 | Objetivo general | 12 |
| 1.5.2 | Objetivos específicos..... | 12 |
| 1.6 | Metodología | 12 |
| 1.7 | Resumen gráfico..... | 13 |
| 2. | Antecedentes | 14 |
| 2.1 | Fundamentos de gasificación | 14 |
| 2.2 | Procesos de conversión termoquímica | 19 |
| 2.2.1 | Proceso de gasificación | 22 |
| 2.2.2 | Agente gasificante | 24 |
| 2.3 | Características de la biomasa | 26 |
| 2.4 | Comparación del gas de síntesis con otros combustibles..... | 29 |
| 2.5 | Producción y costos de la biomasa..... | 34 |
| 2.6 | Tecnologías de gasificación | 36 |
| 2.6.1 | Gasificadores de lecho fijo..... | 36 |
| 2.6.2 | Gasificadores de lecho Fluidizado | 38 |
| 2.7 | Acondicionamiento del gas de síntesis..... | 40 |
| 2.7.1 | Limpieza de alquitranes en el gas de síntesis | 41 |
| 2.7.2 | Formación de alquitranes | 43 |
| 2.7.3 | Destrucción de alquitranes | 44 |
| 2.7.4 | Gasificación Presurizada | 46 |
| 3. | Potencial energético a partir de los residuos del bagazo de caña | 49 |
| 3.1 | Recursos biomásicos | 50 |
| 3.2 | Biomasa de residuos agrícolas | 52 |
| 3.2.1 | Potencial para biocombustibles sólidos..... | 52 |
| 3.2.2 | Potencial para biocombustibles líquidos de primera generación | 53 |
| 3.2.3 | Potencial para biocombustibles gaseosos..... | 54 |

| | | |
|--------|---|-----|
| 3.2.4 | Potencial total de la biomasa para energía | 54 |
| 3.3 | Potencial de cogeneración del bagazo de caña..... | 56 |
| 3.3.1 | Industria de los ingenios azucareros..... | 56 |
| 3.4 | Potencial de biomasa en Morelos..... | 59 |
| 3.5 | Metodología para estimar el potencial energético del bagazo de caña | 61 |
| 4. | Emisiones evitadas de CO ₂ | 65 |
| 4.1 | Principales procesos de emisión..... | 66 |
| 4.1.1 | Emisiones de CO ₂ | 66 |
| 4.1.2 | Emisiones de GEI en México..... | 69 |
| 4.2 | Selección de métodos y medición de emisiones | 70 |
| 4.2.1 | Factores de emisión..... | 71 |
| 4.2.2 | Emisiones evitadas | 71 |
| 5. | Cogeneración de energía a partir de la gasificación de biomasa..... | 73 |
| 5.1 | Microturbinas de gas y cogeneración..... | 74 |
| 5.2 | Sistemas de cogeneración..... | 76 |
| 5.2.1 | Sistema basado en una microturbina de gas | 76 |
| 5.2.2 | Sistemas de cogeneración de energía con ciclo combinado | 77 |
| 5.3 | Tipos de ciclo | 78 |
| 5.4 | Turbinas de gas para utilizar gas de síntesis producto de la gasificación | 80 |
| 5.4.1 | Tipos de turbina de gas..... | 80 |
| 5.4.2 | Desarrollo de turbinas de gas | 81 |
| 5.4.3 | Límite de flujo másico a través de la turbina | 82 |
| 5.4.4 | Pérdida de presión a través del sistema de inyección de combustible..... | 83 |
| 5.4.5 | Estabilidad de combustión | 84 |
| 5.4.6 | Requisitos de la turbina de gas | 84 |
| 5.4.7 | Otros requerimientos | 85 |
| 5.4.8 | Motores de combustión interna | 85 |
| 5.4.9 | Emisiones | 87 |
| 5.4.10 | Desafíos y perspectivas de la gasificación de biomasa | 88 |
| 5.5 | Sistema de cogeneración de un gasificador de biomasa integrado a una microturbina de gas (GBI-MTG)..... | 89 |
| 6. | Estudio técnico-económico del sistema de cogeneración GBI-MTG | 94 |
| 6.1 | Metodología | 97 |
| 6.1.1 | Costo Nivelado de Energía..... | 98 |
| 6.1.2 | Costo nivelado por concepto de combustible..... | 101 |

| | | |
|---------|---|-----|
| 6.1.3 | Costos de inversión para la biomasa | 101 |
| 6.1.4 | Factor de planta | 102 |
| 6.1.5 | Costos de operación y mantenimiento (O&M) | 102 |
| 6.1.6 | Costos de adquisición de la biomasa | 103 |
| 6.1.7 | Aplicación de la metodología..... | 104 |
| 6.1.8 | Costo del Vapor..... | 105 |
| 7. | Resultados | 107 |
| 7.1 | Resultados de la estimación del potencial de cogeneración en Morelos..... | 107 |
| 7.2 | Resultados de la simulación | 110 |
| 7.2.1 | Integración del sistema de cogeneración GBI-MTG..... | 110 |
| 7.2.2 | Balance de calor: cogeneración - Integración del GBI-MTG | 111 |
| 7.2.3 | Condiciones de operación | 112 |
| 7.2.4 | Perfil de temperatura | 114 |
| 7.3 | Validación del modelo | 115 |
| 7.4 | Resultados de la evaluación económica | 121 |
| 7.4.1 | Costos..... | 121 |
| 7.4.2 | Costos de producción de calor y energía..... | 122 |
| 8. | Conclusiones | 127 |
| 9. | Referencias..... | 131 |
| ANEXO 1 | | 140 |

Lista de figuras

| | |
|--|-----|
| Figura 1. Diagrama de bloques de la estructura de la Tesis..... | 9 |
| Figura 2. Ubicación de los ingenios en el estado de Morelos..... | 11 |
| Figura 3. Resumen gráfico de la Tesis..... | 13 |
| Figura 4. Línea de tiempo del desarrollo de la Gasificación..... | 14 |
| Figura 5. Procesos de conversión termoquímica y utilización de la energía..... | 21 |
| Figura 6. Diagrama de Van Krevelen..... | 31 |
| Figura 7. Diagrama ternario..... | 32 |
| Figura 8. Potencial de mercado y confiabilidad tecnológica para varios tipos de biomasa..... | 32 |
| Figura 9. Consumo de energía primaria en el mundo (fuentes renovables)..... | 34 |
| Figura 10. Reactores de lecho fijo. a) Corriente ascendente, b) Corriente descendente Imbert, c) Corriente descendente estratificada..... | 38 |
| Figura 11. Reactores de lecho fluidizado: a) Lecho burbujeante, b) Lecho circulante..... | 39 |
| Figura 12. Estado de las tecnologías de gasificación..... | 39 |
| Figura 13. Gasificador de dos etapas de 100 kW de la Universidad Técnica de Dinamarca Fuente: Bentzen et al., [51]...... | 42 |
| Figura 14. Cadena productiva de la bioenergía..... | 51 |
| Figura 15. Partes de la planta de caña..... | 57 |
| Figura 16. Ubicación de los ingenios en México..... | 58 |
| Figura 17. Superficie de caña cosechada en el estado de Morelos..... | 60 |
| Figura 18. Cosecha y bagazo de caña de azúcar producido en el estado de Morelos..... | 60 |
| Figura 19. Síntesis de la metodología, para la estimación del potencial de cogeneración a partir de biogás generados con residuos de bagazo de caña del estado de Morelos..... | 61 |
| Figura 20. Emisiones de CO ₂ en diferentes países..... | 65 |
| Figura 21. Generación de energía renovable en México (GWh)..... | 70 |
| Figura 22. Sistema de generación de energía con turbina de gas..... | 75 |
| Figura 23. Sistema cogeneración de energía con turbina de gas..... | 77 |
| Figura 24. Sistema de cogeneración de energía con ciclo combinado..... | 78 |
| Figura 25. Diagrama P-V para los ciclos Brayton y Otto..... | 79 |
| Figura 26. Turbina de gas LM2500PH [40]..... | 81 |
| Figura 27. Proceso de transformación de energía de biomasa en gas combustible..... | 90 |
| Figura 28. Diagrama simplificado, integración GBI-MTG..... | 91 |
| Figura 29. Diagrama esquemático del ciclo de la microturbina de gas Capstone C-30 con recuperador de calor..... | 92 |
| Figura 30. Perfil de temperaturas del gasificador..... | 115 |
| Figura 31. Esquema del gasificador utilizado en la simulación..... | 116 |
| Figura 32. Integración del gasificador con el sistema de limpieza del gas de síntesis..... | 117 |
| Figura 33. Esquema de GBI-MTG..... | 118 |
| Figura 34. Proporción de aire/combustible vs. temperatura en la MTG..... | 119 |
| Figura 35. Contenido de CO vs. gasificación..... | 120 |
| Figura 36. Contenido de hidrógeno vs. Temperatura..... | 120 |
| Figura 37. Costos nivelados de generación (cogeneración) en una microturbina de gas..... | 122 |
| Figura 38. Costo de generación de energía eléctrica con GBI-MTG vs. variación del costo de la biomasa..... | 123 |
| Figura 39. Costo de generación de energía eléctrica con MTG..... | 124 |

| | |
|--|------------|
| <i>Figura 40. Comparación de costo de generación de energía eléctrica con valores reportados en diferentes estudios.....</i> | <i>125</i> |
| <i>Figura 41. Comparación del costo de producción de electricidad con la opción de cogeneración vs. Generación de energía eléctrica para diferentes precios de la biomasa.....</i> | <i>126</i> |

Lista de tablas

| | |
|--|------------|
| <i>Tabla 1. Datos de operación según configuración _____</i> | <i>16</i> |
| <i>Tabla 2. Conceptos de gasificación de biomasa _____</i> | <i>18</i> |
| <i>Tabla 3. Comparación de agentes gasificantes _____</i> | <i>24</i> |
| <i>Tabla 4. Tipos de cultivos _____</i> | <i>27</i> |
| <i>Tabla 5. Tipos de biomasa residual _____</i> | <i>28</i> |
| <i>Tabla 6. Composición de algunos residuos de biomasa _____</i> | <i>28</i> |
| <i>Tabla 7. Comparación de volúmenes a granel de diferentes tipos de biomasa y carbón _____</i> | <i>33</i> |
| <i>Tabla 8. Potencial de los recursos agrícolas y agroindustriales en México [75] _____</i> | <i>55</i> |
| <i>Tabla 9. Producción nacional de caña de azúcar _____</i> | <i>58</i> |
| <i>Tabla 10. Índice de las emisiones en Toneladas CO₂ por MWh para cada tipo de combustible _____</i> | <i>64</i> |
| <i>Tabla 11. Potenciales de calentamiento global, [86] _____</i> | <i>67</i> |
| <i>Tabla 12. Emisiones de CO₂ evitadas _____</i> | <i>72</i> |
| <i>Tabla 13. Parámetros de operación microturbina Capstone C-30 _____</i> | <i>93</i> |
| <i>Tabla 14. Condiciones de operación de los sistemas GBI-MTG y MTG _____</i> | <i>104</i> |
| <i>Tabla 15. Costos unitarios de generación con los dos esquemas de generación _____</i> | <i>105</i> |
| <i>Tabla 16. Costo nivelado del vapor en una caldera convencional _____</i> | <i>106</i> |
| <i>Tabla 17. Valores del potencial de biomasa en el estado de Morelos. _____</i> | <i>109</i> |
| <i>Tabla 18. Comparación de la energía suministrada por CFE y la energía generada a partir del bagazo de caña _____</i> | <i>109</i> |
| <i>Tabla 19. Comparación de la disponibilidad de residuos presentada por Fernandes & Oliveira y el valor obtenido en la metodología aplicada _____</i> | <i>110</i> |
| <i>Tabla 20. Alternativas evaluadas _____</i> | <i>112</i> |
| <i>Tabla 21. Parámetros de operación del sistema GBI-MTG _____</i> | <i>113</i> |
| <i>Tabla 22. Características del bagazo de caña del estado de Morelos _____</i> | <i>113</i> |
| <i>Tabla 23. Composición del gas natural y gas de síntesis _____</i> | <i>114</i> |
| <i>Tabla 24. Comparación del costo de generación de energía con el sistema GBI-MTG vs tarifas eléctricas _____</i> | <i>123</i> |

Summary

In this PhD work, a theoretical study was developed to evaluate the possibility of using a mixture of synthesis gas with natural gas, in a cogeneration system integrated by a gasifier and a gas micro-turbine, where the gas produced in the gasifier is based on the gasification of the residual cane bagasse from the state of Morelos. This study was carried out in order to show that biomass plants represent a useful strategic resource to reduce greenhouse effect emissions, in addition to allowing access to clean and green energy for the sustainable development of society.

Chapter 1 defines the structure of the document, the justification for the research, its hypothesis and its objectives. Chapter 2 synthesizes the fundamentals of gasification in order to understand from general concepts to advanced systems of gasification technology, additionally historical antecedents of it are presented.

It is in chapter 3 where the detail of the proposed methodology to estimate the gasification potential of sugarcane bagasse in the state of Morelos is described. In this section, the recommendation arises to classify sugarcane bagasse crops by regions to estimate the accessible potential, available potential, energy potential and finally the determination of the energy generation potential.

Chapter 4 presents an analysis for estimating avoided CO₂ emissions, generating energy from the gasification of sugarcane bagasse.

It is precisely in chapter 5, where a bibliographic review of theoretical and experimental studies is carried out, related to the integration of biomass gasifiers with gas turbines, it was from scientific studies developed from 1993 to the present that served as basis for developing the simulation and subsequently, the results of these investigations were used to compare the results of the simulations, such as the parameters of the excess air ratio, the air-fuel ratio and the mixture of synthesis gas with natural gas.

Chapter 6 shows the results of the technical-economic evaluation of the gasification technology integrated into a gas micro-turbine for energy cogeneration, where the costs of generating thermal and electrical energy are determined, applying the Leveled Cost methodology of energy. It is worth highlighting the importance of carrying out this analysis, because it allows a comparison with the costs of generating energy from conventional systems.

In chapter 7, there is a discussion of the results of the potential for power generation from sugarcane bagasse, the avoided CO₂ emissions, the results of the GBI-MTG cogeneration system integration simulations and the generation costs of electrical and thermal energy with the GBI-MTG system. A series of graphs and tables are shown to assist in the visualization of the parameters corresponding to the performance of gas micro turbines, as well as the optimal mixture of synthesis gas with natural gas. From these results, a series of conclusions can be deduced that are found in Chapter 8 together with the contributions of this work.

Resumen

En este trabajo de Tesis Doctoral, se desarrolló un estudio teórico, para evaluar la posibilidad de emplear una mezcla de gas de síntesis con gas natural, en un sistema de cogeneración integrado por un gasificador y una microturbina de gas, donde el gas es producido en el gasificador a partir de la gasificación del bagazo de caña residual del estado de Morelos. Este estudio, se llevó a cabo con la finalidad de mostrar que las plantas de biomasa representan un recurso estratégico útil para reducir las emisiones de efecto invernadero, además que permite el acceso a la energía limpia y verde para el desarrollo sostenible de la sociedad.

En el capítulo 1 se define la estructura del documento, la justificación de la investigación, la hipótesis planteada y los objetivos de la misma.

El capítulo 2 sintetiza los fundamentos de la gasificación con la finalidad de entender desde los conceptos generales, hasta los sistemas avanzados de la tecnología de gasificación, adicionalmente se presentan antecedentes históricos de la misma.

En el capítulo 3 se describe el detalle de la metodología propuesta para estimar el potencial de gasificación del bagazo de caña en el estado de Morelos. En esta sección surge la recomendación de tipificar los cultivos de bagazo de caña por regiones para estimar el potencial accesible, potencial disponible, potencial energético y finalmente la determinación del potencial de generación de energía.

En el capítulo 4 se expone un análisis para la estimación de las emisiones evitadas CO₂, generando energía a partir de la gasificación del bagazo de caña.

Es justamente en el capítulo 5, donde se realiza una revisión bibliográfica de estudios teóricos y experimentales, relacionados con la integración de gasificadores de biomasa con turbinas de gas, fue a partir de estudios científicos desarrollados desde el año 1993 y hasta la actualidad lo que sirvió como fundamento para desarrollar la simulación y posteriormente, los resultados

de estas investigaciones sirvieron para comparar los parámetros como la relación de exceso obtenidos en las simulaciones con el software Thermoflow Inc.®.

El Capítulo 6, muestra los resultados de la evaluación técnico-económica de la tecnología de gasificación integrada a una microturbina de gas para cogeneración de energía, donde se determinan los costos de generación de la energía térmica y eléctrica, aplicando la metodología de Costo Nivelado de la Energía. Cabe destacar la importancia de realizar este análisis, porque permite realizar una comparación con los costos de generación de energía a partir de sistemas convencionales.

En el capítulo 7, se encuentra la discusión de los resultados del potencial de generación de energía a partir del bagazo de caña, las emisiones evitadas de CO₂, los resultados de las simulaciones de la integración sistema de cogeneración GBI-MTG y los costos de generación de la energía eléctrica y térmica con el sistema GBI-MTG. Los resultados se muestran mediante gráficas y tablas para una mejor visualización de los parámetros correspondientes al desempeño de las microturbinas de gas, así como la mezcla óptima de gas de síntesis con gas natural. A partir de estos resultados se deducen una serie de conclusiones que se encuentran en el capítulo 8 junto con las aportaciones de este trabajo.

1. Introducción

1.1 Contexto

Hoy en día, las tecnologías a partir de fuentes de energía renovable han presentado un crecimiento económico acelerado, lo que ha motivado a que los países desarrollados muestren mayor experiencia en la aplicación y desarrollo de tecnologías renovables. Los problemas sociopolíticos y ambientales, en particular el problema del cambio climático global, han llegado a tal magnitud que los gobiernos han propuesto como estrategia global la eliminación del uso de los combustibles fósiles a finales del siglo XXI. Esto implica una transición energética radical, donde una parte crucial corresponde a las fuentes renovables de energía y, dentro de ellas, a la bioenergía. Para lograr transitar a un sistema energético que no dependa de los combustibles fósiles se requieren distintas acciones coordinadas que incluyen cambiar los patrones de los usos finales de la energía (para iluminación, cocción, movilidad, entre otros), aumentar la eficiencia energética, cambiar los hábitos de consumo, y utilizar fuentes de energía renovable como la solar, eólica, geotérmica, de los océanos y la bioenergía.

Una de las fuentes de energía renovable considerada clave para transitar de un sistema energético basado en combustibles fósiles a uno basado en fuentes renovables es la bioenergía. Los biocombustibles tienen la ventaja de ser renovables y más limpios. Los combustibles renovables pueden ser ventajosos en regiones aisladas, lejos de los principales centros urbanos, para generar electricidad utilizando los recursos disponibles en el sitio.

Las turbinas de gas representan una de las tecnologías de generación, que se caracteriza por el suministro de electricidad y calor simultáneamente. En principio estas máquinas deben funcionar sin mayores problemas mediante el uso de biocombustibles, por la similitud con las características de los combustibles utilizados convencionalmente. Sin embargo, hay pocas referencias sobre el rendimiento de las microturbinas de gas que funcionan con biocombustibles, es así que se busca establecer una estrategia para obtener una metodología que incluya desde el acopio de los recursos biomásicos, la disposición de éstos para ser

utilizados, el acondicionamiento de esta materia prima para suministrarla como combustible en una microturbina de gas e incrementar el rendimiento de ésta determinando la mezcla óptima del gas de síntesis y gas natural como combustible de alimentación en una microturbina de gas.

La metodología propuesta trae consigo retos científicos y tecnológicos. El primero de ellos, se basa en el desarrollo de una metodología para evaluar el potencial de cogeneración de energía y la disposición de los desechos biomásicos, para este trabajo se eligieron los desechos del bagazo de caña. En este mismo contexto se evalúa el comportamiento de una microturbina de gas con la mezcla de diferentes proporciones de gas de síntesis y gas natural este tipo de análisis se puede obtener gracias a la poderosa disponibilidad de herramientas computacionales que se tienen hoy en día.

En este trabajo se desarrollaron las simulaciones numéricas con un gasificador de tipo lecho fluidizado que permiten determinar la mezcla adecuada del gas de síntesis y gas natural sin que se vea comprometido el desempeño de la microturbina validando esta información con la información disponible en la literatura.

1.2 Alcances y esquema de la tesis

En este trabajo se propone una metodología para determinar el potencial de cogeneración a partir de la gasificación del bagazo de caña con el fin de estimar la cantidad de gas de síntesis que se produce y que es factible de mezclarse con gas natural y alimentar a una microturbina de gas para evaluar el desempeño de ésta. Para el caso de estudio aquí presentado se eligió la microturbina de gas Capstone-C30 debido a la adaptabilidad que tiene este tipo de máquina y que además funciona con gas natural, gas de síntesis o una mezcla de ellos (sistemas duales), son ligeras, eficientes con flujos de calor de escape de alta calidad que se puede usar en otros procesos (cogeneración).

Esta investigación es relevante desde la perspectiva de:

1. Evaluación del potencial de cogeneración del bagazo de caña y
2. Evaluación del desempeño de la microturbina de gas Casptone-C30 alimentada con una mezcla de gas de síntesis y gas natural.

Este análisis se presenta en el diagrama de la **Figura 1**, en donde se muestra la estructura de la tesis.

El Capítulo 2 se revisa la información de la literatura publicada y se muestran los aspectos generales sobre la gasificación de la biomasa desde antecedentes históricos, equipos para la caracterización de la biomasa y valoración energética de los productos. El Capítulo 3 contiene una descripción de la metodología propuesta para estimar el potencial de gasificación del bagazo de caña en el estado de Morelos.

En el Capítulo 4, se realiza una comparación, de las emisiones evitadas de CO₂ a partir de la generación de energía utilizando gas de síntesis y generación de energía a partir de fuentes convencionales.

El Capítulo 5, se describe la integración de los gasificadores de biomasa con turbinas de gas y a partir de esta información se planteó el desarrollo de la simulación para comparar los resultados obtenidos con los resultados reportados en la literatura.

En el Capítulo 6, se muestra la metodología del Costo Nivelado de la Energía utilizada para realizar la evaluación técnico-económica de la tecnología de gasificación integrada a una microturbina de gas para cogeneración de energía, para estimar los costos de generación de energía térmica y eléctrica.

La discusión de los resultados de los objetivos planteados, se muestra en el capítulo 7 y a partir de estos resultados en el capítulo 8 se presentan las conclusiones y aportaciones de este trabajo.

El Capítulo 6 presenta la estimación de las emisiones de CO₂ evitadas en el sector energía por utilizar gas de síntesis para generación de energía eléctrica.

El Capítulo 7 muestra los resultados de la evaluación técnica y económica de la tecnología de gasificación integrada a una microturbina de gas para cogeneración de energía.

El Capítulo 8 contiene las conclusiones de la tesis, sus aportaciones científicas y tecnológicas, y las perspectivas para trabajos futuros.

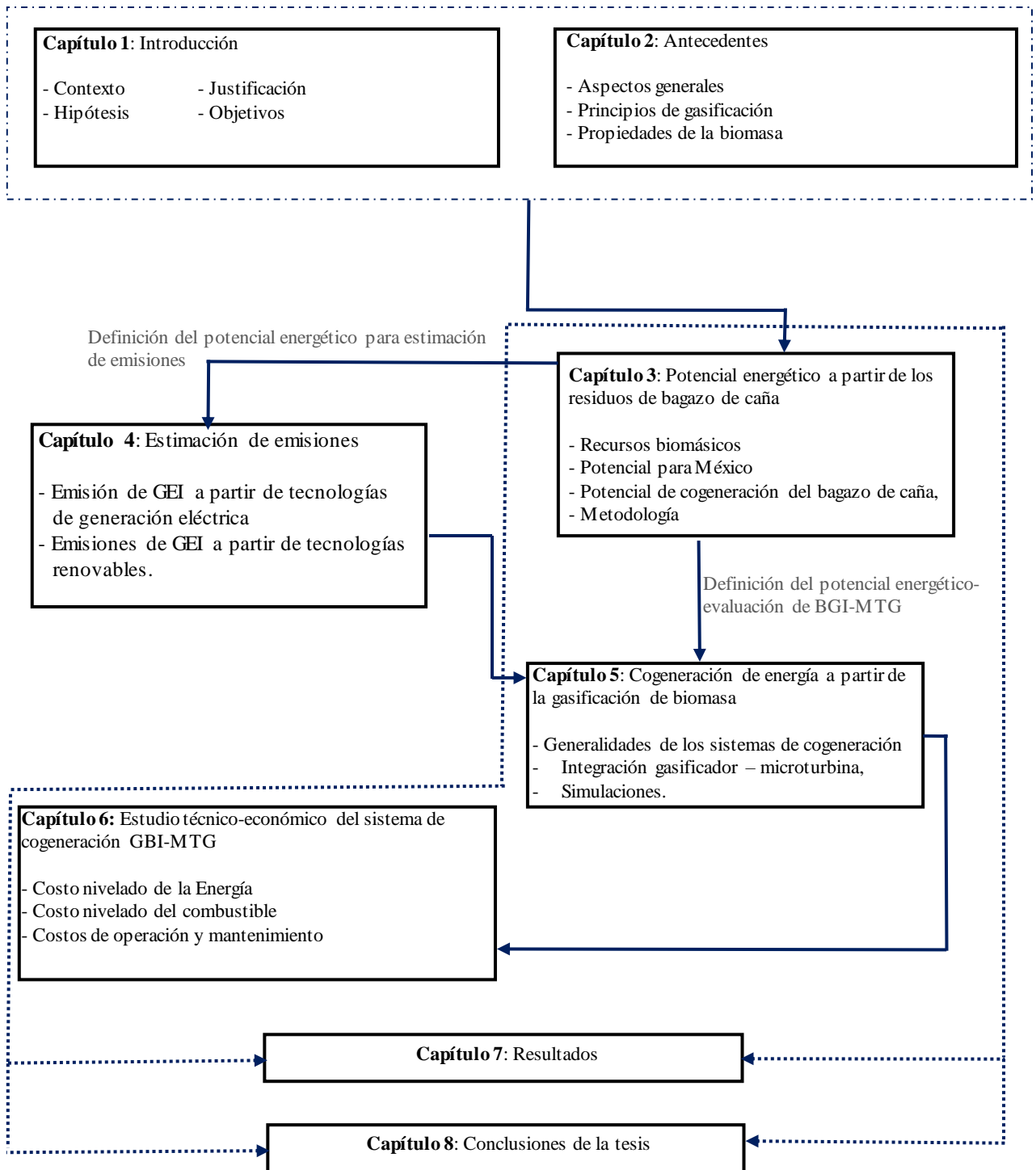


Figura 1. Diagrama de bloques de la estructura de la Tesis

1.3 Justificación

De acuerdo con información reportada en el INEGI, en el año 2015 en el estado de Morelos existen 10,781 viviendas sin servicio de electricidad, es decir el 0.57% de sus viviendas no cuentan con dicho servicio. A nivel municipal la carencia del servicio es baja, menor al tres por ciento, es Atlalahucan con 2.15% quien asume la mayor deficiencia. Este municipio está ubicado al norte del estado en colindancia con el municipio de Cuautla. Si bien es un solo municipio el que hasta esa fecha no contaba con energía eléctrica se señala lo siguiente.

En el estado de Morelos se genera una gran cantidad de bagazo de caña, lo que significa una oportunidad de aprovechar el potencial energético de esta biomasa residual para la generación eléctrica.

Para utilizar este potencial, la gasificación de la biomasa residual del bagazo de caña, permite que el gas de síntesis generado se utilice en micro-turbinas de gas (MTG). El uso de MTG ofrece ventajas en comparación con otras tecnologías de producción de energía a pequeña escala entre las que se encuentran: bajo mantenimiento, energía térmica recuperable, peso y dimensiones reducidas.

Actualmente no se tiene conocimiento del desempeño de las MTG utilizando como combustible el gas de síntesis y su mezcla con otros combustibles como el gas natural.

Por lo tanto, el uso de la biomasa residual (sin conflictos con la industria alimentaria) es una opción clara de aprovechamiento energético para respetar la naturaleza, es entonces que el aprovechamiento eficiente y óptimo de los gasificadores integrados a un equipo de generación eléctrica se suma a cumplir uno de los compromisos adoptados en París relacionado a la mitigación de gases efecto invernadero (GEI).

Por lo anterior, se realiza un estudio paramétrico que permita obtener gráficas cualitativas generales, para encontrar cual es la mezcla óptima de gas de síntesis y gas natural, que permitan incrementar la calidad energética del combustible alimentado a una MTG y evaluar

el desempeño de ésta, aprovechando la biomasa del bagazo de caña para mitigar el impacto ambiental que éste genera.

Los municipios, donde se genera la biomasa residual de la caña de azúcar en el estado de Morelos son los ingenios azucareros de Casasano en Cuautla y Corporativo Azucarero Emiliano Zapata en Zacatepec. Sus ubicaciones se muestran en la **Figura 2**.



Figura 2. Ubicación de los ingenios en el estado de Morelos

1.4 Hipótesis

El gas de síntesis obtenido de la biomasa residual de bagazo de caña es una alternativa que hace posible alimentar a una micro-turbina de gas para generación de energía eléctrica. La investigación se íntegra en dos diferentes temas: la determinación del potencial de cogeneración de biomasa residual para generación de energía y la simulación del sistema integrado gasificador-microturbina de gas.

1.5 Objetivos

1.5.1 Objetivo general

Determinar teóricamente, la mezcla óptima de gas de síntesis con gas natural y evaluar el desempeño de una micro-turbina de gas, a partir de la gasificación de los residuos de bagazo de caña.

1.5.2 Objetivos específicos

1. Evaluar el potencial de cogeneración de energía a partir de la gasificación del bagazo de caña.
2. Generar curvas paramétricas mediante simulación que permitan identificar las mezclas óptimas de gas de síntesis y gas natural para el mejor desempeño de una micro-turbina Capstone C-30.
3. Realizar un análisis tecno-económico de la viabilidad de la cogeneración a partir de la gasificación del bagazo de caña.

1.6 Metodología

1. Revisión del estado del arte.
2. Estimación del potencial de cogeneración con los residuos del bagazo de caña.
3. Simulación numérica del desempeño de la micro-turbina con el gas de síntesis obtenido de la gasificación del bagazo de caña con mezclas de gas natural.
4. Realizar el análisis paramétrico de las principales variables que rigen el comportamiento de la micro-turbina.
5. Validar los resultados numéricos con datos de la literatura.

- Realizar un estudio tecno-económico de la viabilidad de la cogeneración a partir de la gasificación del bagazo de caña.

1.7 Resumen gráfico

La metodología presentada para el logro de los objetivos no es restrictiva, debido a que pueden existir diversos softwares de simulación que permiten evaluar las diferentes etapas del proceso de gasificación e integración posterior con el equipo motor microturbina de gas, el trabajo a futuro es el escalamiento de estos resultados a una propuesta experimental que permita validar los resultados obtenidos. En este trabajo los resultados se validan con la información reportada en la literatura. En la **Figura 3** se muestra el resumen gráfico de la presente tesis el cual contiene hipótesis, objetivos y metodología desarrollada en esta investigación.

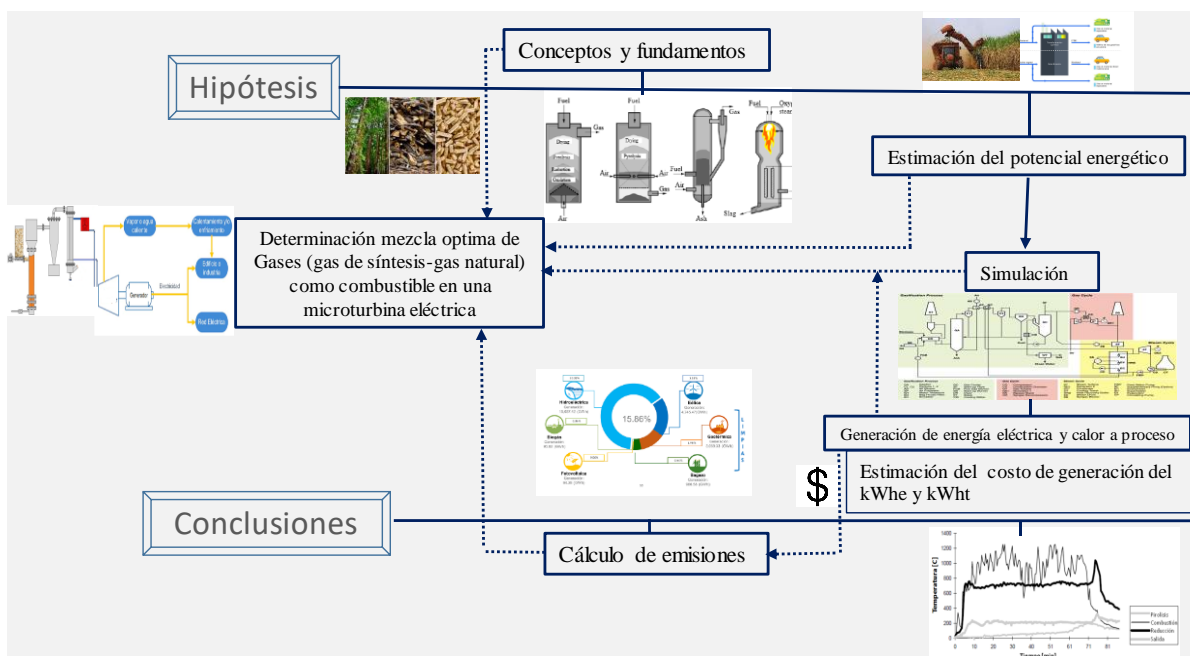


Figura 3. Resumen gráfico de la Tesis

2. Antecedentes

2.1 Fundamentos de gasificación

Una de las primeras investigaciones reportada en la literatura referente a la gasificación data de 1665 y fue realizada por Thomas Shirley quien empezó la experimentación con hidrógeno carburado (conocido actualmente como metano) [1]. La **Figura 4**, muestra los avances sobre la gasificación en el periodo comprendido entre los años 1659 y 2017.

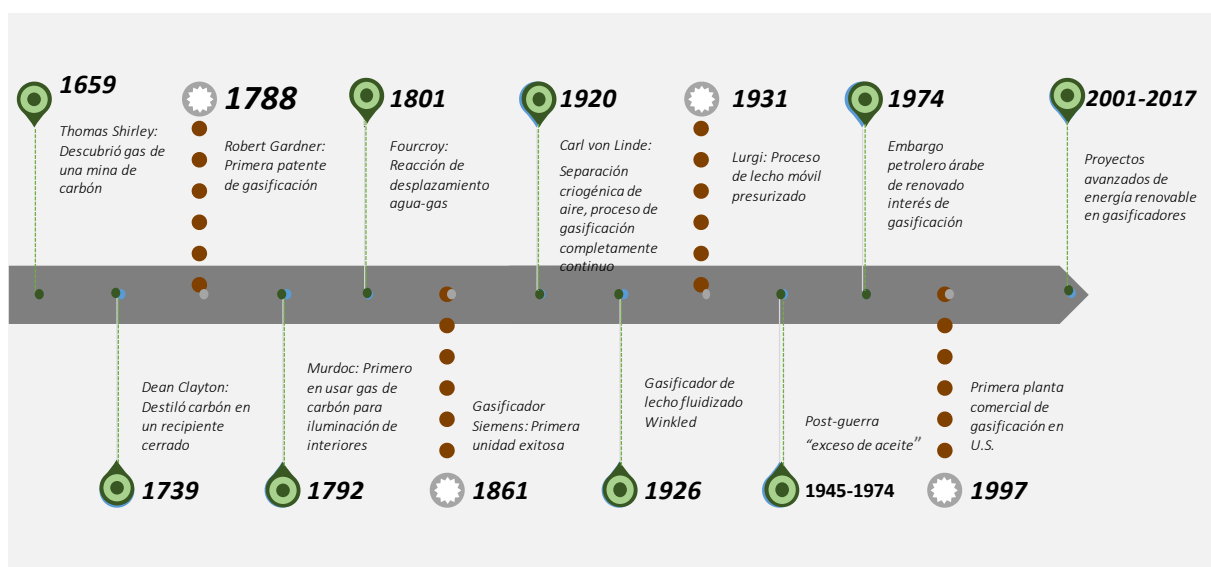


Figura 4. Línea de tiempo del desarrollo de la Gasificación

En el siglo XVIII Murdoch inició la primera aplicación de los procesos relacionados con la gasificación, ésta fue la pirólisis de biomasa, donde utilizaban el producto de la gasificación como antorchas para iluminar donde la materia prima era el carbón mineral, la gasificación y los avances tecnológicos de estas se desarrollaron como sigue:

En 1850, se utilizaba carbón mineral del cual se obtenía gas y éste era usado para la iluminación de casas, calles y para calentar. Después de descubrir el gas natural, los procesos de gasificación de carbón y biomasa disminuyeron, fue a partir de 1926 que aparecieron los

primeros gasificadores en el mercado con los lechos fluidizados. El año de 1950 dio paso al inicio del uso de combustibles sintéticos en la combustión interna y síntesis química que producían aceites. Fue durante la segunda guerra mundial cuando las rutas de suministro de petróleo disminuyeron hacia Alemania lo que obligó a este país a sintetizar aceite obtenido del carbón usando los procesos de Bergius y Fischer Tropsch. Este periodo marcó un auge en la construcción de más de un millón de gasificadores pequeños, al terminar la segunda guerra mundial y el inicio del uso intensivo del petróleo desplazaron la necesidad de utilizar la gasificación.

Fue hacia el final del siglo XX cuando la gasificación adquirió su cúspide como una de las tecnologías alternativas con la intención de reducir la dependencia del petróleo. La gasificación además de generar gas para calefacción, también se usó en la producción de materias primas químicas que regularmente se obtenían del petróleo, este desarrollo de la gasificación se vio mermado con la caída del precio del petróleo. Fue entonces que la necesidad de un ambiente más limpio originó el desarrollo de los ciclos combinados con gasificación integrada (IGCC por sus siglas en inglés).

El calentamiento global permitió en el año 2000 que nuevamente la gasificación se considerara como la tecnología de conversión de energía renovable de la biomasa en gas. Desde 2010 la gasificación ha sido utilizada comercialmente a pequeña escala utilizando los residuos sólidos generados en el sector agropecuario, urbano e industrial. De este modo el desarrollo de la gasificación llevó a la compañía Gekgasifier a ser uno de los principales pioneros en el avance de esta tecnología debido a su experiencia en la investigación aplicada desarrollando e implementando sistemas en el uso de la gasificación a pequeña escala (menos de 20 kW), implementando sistemas de cogeneración utilizando la gasificación de la biomasa agrícola y forestal para generar energía eléctrica y vapor.

La gasificación es un proceso termoquímico el cual permite el uso eficiente de la biomasa porque ofrece flexibilidad para las diversas clases de materia prima y la generación de diferentes productos. La conversión de un combustible sólido tal como la biomasa en combustible gaseoso mediante un proceso de oxidación parcial del carbón contenido en la biomasa a una alta temperatura que permite que prácticamente todos los tipos de biomasa

pueden ser convertidos a gas de síntesis, el cual contiene hidrógeno, monóxido de carbono, metano y dióxido de carbono y a partir de éste se puede producir electricidad, calor, biocombustibles, hidrógeno, metanol y metano.

Históricamente la gasificación ha sido llevada a cabo con aire para generar energía, el oxígeno puede ser controlado dependiendo del tipo de agente oxidante utilizado, el cual puede ser aire, vapor de agua y oxígeno. La composición y las propiedades del gas de síntesis dependen del tipo de biomasa con el que se alimenta el gasificador, las condiciones de operación, tiempo de residencia y tipo de agente oxidante utilizado. La gasificación con aire lleva a la obtención de un poder calorífico en el gas de síntesis de 4 a 7 MJ/Nm³, el cual aumenta si se utiliza vapor u oxígeno para llegar a alcanzar valores de entre 10 y 18 MJ/Nm³ [2, 3]. En la **Tabla 1** se resumen las características de operación comunes por tipo de tecnologías de gasificación.

Tabla 1. Datos de operación según configuración

| Tecnología de Gasificación | Temperatura de operación (°C) | Conversión de carbón (%) | Alquitrán producido (g/Nm³) | Referencias |
|------------------------------------|---|---------------------------------|---|--------------------|
| Lecho Fluidizado | 800-900 | < 70 | 10-40 | [4] |
| Lecho Fluidizado Circulante | 750-850 | 50-70 | 5-12 | [5, 6] |
| Lecho fijo concurrente | Temp Máx (900-1050) Temp de gas de salida:700 | 30-60 | 0.015-0.05 | [7, 9] |
| Lecho fijo contracorriente | Temp Máx (900-1050) Temp de gas de salida: 150-400 | 20-60 | 30-150 | [7, 8, 10] |

La biomasa como materia prima es la materia orgánica proveniente de las cosas recientemente vivas, incluyendo la materia vegetal de los árboles, pastos y de los cultivos agrícolas. La composición química de la biomasa varía entre especies, pero básicamente consiste de un alto contenido de humedad, una estructura fibrosa la cual consiste de lignina, carbohidratos o azúcares, y cenizas. La biomasa no es muy homogénea en su estado natural y posee un poder calorífico inferior al del carbón. Skov menciona que las características no-homogéneas de la

mayoría de los recursos de la biomasa (por ejemplo, hojas de maíz, paja, bagazo de caña) plantea dificultades en mantener una constante tasa de alimentación en las unidades para la gasificación. Casi cualquier combustible carbonoso o biomasa puede ser gasificado bajo condiciones experimentales o de laboratorio [11].

Es importante mencionar que no existe un gasificador universal, ya que los gasificadores son diseñados para un tipo de biomasa específico, éstos son diseñados para adaptarse al tipo de biomasa que se va a procesar y no al revés. La eficiencia de los diferentes tipos de biomasa depende de los siguientes parámetros.

- Energía contenida en el combustible.
- Densidad volumétrica
- Contenido de humedad.
- Contenido de polvo.
- Contenido de alquitrán.
- Cenizas y escorias.

Las principales impurezas del gas de síntesis son las partículas sólidas de ceniza y el alquitrán, aunque también contienen compuestos alcalinos y contenidos de azufre, así que dependiendo del uso que se le dé a éste será la limpieza que se le realice, por ejemplo, el uso en las celdas de combustible o las microturbinas de gas requieren de una alta pureza del gas de síntesis

Con el paso del tiempo se han gasificado diferentes biomazas en distintos procesos de generación. En la **Tabla 2** se muestran las características de los diferentes gasificadores basado en trabajos hechos por diferentes autores [12].

Tabla 2. Conceptos de gasificación de biomasa

| Tipo de proceso | Características | Beneficio | Estado actual |
|--|--|---|---|
| Gasificación supercrítica | Gasificación operada con agua supercrítica | Biomasa húmeda y líquida puede ser tratada sin proceso de pre-secado | Nivel de investigación aplicada y pruebas en laboratorio |
| Reactores solares de Pirolisis y gasificación | Gasificación y pirolisis con suministro de energía solar a través de concentradores | Reducción en consumos energéticos e integración efectiva con tecnología de captación solar | Pruebas en laboratorio |
| Poligeneración (Gas sintético natural, calor y electricidad) | Producción de gas sintético natural, calor y electricidad | Alta eficiencia global y con gran flexibilidad de transporte de combustible | Probado en pequeñas escalas y planeado para su aplicación inminente a gran escala |
| Combinación de gasificación con biomasa indirecta en calderas | La gasificación de biomasa es generada en una etapa y el gas es cocombustionado con la biomasa | Fácil operación y costos accesibles, gran opción para reducir emisiones de CO ₂ por combustibles fósiles | Usado en procesos de pequeña y gran escala |
| Gasificación de multi-etapa combinado con pirólisis | Separa y combina la pirólisis en etapas individuales controladas y | Procesos de alta eficiencia con alta calidad de gas de síntesis y con baja concentración de alquitranes | Equipos operando con éxito de 100 kW a 6MW de capacidad |
| Gasificador único compacto | Integra la gasificación, enfriamiento y limpieza del gas de síntesis en una sola unidad | Diseño compacto con pequeños costos de inversión y gran versatilidad de aplicaciones | Pruebas en escala de laboratorio y desarrollo conceptual |
| Combinación de pirólisis y gasificación | Producción de biocombustibles con alta calidad de energía en bioaceite y bio-carbón | Reducción de alquitrán por oxidación parcial | Plantas demostrativas desde 5 MW |
| Poligeneración (Calor y electricidad) | Producción de calor y energía eléctrica en un mismo proceso | Alta eficiencia en el proceso global | Usado en capacidades menores de 5 MW |
| Poligeneración (Calor e hidrógeno) | Producción de biocombustibles (líquidos y gases), calor y electricidad | Alta eficiencia global con producción renovable de hidrógeno | Se han empezado primeras pruebas en pequeñas unidades de generación |
| Gasificación por plasma | Gasificación es operada en un plasma con arco eléctrico a muy altas temperaturas | Descomposición de cualquier material orgánico en sus moléculas elementales | Principalmente usado para tratamiento de basura |

Podría decirse que la gasificación es el proceso de conversión más versátil teniendo aplicaciones en casi todos los sectores de demanda de energía eléctrica y calor [13]. Es un proceso que ofrece tanto corriente ascendente (flexibilidad en la materia prima) y corrientes descendientes (flexibilidad en el producto). El proceso de gasificación es afectado en su desempeño por el tipo y cantidad de flujo de biomasa, agente gasificante, razón de equivalencia, presión del reactor y temperatura de reacción, ya que cualquier cambio en estos parámetros incidirá sobre la composición final de gas y su rendimiento. Por lo tanto, las diferencias en la misma tipología de la biomasa, en su composición y heterogeneidad inciden en la propia descomposición térmica de la biomasa. Es por ello, que se realizan diversos experimentos para encontrar las condiciones óptimas de operación para un reactor y biomasa dada, esto conlleva un excesivo consumo de tiempo y gastos relacionados a la operación de los equipos.

La gasificación es una serie de procesos complejos químicos y térmicos concurrentes y consecutivos, los cuales no son muy entendidos [14]. La gasificación es un proceso de dos pasos, un proceso endotérmico (absorbe calor) en el cual la biomasa es termoquímicamente convertida a un gas con un poder calorífico bajo o medio. Bajo este tipo de situaciones, los modelos matemáticos representan una importante herramienta del estudio de gasificadores para optimizar su diseño y operación sin entrar en demasiada experimentación física [15,16] Los modelos encontrados hasta ahora para mejora de calidad y diseño de reactores dependen de su complejidad considerando la etapa de simulación y recursos computacionales, justamente el resultado de las simulaciones son la parte importante para la predicción del proceso y en su mayoría es un área de investigación latente [17].

2.2 Procesos de conversión termoquímica

Para beneficiarse de la energía química contenida en la biomasa, esta energía debe transformarse en formas de energía más fáciles de utilizar, como el calor o la electricidad. Algunos procesos implican una transformación intermedia del combustible sólido a otro

portador de energía (gas o combustible líquido). Como lo refiere Gronli (1996), existen, en principio, tres tipos de procesos de conversión [18]:

- Bioquímico -mediante acción microbiológica-
- Termoquímico -por tratamiento térmico-
- Procesamiento físico / químico

El análisis teórico de la producción de gas de síntesis, se concentra únicamente en los procesos de conversión termoquímica en la producción de gas de síntesis. Es así que se pueden distinguir cuatro procesos termoquímicos:

- Pirólisis
- Gasificación
- Combustión
- Licuefacción

Algunos de ellos son endotérmicos y otros exotérmicos y, a menudo, tienen lugar simultáneamente dentro del mismo reactor. La **Figura 5**, presenta el proceso de conversión termoquímica y las rutas para la utilización de energía.

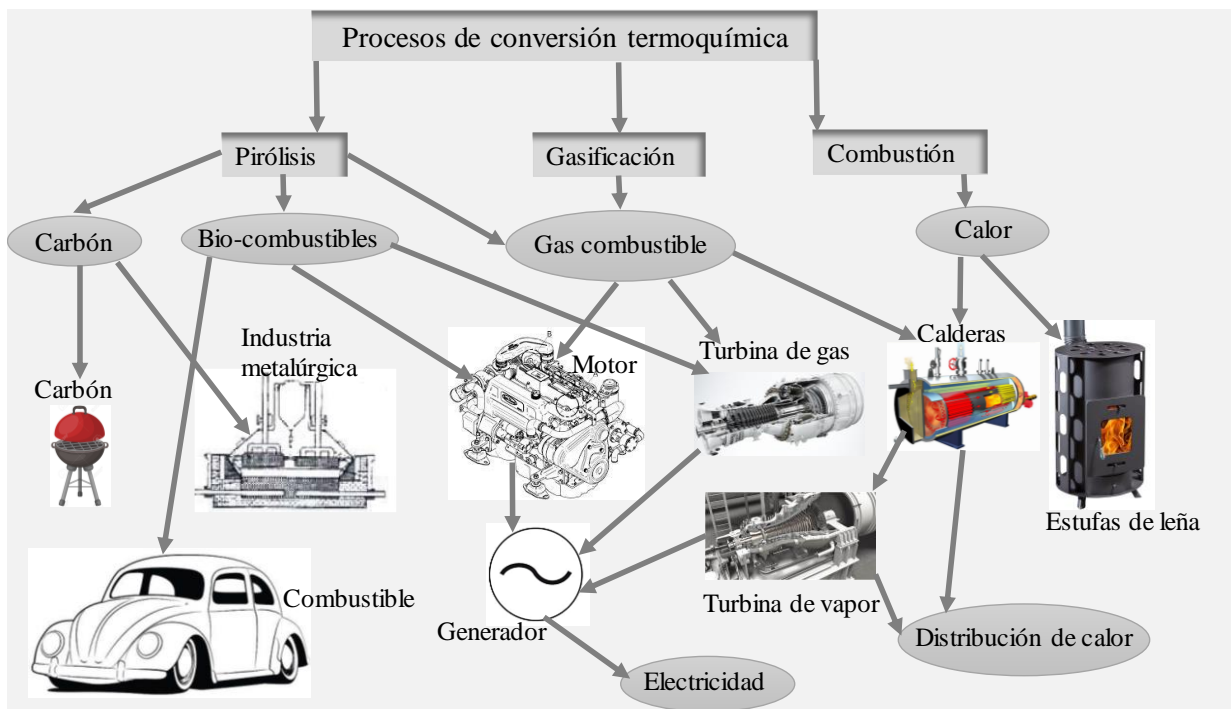


Figura 5. Procesos de conversión termoquímica y utilización de la energía

Los productos de cualquier proceso termoquímico son:

- Un residuo sólido, llamado char, (residuo carbonoso que queda tras la pirólisis de la biomasa)
- Producción de gas
- Un líquido alquitranado de composición compleja, conocido como "alquitrán", a menudo presente en fase de vapor

Como comenta Hallgren (1996), las características de los productos (gas, líquidos y sólidos) dependen de una amplia gama de factores, como las características químicas y físicas de la materia prima, la velocidad de calentamiento, temperatura y presión del proceso inicial y final y tipo de reactor [19].

2.2.1 Proceso de gasificación

La parte central del proceso es el gasificador, que es un recipiente donde el material carbonoso reacciona con el agente gasificante (O_2 , aire, vapor de agua, CO_2 o una mezcla de éstos) a altas temperaturas. Aunque las condiciones operativas dependen de la configuración del gasificador, en general operan a presiones entre 1 a 35 atm y temperaturas entre los 700 a 1800 °C [20]. La gasificación es una oxidación parcial térmica, la cual resulta en una alta proporción de gases (CO_2 , H_2O , CO, H_2 , y otros hidrocarburos), pequeñas cantidades de carboncillo (carbón vegetal con alto poder calorífico), ceniza y componentes incondensables (aceites y alquitranes). En el proceso se puede utilizar aire, oxígeno o vapor como agente oxidante y éste afectará la calidad del gas en conjunto con el tipo de biomasa.

Las reacciones químicas de la gasificación son complejas, de ahí que su estudio puede realizarse desde modelos sencillos de conversión como ocurre en las reacciones finales que llevan a la generación de gas de síntesis. Es así que durante el proceso de la producción del gas una forma general de representar el proceso puede incluir las siguientes etapas. [21]

Secado. En esta etapa, el contenido de humedad de la biomasa es reducida. Normalmente, el contenido de humedad de la biomasa deberá encontrarse en rangos de 5 a 35%. El secado ocurre entre 100 y 200°C con una reducción del contenido de la biomasa hasta un valor menor del 5%.

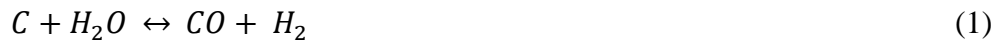
Devolatilización (pirólisis). Éste es esencialmente la descomposición térmica de la biomasa en ausencia del oxígeno o aire. En este proceso, la materia volátil de la biomasa es transformada. Esto resulta en la liberación de gases hidrocarburos de la biomasa, debido a los cuales la biomasa es convertida a bio-carbón. Los hidrocarburos gaseosos pueden ser condensados a una temperatura lo suficientemente baja para obtener bio-aceites.

Oxidación. Ésta es la reacción entre el sólido carbonizado de la biomasa y el oxígeno contenido en el aire, resultando en la formación de dióxido de carbono. El hidrógeno presente en la biomasa también es oxidado y éste resultará en la formación de agua. Una gran cantidad

de calor es liberado en esta etapa. Si el oxígeno está presente en cantidades subestequiométricas, la oxidación parcial generará monóxido de carbono.

Reducción. En la ausencia de oxígeno debido a las condiciones subestequiométricas, ocurren varias reacciones en temperaturas de 800 a 1000 °C. Estas reacciones son mayormente endotérmicas éstas pueden categorizarse como sigue:

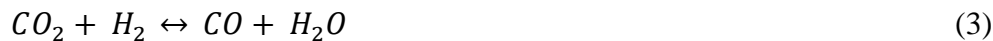
Reacción agua-gas



Reacción de Boudouard



Reacción de cambio



Reacción de metano



Es así que el diseño de los gasificadores ha sido clasificado, dependiendo principalmente de lo siguiente [22]:

Por **flujo de fluidos**: Lecho fijo concurrente, lecho fijo contracorriente, lecho fluidizado burbujeante y lecho fluidizado circulante.

Por **fuentes de calor**: Gasificadores autotérmicos o método directo (el calor es liberado de la combustión parcial por la propia biomasa) y gasificadores alotérmicos o método indirecto (el calor es provisto por una fuente de energía externa, ya sea un intercambiador de calor o un proceso indirecto).

Por **presión**: Atmosféricos o presurizados.

Por **agente gasificante**: Gasificadores con sopladores de aire, con calderas para suministrar vapor y/o con unidades de separación de aire para suministrar oxígeno.

2.2.2 Agente gasificante

Esta sección se centra en el agente de gasificación y en cómo proporcionar calor para el proceso de gasificación. **La Tabla 3**, resume las ventajas y desventajas de los diferentes agentes de gasificación.

Tabla 3. Comparación de agentes gasificantes

| Agente gasificante | Ventajas | Desventajas | Poder calorífico del gas producido (MJ/m ³) |
|--------------------|--|-------------------------------|---|
| Aire | Costos bajos | Bajo poder calorífico | 4-7 |
| Oxígeno | Gas producido libre de N ₂ , poder calorífico medio | Costos altos | 10-18 |
| Vapor | Gas producido libre de N ₂ , poder calorífico medio, contenido de H ₂ mejorado | Proceso altamente endotérmico | 10-18 |

2.2.2.1 Gasificación con aire

La gasificación tiene lugar normalmente a 700-1000 °C. Fredriksson y Kjellström (1996) experimentaron en su gasificador ciclónico con la temperatura de gasificación y encontraron que se requería una temperatura mínima de 800 °C para una gasificación estable (temperatura de la pared por encima de 600 °C). El rendimiento de los productos y la temperatura de funcionamiento depende de la cantidad de oxidante añadida al sistema [23].

Los valores de la relación de exceso de aire para la gasificación suelen estar entre 0.2 y 0.4, siendo el valor óptimo alrededor de 0.25. Si la relación de exceso de aire es menor, el carbón no se gasificará y se retendrá algo de energía en la madera como carbón vegetal o algunos otros tipos de biomasa; si la relación de exceso de aire es mayor, se quemará parte del gas y la temperatura aumentará rápidamente [24]. Otros investigadores han observado que, en los gasificadores con un lecho fijo, la relación de equivalencia se autocontrola al tener una altura de lecho constante. Este tipo de tecnología se comenta en la sección de tipos de gasificadores.

La relación CO/CO_2 (o $\text{H}_2/\text{H}_2\text{O}$), es una medida de la calidad del gas de síntesis producido. Aproximadamente el 30% de la biomasa se quema para proporcionar energía para el resto del proceso de gasificación. La cantidad de oxígeno en exceso depende de la eficiencia del proceso que se puede mejorar mediante el aislamiento, el secado de la biomasa o el precalentamiento del aire [24].

Wang y Kinoshita (1992) realizaron pruebas paramétricas de gasificación de nitrógeno/oxígeno atmosférico. Examinaron el efecto del tiempo de residencia, la relación de equivalencia, la temperatura de gasificación y la inyección de vapor sobre el rendimiento, la composición y el poder calorífico del gas. Entre sus conclusiones, es interesante señalar que las concentraciones de CO y H_2 se encontraron menores que las predichas teóricamente y aun así los rendimientos de CO_2 y CH_4 fueron mayores de lo previsto [25].

2.2.2.2 Gasificación con vapor

El proceso de gasificación denominado “gasificación con vapor” puede utilizar como agente gasificante solo vapor, una mezcla de aire/vapor, una mezcla de oxígeno/vapor u otros. Un mayor contenido de vapor del agente gasificante da como resultado un mayor contenido de H_2 del gas de síntesis producido.

La gasificación con vapor puro produce gas de síntesis, que contiene principalmente hidrógeno y monóxido de carbono y que se puede utilizar para la producción de metanol, entre otras aplicaciones. Sin embargo, el gas de síntesis crudo también contiene componentes no deseados como el metano y alquitrán que deben eliminarse en un proceso de acondicionamiento. La atmósfera de vapor potencia las reacciones de reformado y las reacciones de gasificación del carbón produciendo gases más ligeros como H_2 , CO y CO_2 [26,27]. Por otro lado, dado que las reacciones de gasificación del vapor son muy endotérmicas, la velocidad de calentamiento disminuye y, en consecuencia, la formación de metano también disminuye [23].

La principal consecuencia de tener un gasificante exento de nitrógeno, y por tanto también un gas producto exento de nitrógeno, es el aumento considerable del poder calorífico (11.5 MJ/m³). Sin embargo, la gasificación con oxígeno es económicamente poco atractiva en opinión de muchos. Una posible alternativa podría ser utilizar aire enriquecido con oxígeno, lo que podría resultar menos costoso y mejorar considerablemente la calidad del gas de síntesis.

En algunos casos, se agrega oxígeno en el proceso de gasificación con vapor para proporcionar algo de energía para las reacciones endotérmicas, por lo que el proceso es autotérmico. Sin embargo, en opinión de Aznar et al. (1993), este procedimiento no se recomienda porque el poder calorífico del gas producido disminuirá con la adición de oxígeno [28].

2.3 Características de la biomasa

Esta sección trata algunas de las más importantes propiedades de la biomasa, relacionadas al proceso de conversión para producción de gas de síntesis. El término biomasa se refiere a los materiales orgánicos derivados de plantas o animales [29].

Una definición generalmente aceptada es difícil de encontrar. Sin embargo, la usada por la United Nations Framework Convention on Climate Change es la siguiente:

“Material orgánico no-fosilizado y biodegradable originado por las plantas, animales y microorganismos. Esto también incluye los productos, subproductos, residuos y desechos forestales, agrícolas y relacionados a la industria, así como las fracciones orgánicas no fósiles bio-degradables de la industria y el sector urbano”.

Como una fuente de energía renovable, la biomasa es constantemente formada por la interacción de CO₂, aire, agua, tierra y luz solar con plantas y animales. Después de que un organismo muere, los microorganismos rompen la biomasa en elementos que constituyen una parte de energía potencial, además de H₂O y CO₂. Porque el CO₂ liberado a través de la

biomasa es en equivalencia el mismo absorbido en el pasado. Al transformar la biomasa por combustión, no se incrementará el inventario actual de CO₂ en la tierra. Esto es llamado gas verde neutro o GHG neutral por sus siglas en inglés (Greenhouse Gas neutral). La biomasa incluye únicamente las especies vivas o recientemente muertas que puedan ser usadas como combustible o en producción de químicos. Esto no incluye materiales orgánicos que han permanecido cientos de millones de años en la tierra y que el mismo proceso geológico los ha transformado en sustancias como carbón o petróleo. Algunas fuentes de biomasa son clasificadas según su origen y uso previo:

Se pueden distinguir tres tipos principales de biomasa, en cuanto al origen y uso previo:

- Cultivos
- Residuos (biológicos, forestales, agrícolas)
- Residuos sólidos

La **Tabla 4**, presenta varios tipos de cultivos con algunos ejemplos y características.

Tabla 4. Tipos de cultivos

| Tipo de cultivo | Ejemplos | Comentarios |
|---|--|--|
| Residuos leñosos -Rotación a largo plazo (15-50 años) -Rotación a corto plazo (3-5 años). | Sauce, eucalipto | Azufre insignificante contenido, bajo en cenizas, alto contenido volátil y alta reactividad carbonizada. |
| Cultivos herbáceos anuales | Sorgo, arroz, avena | Actualmente existen casos experimentales utilizando la cascarilla de arroz. |
| Cultivos con altos contenidos de azúcares | Caña de azúcar, maíz, remolacha, trigo | Usados actualmente para producción de etanol. |

A medida que aumente el uso de biomasa, serán necesarios cultivos energéticos dedicados para este fin. En el futuro, los cultivos leñosos de rotación corta serán los preferidos para cultivos energéticos como fuente de biomasa. Estas especies son generalmente árboles de madera dura que se cosecharían cada 5-10 años y vuelve a crecer a partir del tocón del árbol, lo que reduce los costos anuales de establecimiento y manejo de cultivos. La producción de cultivos energéticos requiere manejo menos intensivo que otros cultivos agrícolas debido a la baja necesidad de fertilizantes y plaguicidas. Además, como señalan Easterly y Burnham

(2009), dado que las raíces permanecen en el suelo después de la cosecha, se puede reducir la erosión del suelo [30].

Los residuos de biomasa pueden tener varios orígenes. La **Tabla 5** resume las diferentes fuentes y presenta algunos ejemplos.

Tabla 5. Tipos de biomasa residual

| Tipo de biomasa residual | Ejemplos | Comentarios |
|---------------------------------|---|--|
| Residuos Forestales | Ramas, poda de árboles, arboles dañados por tormentas | Algunos residuos son utilizados como leña. |
| Residuos agrícolas | Residuos agrícolas Cultivos de cereales y también Residuos de procesamiento de alimentos como cáscaras de nuez. | Algunos desechos deben permanecer en el campo para nutrir la tierra; el resto tiene que ser eliminado para evitar plagas y enfermedades. |
| Industria manufacturera | Aserrín, residuos de aserraderos, producción de papel | Algunas industrias, suelen utilizar sus propios residuos como insumos energéticos. |

Una característica común de los residuos y desechos es la composición variable, la humedad y contenido de cenizas, concentración de metales pesados y contenido de nitrógeno, azufre y cloro, como lo refieren Van Ree et al. (2000). La **Tabla 6**, compara la composición de diferentes cultivos y residuos.

Tabla 6. Composición de algunos residuos de biomasa

| | Corteza de árboles | Bagazo de caña | Estiércol de ganado | Aguas residuales | Residuos urbanos |
|--|---------------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Humedad (% agua) | 55-60 | 50 | 20-70 | 90-98 | 15-30 |
| Ceniza (%) | 2.34 | 3.11 | 23.5 | 26.5 | 13.9 |
| Poder Calorífico Superior HHV (MJ/kg seco) | 19.8 | 18.94 | 13.4 | 19.9 | 12.7 |

Fuente: Van Ree, et al. [31]

Respecto a la estructura de la biomasa, los principales componentes químicos son:

- celulosa
- hemicelulosa
- lignina.

Los dos primeros comprenden las paredes celulares de las fibras de biomasa y se caracterizan químicamente como moléculas de glucosa de alto peso molecular. El tercer componente, la lignina, actúa como un adherente, manteniendo juntas las células de la fibra. La lignina es un polímero que puede formar poliaromáticos compuestos en los productos de conversión. La proporción entre lignina y celulosa el contenido en biomasa es 40/60. La biomasa también se caracteriza por un alto contenido de oxígeno, lo que justifica su alta inestabilidad térmica [32].

Celulosa: es el más común de los compuestos orgánicos sobre la tierra, es el componente primario estructural de la pared celular en la biomasa. Esta cantidad varía de 90% (por peso) en algodón, hasta un 33% en otras plantas. Representado por la fórmula genérica $(C_6H_{10}O_5)_n$, la celulosa es el polímero de cadena larga con un alto grado de polimerización y un gran peso molecular

Hemicelulosa: tiene una estructura amorfa y aleatoria con poca resistencia. Es un grupo de carbohidratos con una brecha de cadenas en la estructura y con un bajo grado de polimerización (100-200). La hemicelulosa tiende a producir más gases y menos alquitranes que la celulosa [33].

La Lignina es un complejo de polímero altamente ramificado de propano fenilo y es una parte integral de las paredes celulares secundarias de las plantas. Se trata principalmente de un polímero tridimensional de fenol 4-propenilo, fenol 4-propenil-2- metoxi, y Fenol 4-propenil-2,5-metoxi [34].

2.4 Comparación del gas de síntesis con otros combustibles

El combustible sólido más parecido a la biomasa es el carbón. Ambos requieren almacenamiento y sistemas para transportar el combustible desde el almacén hasta las calderas o gasificadores [30]. Sin embargo, el contenido de energía es muy diferente: el carbón bituminoso tiene 30.2 MJ/kg, la madera 19.8 MJ/kg (seco) y los residuos agrícolas promedian alrededor de 18 MJ/kg (seco).

Hay tres métodos de clasificación de combustibles usando sus constituyentes químicos: razón atómica, la razón ligno-celulósica, y el diagrama ternario. Todos los combustibles hidrocarburos pueden ser clasificados de acuerdo a sus razones atómicas, pero la segunda está limitada solo a la biomasa. Esta clasificación se basa en el contenido del potencial calorífico del combustible, entre otras cosas, ya que las razones atómicas de hidrógeno-carbono (H/C) y oxígeno carbono (O/C) están perfectamente relacionadas al valor del poder calorífico. La variación en el contenido de energía se explica claramente por la relación hidrógeno-carbono (H/C) del combustible y la relación oxígeno-carbono (O/C), como se muestra en el diagrama de Van Krevelen, (**Figura 6**). A medida que aumenta el contenido de carbono del combustible, también aumenta el contenido de energía. La gráfica muestra la relación de dichas razones atómicas sobre combustibles en base seca libres de ceniza, se observan diversas sustancias con altas razones de H/C y O/C tales como los combustibles fósiles. Sin embargo, para ciertas clasificaciones de biomasa, la razón de H/C puede ser expresada como una función lineal de oxígeno-carbono (O/C) [35]. Sin embargo, las materias primas de biomasa tienen propiedades únicas que ofrecen ventajas potenciales en la gasificación. La biomasa tiene un mayor contenido de oxígeno, lo que da como resultado una mayor reactividad y contiene grandes cantidades de materia volátil en comparación con el carbón [36].

Además, el carbón contiene una cantidad considerable de azufre, como comenta Consonni y Larson (1994) [37], cuya remoción a alta temperatura es uno de los obstáculos clave en la comercialización de la gasificación del carbón. Por el contrario, la biomasa contiene poca o ninguna traza de azufre. Las plantas frescas tienen bajos poderes caloríficos por su alta razón de H/C y O/C, pero debido a los cambios geológicos, con el tiempo el contenido de energía incrementa grandemente, tal es el caso de los combustibles fósiles. Sin embargo, la emisión de CO₂ también se hace más alta.

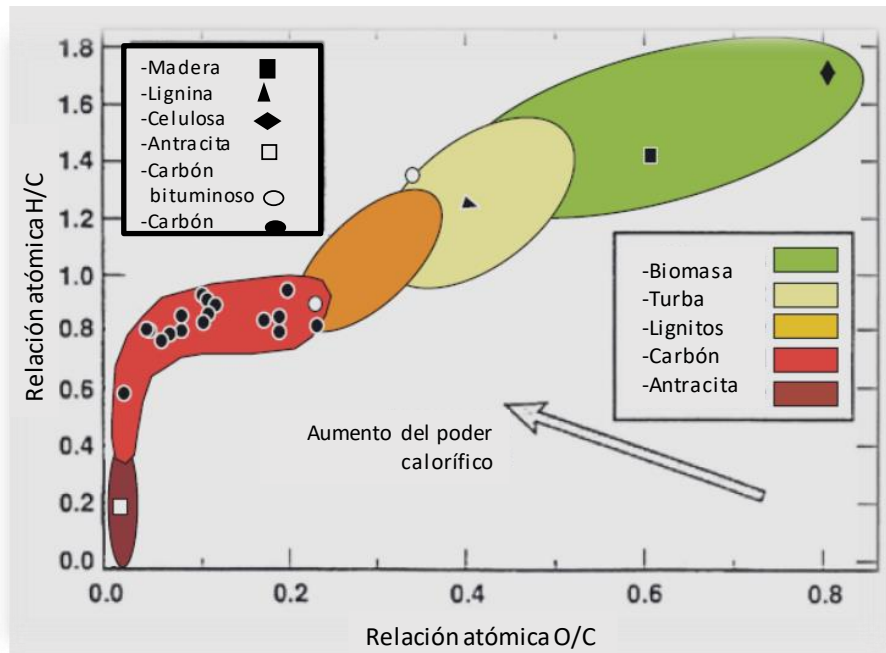


Figura 6. Diagrama de Van Krevelen
[modificado de 38]

El diagrama ternario **Figura 7**, no es una herramienta para la clasificación de la biomasa, pero es muy útil en la representación de los procesos de conversión de la biomasa.

Los tres vértices del triángulo representan carbono puro, oxígeno e hidrógeno, en una concentración del 100%. Los puntos dentro del triángulo representan mezclas ternarias de los tres componentes. El lado opuesto a un vértice representa concentración cero de ese componente. Por ejemplo, la línea horizontal representa concentración cero de hidrógeno, con mezclas binarias de carbono y oxígeno.

Un combustible biomásico está cerca del hidrógeno y del oxígeno mientras que el carbón está muy cerca del carbono puro.

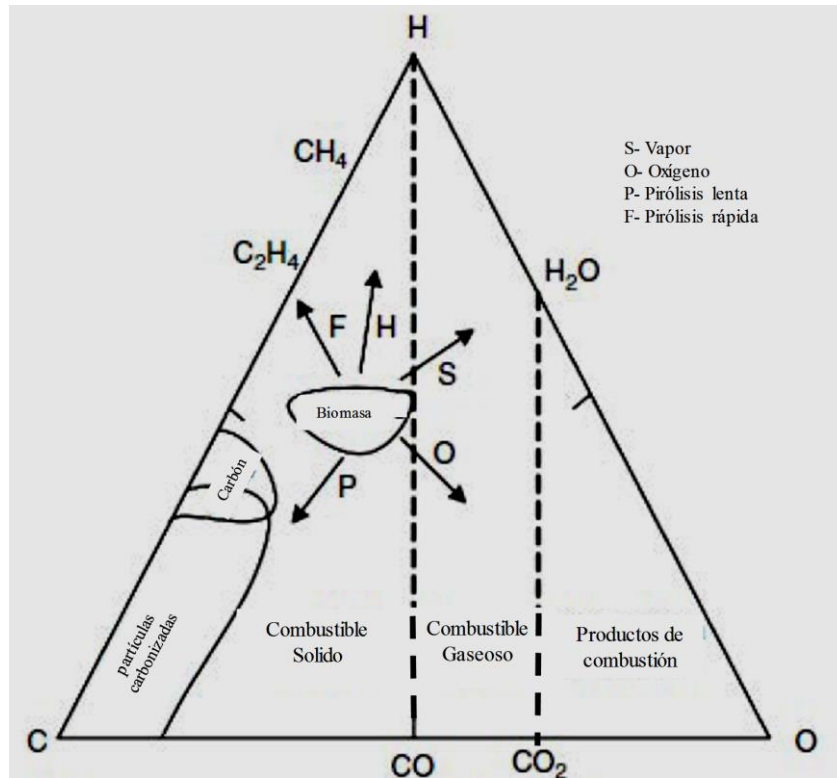


Figura 7. Diagrama ternario
[modificado de 38]

El resumen realizado por Maniatis (2000), [39], compara varias materias primas (biomasa) en términos de mercado y hoy en día la tendencia se ha comportado de forma similar. Refiérase a la **Figura 8**.

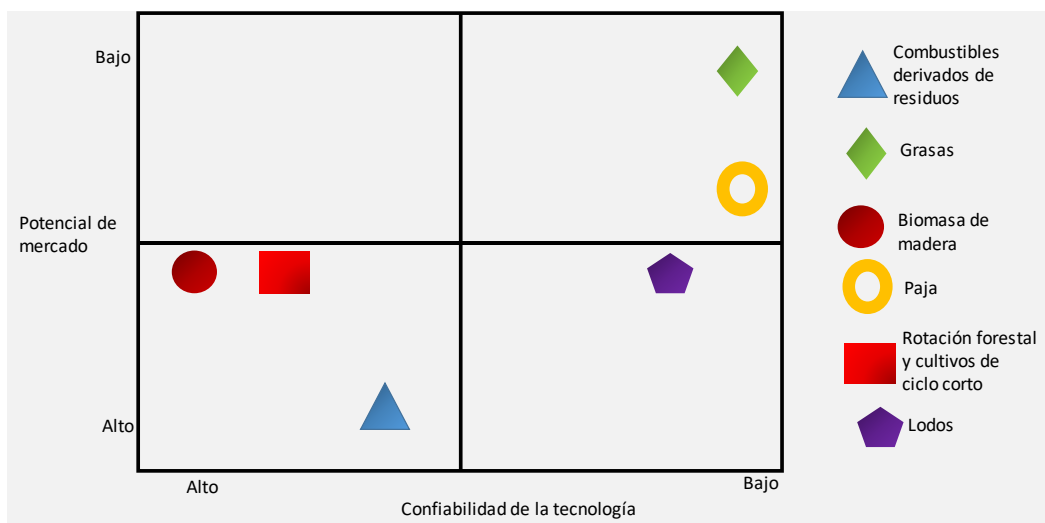


Figura 8. Potencial de mercado y confiabilidad tecnológica para varios tipos de biomasa [39]

La forma física de la biomasa es heterogénea y el contenido de humedad cuando se cosecha es a menudo muy alto (40-50% de contenido de humedad) lo que reduce el contenido de energía a 9.9 MJ/kg y 9.3-9.8 MJ/kg para madera y residuos agrícolas respectivamente. También el difícil manejo de la biomasa en forma sólida obliga generalmente a que se acondicione para poder ser utilizada (sistemas de trituración, secado, almacenamiento y alimentación) [18]. Cuando la biomasa es densificada por procesamiento y compactación, su volumen a granel es mucho más cercano al del carbón [30].

El contenido de cenizas de la biomasa también es menor que en el carbón, aunque la cantidad de cenizas depende en gran medida del tipo de biomasa. Algunos tipos de biomasa también pueden presentar altos contenidos de metal alcalino (Na, K), que reducen las temperaturas de fusión de las cenizas que producen un aumento en la deposición de cenizas y ensuciamiento (obstrucción) del equipo de la caldera, [30]. La **Tabla 7**, compara los volúmenes a granel de varios tipos de biomasa y carbón.

Tabla 7. Comparación de volúmenes a granel de diferentes tipos de biomasa y carbón

| Tipo de combustible | Volumen a granel (m ³ /ton) |
|-----------------------------|--|
| Astillas de madera | 4.4-5.6 |
| Pellets de madera | 1.6-1.8 |
| Paja de diferentes cultivos | 24.7-49.5 |
| Pellets de desecho | 1.7-2.3 |
| Carbón | 1.1-1.5 |

Fuente: [30]

Easterly y Burnham (1996) también comparan el tamaño de la central eléctrica para carbón y biomasa. El tamaño típico de una planta de energía de biomasa es de 15 a 50 MW, un rango diez veces menor que el carbón (150-500 MW). En su opinión, las plantas de biomasa no pueden beneficiarse de grandes economías y suelen presentar una eficiencia eléctrica neta del 18-25%. La diferencia del tamaño entre las plantas de carbón y biomasa se debe a consideraciones de suministro de combustible [40]. Una planta de energía ubicada en el centro

puede recolectar residuos de madera de un área de 120 km de radio. Si el transporte es de bajo costo, como un barco o un tren, la distancia puede aumentar, según Easterly y Burnham comentan también que el costo de la energía útil de la biomasa si se encuentra cerca de la fuente, ésta puede competir con los combustibles fósiles.

2.5 Producción y costos de la biomasa

Las fuentes renovables de energía contribuyen con el 18.8% del consumo mundial de energía primaria [41], donde la biomasa y los residuos representan poco más del 10%, la hidroelectricidad el 2.3%, la energía nuclear satisface el 6% del consumo energético global y las energías limpias (solar, eólica, oceánica y geotérmica) contribuyen con el 0.5% [42] Aun cuando la generación de energía con fuentes renovables y limpias contribuye a un desarrollo energético sustentable su participación no ha sido la esperada, **Figura 9.**

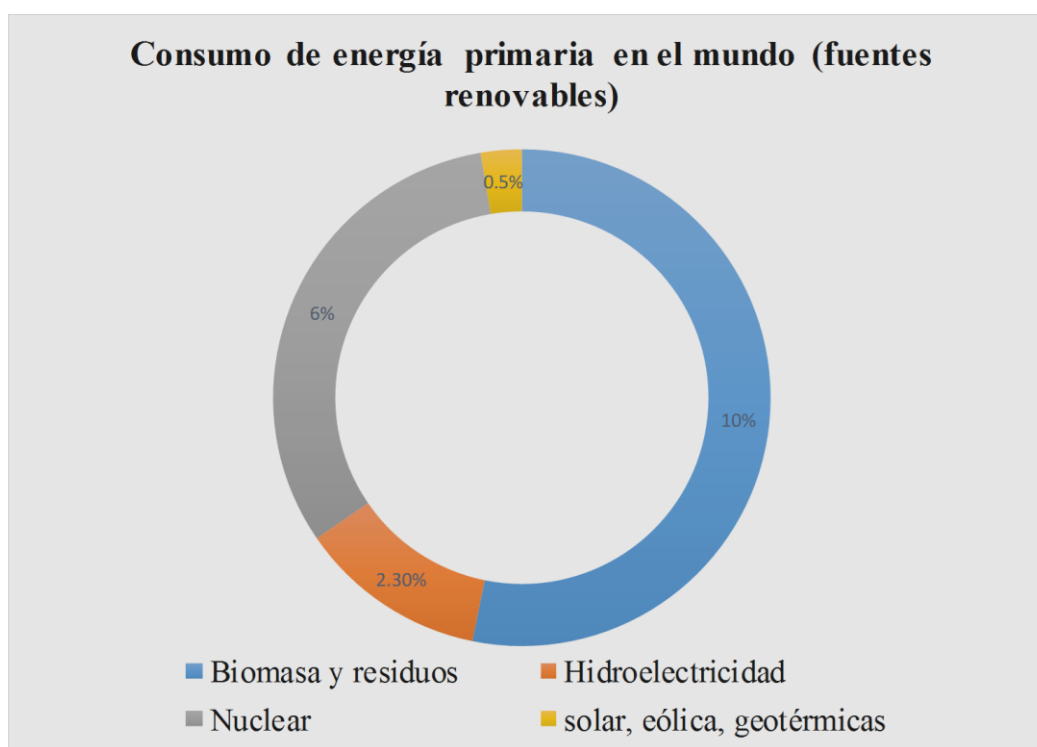


Figura 9. Consumo de energía primaria en el mundo (fuentes renovables)

La biomasa contribuye con un 77% de toda la energía renovable en el mundo. Alrededor del 77% del consumo total de biomasa se da en los usos tradicionales para cocción de alimentos y calefacción en los países en desarrollo (leña y carbón vegetal), en tanto que los usos modernos de la bioenergía: los biocombustibles líquidos para el sector transporte, la generación eléctrica y la generación de calor en los procesos industriales, consumen poco más del 23% (11.3 EJ) [43].

En 1999, Roos, identificó los factores críticos para la implementación de la bioenergía siendo los siguientes [44]:

- Integración e infraestructura,
- Efectos de escala,
- Competencia en el sector de la bioenergía,
- Competencia con otros negocios,
- Política nacional y la influencia de las políticas, y
- Políticas públicas.

En opinión de Craig y Bain, refiriéndose a los sistemas de gasificación de biomasa en particular, se necesitan cuatro factores clave para garantizar el éxito respecto a la viabilidad económica [45]:

- El sitio debe ser remoto y de difícil acceso en términos de suministro de combustibles convencionales;
- El suministro de biomasa debe ser lo más regular posible en términos de calidad y cantidad;
- Se deben emplear trabajadores no calificados con un alto grado de motivación para operar y mantener los gasificadores y
- El sistema debe funcionar con una carga estable durante no menos de 2000 a 8000 horas / año.

Aunque se espera que el gas natural se convierta en la energía más barata en el futuro, la biomasa podría convertirse en la opción de bajo costo para países donde el gas natural no está disponible [46]. Algunos estudios, informados por Craig et al. (1995) demostraron que los costos y el rendimiento del sistema de biomasa pueden volverse competitivos o atractivo en los nichos de mercado existentes como: áreas donde los combustibles fósiles son de costos elevados, otra área de oportunidad son las comunidades rurales, donde existen problemas de eliminación de residuos o desechos, en estos lugares los costos de la biomasa son bajos, por lo que la producción de coproductos a partir de la gasificación de estos residuos se vuelve atractiva e interesante. Finalmente, el precio de las centrales eléctricas de biomasa solo disminuirá si se realiza la replicación (5 o 10 unidades de generación).

En México, la biomasa es la mayor fuente renovable de energía, principalmente, por el uso intensivo de leña para cocción de alimentos y calefacción (67.3% de esta participación) y al bagazo de caña empleado para la cogeneración en los ingenios azucareros (32.7%) [García B. et al., 2016]. En el corto y mediano plazo, la aplicación más promisoría para los biocombustibles forestales es el uso combinado de astillas de madera con residuos de caña de azúcar (bagazo y paja) para cogenerar electricidad en ingenios azucareros y destilerías de etanol, con una capacidad cercana a 900 MWe y un alto factor de planta más de 7,500 h/año a plena potencia, lo que representa el 85% de operación en el transcurso del año. Esta aplicación puede servir de base para el desarrollo de un mercado nacional de amplia cobertura geográfica, ya que existen ingenios en 19 de los 30 estados de México [47].

2.6 Tecnologías de gasificación

2.6.1 Gasificadores de lecho fijo

Estos reactores son bastante fáciles de construir y operar y están ampliamente disponibles, especialmente en los países en desarrollo. Son adecuados para aplicaciones a pequeña escala, pero, en general, tienen propiedades de ampliación limitadas. La capacidad de los gasificadores de lecho fijo es en la mayoría de los casos por debajo de 1 MW. La razón de su

tamaño limitado es que se requiere una zona de alta temperatura para reducir el contenido de alquitrán del gas producido; a medida que aumenta el diámetro del gasificador, es más difícil crear una zona de temperatura alta.

Una ventaja de los gasificadores de lecho fijo es el bajo contenido de partículas del gas producido, ya que el propio lecho de carbón actúa como filtro. Existen principalmente dos tipos de gasificadores de lecho fijo, dependiendo de si el agente de gasificación se alimenta desde la parte superior del reactor, como la biomasa, o desde el fondo y por lo tanto a contracorriente del flujo de biomasa. Este último diseño se llama gasificador de "corriente ascendente" y no se usa mucho. Produce muchos alquitranes porque los productos de la desvolatilización no atraviesan la zona de alta temperatura del reactor. El gasificador de corriente ascendente solo es adecuado para aplicaciones de producción de calor, donde el contenido de alquitrán del gas del producto es irrelevante.

Cuando tanto la biomasa como el agente de gasificación fluyen hacia abajo, el gasificador se denomina gasificador de "corriente descendente". El diseño más popular se conoce como gasificador Imbert y se caracteriza por una reducción del diámetro justo debajo del suministro de aire. La reducción, o garganta, ayuda a crear una zona de alta temperatura para el agrietamiento del alquitrán. Un diseño alternativo es el gasificador estratificado de corriente descendente o núcleo abierto. Este diseño no tiene garganta y tanto la biomasa como el agente de gasificación se alimentan desde la parte superior del reactor. El gasificador estratificado de corriente descendente es más fácil de construir, pero tiene la desventaja de ser inestable. La **Figura 10**, muestra los tres diseños de lecho fijo mencionados.

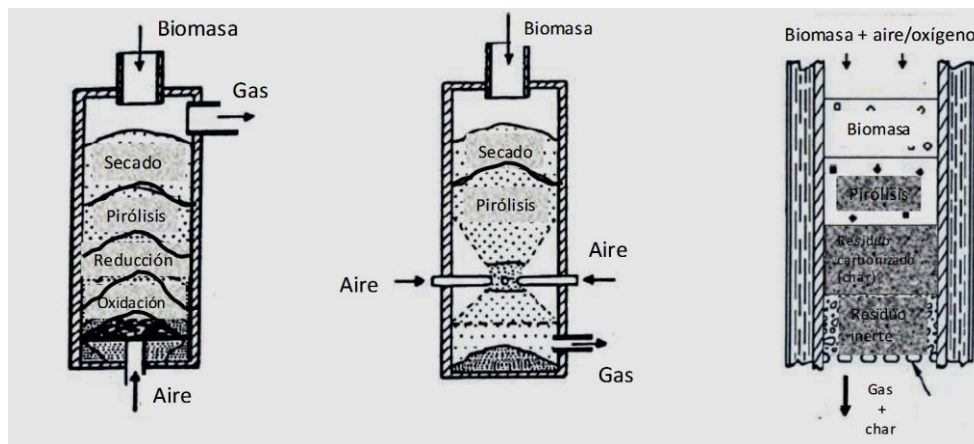


Figura 10. Reactores de lecho fijo. a) Corriente ascendente, b) Corriente descendente Imbert, c) Corriente descendente estratificada
Fuente: modificado de Reed y Das, [24]

2.6.2 Gasificadores de lecho Fluidizado

En opinión de Consonni y Larson (1994), los reactores de lecho fluidizado representan el diseño de gasificador más prometedor para la gasificación de biomasa calentada directamente [37]. Presentan mayores capacidades de rendimiento y mayor flexibilidad de combustible que los gasificadores de lecho fijo y pueden aceptar materia prima de baja densidad, requieren un pre procesamiento mínimo de materia prima. Sin embargo, como lo refieren Williams y Larson (1996), presentan más problemas con respecto al control de la calidad del gas debido a la salida de temperatura más alta (800-1000 °C) a la que los metales alcalinos no se condensan y porque se transportan muchas más partículas. Se requieren filtros de cerámica o de metal sinterizado [48].

Aun así, los gasificadores de lecho fluidizado circulante (CFB) permiten una conversión de combustible más completa y rendimientos específicos más altos que los gasificadores de lecho burbujeante (BFB). La **Figura 11**, muestra ambos diseños de gasificadores.

Ejemplos de CFB atmosféricos comerciales alimentados con biomasa son: Ahlstrom (Finlandia), Lurgi (Alemania) y TPS / Studsvik (Suecia) [48].

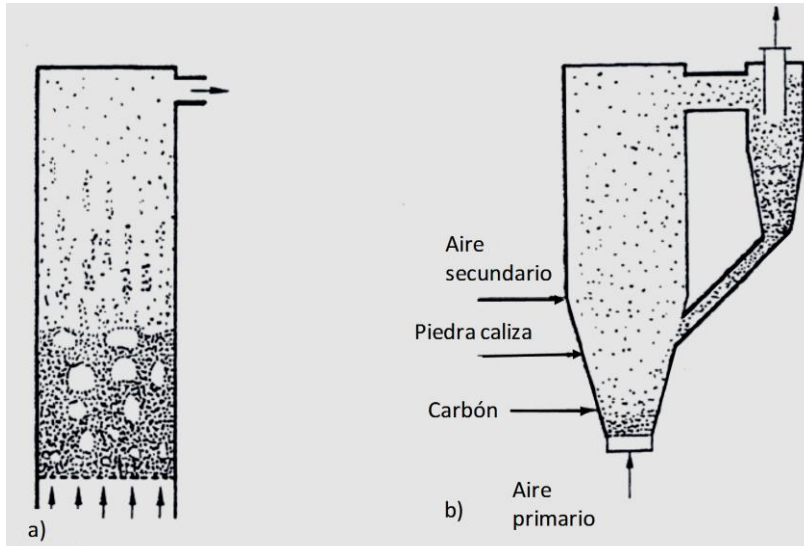


Figura 11. Reactores de lecho fluidizado: a) Lecho burbujeante, b) Lecho circulante.
Fuente: Williams y Larson [48]

Por último, el resumen reciente de Maniatis (2000) presenta el estado de varios reactores de gasificación con respecto a su solidez tecnológica y atractivo para el mercado [39]. La **Figura 12**, muestra las conclusiones.

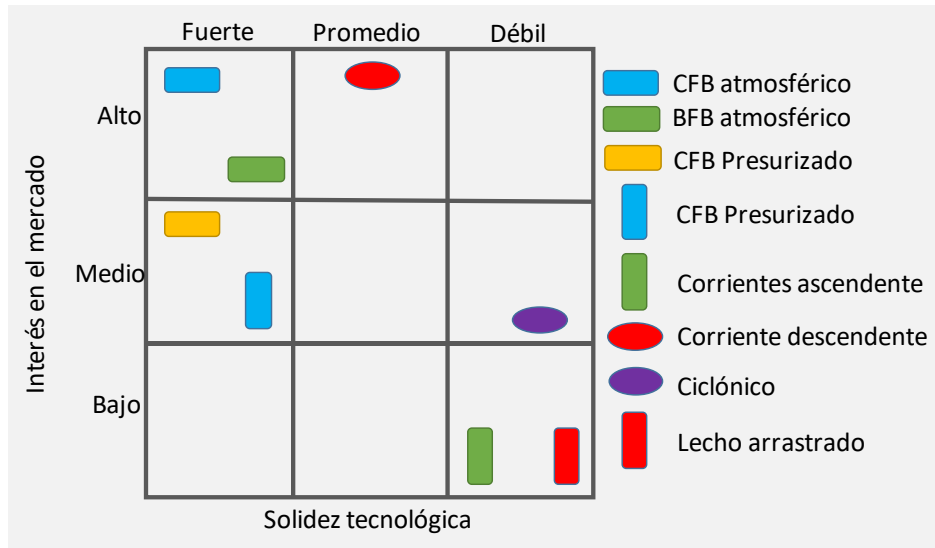


Figura 12. Estado de las tecnologías de gasificación [39]

Se ha demostrado que los gasificadores de lecho fluidizado circulante atmosférico son fiables con varias materias primas y son relativamente fáciles de escalar (hasta 100 MWth). También

los gasificadores de lecho fluidizado burbujeante atmosférico son fiables a pequeña-mediana escala (hasta 25 MWth) pero están algo limitados en su capacidad. Los sistemas fluidizados presurizados son menos atractivos debido a los mayores costos relacionados con la construcción. Sin embargo, presentan otras ventajas como su idoneidad para aplicaciones de ciclo combinado integrado porque el gas producido no necesita ser presurizado después de la gasificación.

Los gasificadores de corriente descendente son atractivos para aplicaciones pequeñas (<1.5 MWth) y el mercado es grande en todas las regiones del mundo. Sin embargo, el problema de la eliminación de alquitrán y la operación automatizada todavía está presente. Por esta razón, los gasificadores de corriente descendente no son atractivos para la generación de energía debido al alto contenido de alquitrán.

Los gasificadores ciclónicos nunca se consideraron para aplicaciones de generación de energía, la producción excesiva de alquitranes durante el proceso de gasificación y la baja calidad del gas de síntesis generada no fue atractiva para seguir desarrollando este tipo de diseños.

2.7 Acondicionamiento del gas de síntesis

El gas que sale del gasificador debe acondicionarse para las diferentes aplicaciones disponibles. Este proceso puede ser complejo e incluir muchos subprocesos, dependiendo del uso final del gas de síntesis producido. Un proceso de acondicionamiento de gas puede incluir las siguientes tareas:

- Eliminación de partículas a altas temperaturas mediante filtros metálicos o cerámicos
- Modificación de la relación H₂/CO mediante reactores catalíticos
- Reformado de metano
- Reformado de alquitranes

- Enfriamiento del gas de síntesis producido a temperaturas moderadas para condensar los productos alcalinos
- Eliminación de productos alcalinos con filtros después de enfriar
- Enfriamiento del gas de síntesis producido a temperatura ambiente mediante lavado en húmedo para condensar el alquitrán
- Compresión

El acondicionamiento de gas caliente, como lo define Paisley (1997), se realiza pasando el gas de síntesis producido a través de un reactor catalítico (ya sea de lecho fijo o fluidizado) a una temperatura y presión casi iguales a las del gasificador [49]. En la superficie del catalizador, los compuestos de alquitrán sufren reacciones de reformado con el vapor en exceso de las reacciones de gasificación. La ausencia de operaciones de refrigeración o calefacción aumenta considerablemente la eficiencia térmica global del sistema.

2.7.1 Limpieza de alquitranes en el gas de síntesis

Según Maniatis (2000), la eliminación eficiente y económica del alquitrán sigue siendo la principal barrera técnica para la comercialización de generación eléctrica a partir de gasificación de biomasa. Ståhlberg (1998), definen el alquitrán como "*una mezcla compleja de compuestos orgánicos que van desde compuestos ligeros como el benceno hasta hidrocarburos aromáticos pesados*" [50]. Estos productos líquidos de la gasificación de biomasa aparecen generalmente en fase gaseosa y podrían dañar seriamente equipos industriales como turbinas de gas y motores de gas si se condensan.

Actualmente los alquitranes han sido clasificados cómo ligeros y pesados. Un aspecto crítico entre los diferentes reportes de la literatura muestra que, el sistema de medición de alquitranes es complicado incluirlo dentro del proceso de limpieza del gas de síntesis sin causar interferencias con la continuidad de producción y obtener una medición precisa de éstos.

Otra área de estudio relacionada con los alquitranes es el análisis de su formación durante la pirólisis y la dependencia de la temperatura, la velocidad de calentamiento y otras condiciones de pirólisis. Otros trabajos de investigación se concentran en las reacciones posteriores del alquitrán (craqueo térmico y oxidación parcial), su interacción con el carbón o el efecto de reacciones catalíticas.

Uno de los diseños de gasificadores más prometedores con respecto al contenido de alquitrán es el gasificador de dos etapas (**Figura 13**). La pirólisis y la gasificación del carbón tienen lugar en dos reactores independientes que están interconectados. El gas de pirólisis se quema antes de entrar en el reactor de gasificación de lecho fijo ascendente de carbón. Bentzen y Henriksen (2000) informan contenidos de alquitrán de 5-24 mg/m³ [51]. Mukunda, (1994), también informa de bajos contenidos de alquitrán (40-100 mg/m³) [52].

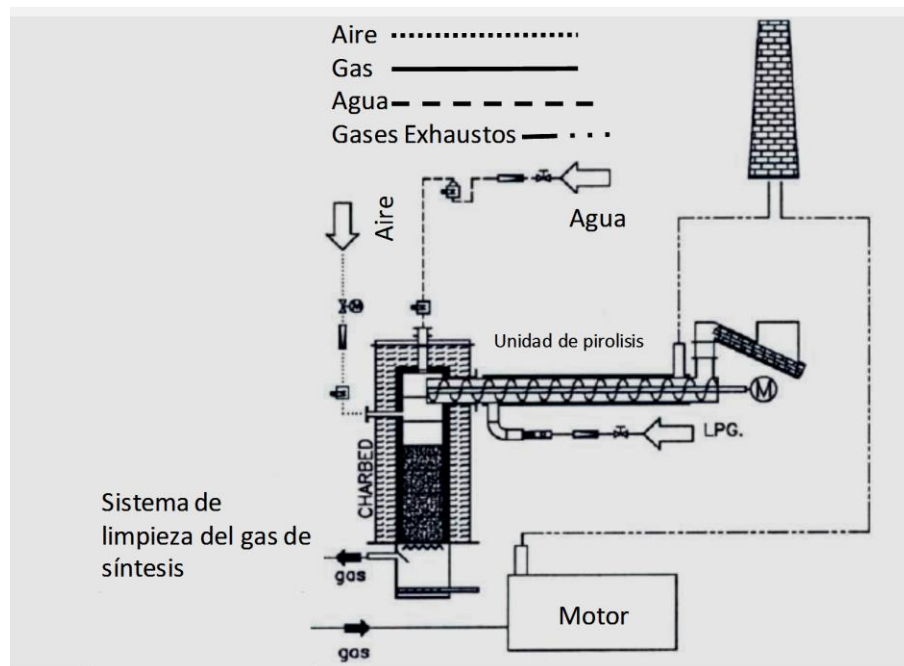


Figura 13. Gasificador de dos etapas de 100 kW de la Universidad Técnica de Dinamarca
Fuente: Bentzen et al., [51].

2.7.2 Formación de alquitranes

El alquitrán es la mayor problemática tanto en el proceso de gasificación como en el de pirólisis. Esta sustancia es un líquido altamente viscoso de color negro que se condensa a temperaturas menores a las de gasificación o en el transcurso de su paso por la tubería. El alquitrán puede llegar a causar los siguientes problemas:

- Condensación y subsecuente taponamiento
- Formación de aerosoles contaminantes
- Polimerización en estructuras más complejas.

Según Evans y Milne (1997), se forman diferentes compuestos de alquitrán en las diferentes condiciones de pirólisis y clasifican el alquitrán en tres categorías [53]:

- Productos de pirólisis primarios, producidos en operación a baja temperatura y caracterizados por productos derivados de celulosa y hemicelulosa.
- Productos de pirólisis secundaria, caracterizados por picos fenólicos.
- Productos terciarios que incluyen derivados metílicos aromáticos y productos terciarios condensados que incluyen benceno, tolueno, naftaleno, etc. Estos compuestos tienen un peso molecular más alto, generalmente se producen con mayor severidad de reacción y son los precursores de materia particulada.

En opinión de Evans y Milne (1997), el supuesto de que el alquitrán se separe en CO, H₂ y otros gases ligeros a temperaturas más altas solo es válido para los productos de pirólisis primaria. Los productos terciarios condensados aumentarán su peso molecular con la temperatura. Brandt y Henriksen (1998) mencionan que influye la temperatura y el oxígeno disponible durante la reacción en la composición de los alquitranes [54].

Paisley (1997) refiere que los tiempos de residencia más cortos en el reactor y las velocidades de calentamiento más altas generalmente producen alquitrán con un peso molecular más bajo

que el alquitrán producido con un tiempo de residencia más largo y velocidades de calentamiento más bajas [49].

Los diferentes compuestos de alquitrán mencionados anteriormente también se comportan de manera diferente en un proceso catalítico. Por ejemplo, el alquitrán formado a temperaturas más bajas (productos primarios y secundarios) se elimina de manera eficiente, incluso en una cantidad mayor que el alquitrán formado a altas temperaturas (productos terciarios) en un proceso catalítico [53,55].

Lammers et al. (1997), consideran al naftaleno como uno de los principales compuestos en la gasificación por lecho fluidizado a alta temperatura y también se considera uno de los más problemáticos [56].

2.7.3 Destrucción de alquitranes

Una posible solución para evitar el alquitrán en el gas de síntesis producido es enfriar el gas para que el alquitrán se condense. La temperatura a la que se produce la condensación depende del tipo de alquitrán. Un enfoque simple adoptado por Evans y Milne (1997) es insertar una hoja de aluminio en el reactor secundario de fase gaseosa para que el alquitrán se condense en el metal [53]. Beck y Wang (1981) utilizan láminas donde se atrapa el alquitrán y mantienen el agua como vapor [57]. Otra forma de eliminar el alquitrán es provocar un contacto con paredes húmedas. Este proceso enfría el gas hasta temperatura ambiente con la consiguiente pérdida de energía sensible y la producción de aguas residuales.

En muchos casos, se puede agregar un catalizador (como dolomita, por ejemplo) en el lecho del gasificador, disminuyendo considerablemente la producción de alquitrán¹. Existe una gran cantidad de bibliografía sobre el acondicionamiento catalítico del gas de síntesis. Sin embargo,

¹ Caballero et al. (1998) [137], mencionan que, con el uso de dolomita en el lecho, el contenido de alquitrán se puede reducir a 1-2 g/m³ en el gas crudo. Rapagnà et al. (1998) [27], recomiendan más bien el olivino, una sustancia mineral catalíticamente activa, más dura y mecánicamente más resistente que la dolomita, aunque no tan eficaz como la dolomita para la destrucción del alquitrán. La dolomita se convierte en polvo después de cierto tiempo y abandona el lecho junto con la ceniza (Olivares et al., 1997) [138]; por lo tanto, la dolomita debe suministrarse a una tasa constante.

algunos autores como Rapagnà et al. (1998) y Aznar et al. (1993) mencionan que el contenido de alquitrán del gas del producto antes del acondicionamiento catalítico debe ser bajo para preservar la vida útil del catalizador [28,58].

Una solución alternativa es descomponer el alquitrán en compuestos más ligeros (H_2 , CO , CO_2 , CH_4) que contribuyen al poder calorífico del gas. Existen al menos dos métodos para descomponer el alquitrán: el craqueo térmico y la oxidación parcial. El primer proceso tiene lugar en ausencia de aire y se debe a un efecto de la temperatura, mientras que el proceso de oxidación parcial tiene lugar con una determinada proporción de aire.

Brandt y Henriksen (1998), entre otros, han estudiado el craqueo térmico y la oxidación parcial del gas de pirólisis [59]. Investigaron las reacciones a 800, 900 y 1000 °C y en diferentes proporciones de aire (desde 0 - craqueo térmico - hasta 0.7 - varios grados de oxidación parcial). El gas de pirólisis se genera mediante pirólisis lenta a 600 °C. El alquitrán se reduce significativamente por oxidación parcial y con una relación de aire en exceso superior a 0.2, la temperatura no parece tener influencia sobre el contenido de alquitrán. Además, su trabajo muestra que es posible reducir el contenido de alquitrán sin afectar el rendimiento de hidrógeno o CO en el gas producido. Los experimentos de craqueo térmico muestran que el contenido de alquitrán disminuye con el aumento de temperatura, aunque es considerablemente más alto que el contenido con oxidación parcial.

Aznar y col. (1993) sugieren que alimentar la biomasa desde la parte superior de un gasificador de lecho fluidizado aumenta el contenido de alquitrán porque la biomasa no llega a la zona de reacción tan rápido [28]. Sería mejor alimentar la biomasa en el fondo del lecho, para que acompañe al agente gasificante y reaccione completamente.

También se ha trabajado mucho con catalizadores (principalmente Ni y Al) para reducir el problema del alquitrán y, al mismo tiempo, aumentar el rendimiento de hidrógeno en el gas producido. Hay dos catalizadores principales utilizados en la gasificación de biomasa; catalizador a base de dolomita y níquel. Aparte de su desempeño –los catalizadores a base de níquel son más eficientes con el alquitrán y el metano en general–, tienen un costo muy

diferente. Los catalizadores a base de níquel son muy caros y tienen una vida corta, lo que los hace inadecuados para reactores a gran escala [56]. La dolomita es menos costosa y se puede agregar como materia prima al gasificador o en un reactor catalítico secundario.

Finalmente, hay algunos investigadores que no consideran que el contenido de alquitrán del gas de síntesis producido sea un tema problemático. En opinión de Williams y Larson (1996), los alquitranes no parecen ser un problema tan grande si la temperatura del gas de salida del gasificador es lo suficientemente alta como para que los alquitranes estén en la fase de vapor [48]. El alquitrán se quemará en la turbina sin más problemas. Además, incluso es bueno tener alquitrán para que aumente el poder calorífico del gas. Según Faaij et al. (1997), el alquitrán puede aumentar el poder calorífico del gas en un 3-6%, y dicho aumento (6%) puede afectar positivamente la eficiencia de conversión neta en aproximadamente 2 puntos porcentuales [60]. Craig (1997) experimentó la quema de gas de síntesis producido después de una filtración a alta temperatura sin más problemas [61].

2.7.4 Gasificación Presurizada

Con la gasificación presurizada, el agente fluidizante se presuriza antes de ingresar al gasificador. En el caso de las turbinas de gas, es necesario comprimir el gas combustible antes de la combustión, si la gasificación se realiza a presión atmosférica. Este segundo proceso tiene más pérdidas termodinámicas asociadas y también, comprimir el gas de síntesis producido puede ser problemático, debido al contenido de alquitrán. El alquitrán no sería un problema en un sistema presurizado porque se quemará en la cámara de combustión (siempre que la temperatura en el sistema de limpieza no baje de 400 °C y si el tiempo de residencia dentro de la cámara de combustión es lo suficientemente largo para la quema completa de alquitrán) [2].

Sin embargo, el sistema de alimentación de biomasa se vuelve más complejo en un reactor presurizado y también podría producirse una fuga de gas inerte. Además, una instalación

presurizada requiere una demostración exitosa a gran escala, aunque esto no parece plantear grandes dificultades [37]

Los sistemas presurizados a escala comercial que se desarrollaron en 1994 funcionaron dentro de un rango de presión de 20 a 35 bar. Por lo tanto, estos sistemas podrán alimentar directamente los motores aeronáuticos con potencia de salida pequeña a media (relación de presión entre 18 y 22), pero no los nuevos motores grandes con relaciones de presión en torno a 30 (interenfriamiento incluido). La preparación de los gasificadores para tales presiones implicará un mayor desarrollo de los sistemas de alimentación de biomasa, las características de fluidización y la cinética química. Barbucci y Trebbi (1994) recomiendan la gasificación presurizada a altas temperaturas, para que el gas producto pueda alimentarse directamente en la cámara de combustión y mantener la mayor parte del calor sensible. Aseguran que la eficiencia puede aumentar en tres puntos si el diseño evita la refrigeración por gas. Sin embargo, el equipo para la limpieza de gases calientes (filtros cerámicos) todavía muestra una pobre resistencia mecánica y una baja eficiencia en la remoción de vapores alcalinos a altas temperaturas [62].

Como ya se mencionó en la Sección 2.5, los costos de capital de un sistema presurizado son mucho más altos que el atmosférico, principalmente debido a mayores costos de equipo y construcción. Por otro lado, los sistemas presurizados tienen un volumen menor y permiten mayores tasas de procesamiento [63]. Finalmente, dada la alta reactividad de la biomasa, un sistema presurizado no ofrece grandes ventajas desde el punto de vista de la cinética química. La composición del gas y los valores caloríficos son casi iguales en ambos sistemas [2].

Espenäs (1993) realizó varios experimentos para la gasificación de vapor a diferentes presiones. La velocidad de reacción aumenta para presiones más altas (y presiones parciales de vapor más altas) para el carbón formado durante la pirólisis a las mismas presiones. Sin embargo, sus resultados también muestran que el carbón de turba (carbón que se forma en la primera etapa de la transformación de materia vegetal en un ambiente pobre de oxígeno) formado a alta presión es menos reactivo que el carbón formado a baja presión, ambos con calentamiento lento. Finalmente, concluye que la influencia de la presión en el proceso de

gasificación del carbón vegetal (char), no se puede generalizar y que depende del tipo de combustible y del esquema del reactor [64].

Según Wang y Kinoshita (1993), las ventajas de la gasificación a alta presión son la mayor velocidad de reacción debido al aumento de las presiones parciales de la especie y los tiempos de residencia más prolongados debido al menor flujo volumétrico. Sin embargo, aumentar la presión significa mayores rendimientos de carbono y metano y menores concentraciones de hidrógeno y monóxido de carbono debido a un cambio en el equilibrio [25].

Aldén et al. (1997) realizaron experimentos para analizar la limpieza de gases catalíticos a alta temperatura para gasificación presurizada. Aunque el análisis fue realizado con nitrógeno como agente gasificante (por lo tanto, pirólisis), algunos de sus resultados aportan la siguiente información [65]:

- Las presiones de funcionamiento más altas producen menos alquitrán, aunque el tiempo de residencia también aumento a presiones más altas.
- Las presiones elevadas favorecen la formación de hollín y la recarbonización de la dolomita.

3. Potencial energético a partir de los residuos del bagazo de caña

El protagonismo que posee la agricultura como sistema de producción de productos biomásicos susceptibles de ser transformados en combustibles, considera tres aspectos en la promoción de los biocombustibles obtenidos a partir de residuos agrícolas: primero, la oportunidad que ofrecen para paliar la problemática energética, por la necesidad de reducir la dependencia del carbón y del petróleo; el segundo, el beneficio medioambiental, por la necesidad de reducir las emisiones de CO₂, que provocan el efecto invernadero y el sobrecalentamiento global del planeta; y tercero la necesidad que tiene la agricultura y el mundo rural en ciertos países por ser competitivo en una economía globalizada. Los dos primeros aspectos, energético y medioambiental, son problemáticas globales y probablemente serán resueltos con el esfuerzo internacional. Ahora bien, el tercer aspecto, la baja rentabilidad de la agricultura en ciertas regiones, es un problema localizado, y por tanto su solución dependerá de las soluciones locales y políticas públicas regionales y es aquí donde la producción de materias primas para biocombustibles supone una oportunidad para la agricultura local.

Bajo este contexto, este trabajo, está enfocado en la viabilidad de utilización de los residuos de bagazo de caña que se generan en el estado de Morelos, siendo que, en México, la biomasa está catalogada como la mayor fuente renovable de energía, principalmente, por el uso intensivo de leña para cocción de alimentos y calefacción (67.3%) y el bagazo de caña utilizado para la cogeneración de energía térmica en los ingenios azucareros (32.7%) [66]. En el corto y mediano plazo, la aplicación más promisoría para los biocombustibles forestales es el uso combinado de astillas de madera con residuos de caña de azúcar (bagazo y paja) para cogenerar electricidad en ingenios azucareros y destilerías de etanol.

Esta sección describe una metodología para determinar la cantidad de biomasa disponible, así como el potencial de generación de energía eléctrica al utilizar el bagazo de caña producido en el estado de Morelos.

3.1 Recursos biomásicos

Los recursos de biomasa para energía, comprenden una variada gama de fuentes primarias, es decir, aquellas en que la biomasa para energía se obtiene directamente con este fin y secundarias aquellas fuentes en las que la biomasa para energía es un subproducto de otras actividades económicas. Entre las fuentes primarias destacan los bosques y selvas nativos, y las plantaciones o cultivos para energía. Entre las fuentes secundarias están los residuos del aprovechamiento y la industrialización de la madera, los residuos de cultivos agrícolas y los residuos agroindustriales. El potencial energético de los recursos biomásicos se define como la cantidad de biomasa que puede utilizarse con fines energéticos de manera sostenible a partir de estas fuentes primarias y secundarias, [67]. Para determinar su magnitud, deben tomarse consideraciones ambientales, sociales y económicas, por ejemplo, la cantidad de biomasa y de tierra que puede utilizarse con fines energéticos sin poner en riesgo áreas de alta biodiversidad, o la producción de alimentos, forrajes o fibras y productos forestales. Dado que hay diferentes criterios para definir las áreas aptas para bioenergía y calcular la disponibilidad de la biomasa (p. ej., cuantos residuos de cosecha se pueden extraer de un cultivo sin provocar un agotamiento de los suelos) se han generado diferentes estimaciones del potencial energético de la biomasa.

Hoogwijk (2003), identificó seis categorías de recursos de biomasa [68]:

1. cultivos energéticos en tierras baldías,
2. cultivos energéticos en tierras degradadas,
3. residuos agrícolas,
4. residuos forestales,
5. residuos animales y
6. residuos orgánicos urbanos.

Hoogwijk (2003), concluyó que hay un rango muy amplio de potenciales de producción global (de 33 a 1,135 EJ/año) para 2050 y que la disponibilidad de biomasa para energía dependerá de la demanda de alimentos y la dieta humana; los sistemas de producción de alimentos; la

productividad de los bosques y los cultivos energéticos; el nivel de uso de biomateriales; la disponibilidad de tierras degradadas, y la competencia entre usos alternativos de suelo.

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA, 2014), estima que el potencial de suministro de bioenergía en el mundo sería de 97-147 EJ/año para el 2030, de los cuales entre el 38 y 45% provendría de residuos agrícolas, y el resto estaría distribuido principalmente entre plantaciones energéticas y productos forestales. Los sectores de transporte y generación de electricidad, junto a la tecnología de calefacción centralizada, son los que proyectan un mayor aumento en la demanda de biomasa en el mundo [69].

En el contexto agroindustrial se debe distinguir entre materias primas y materias procesadas. El bagazo de caña es una materia prima generada en los ingenios azucareros que puede ser utilizada para producir calor y electricidad en un proceso de cogeneración. Por otro lado, la materia procesada es el etanol que proviene de la transformación del azúcar. La biomasa puede ser utilizada en aplicaciones industriales en forma sólida, líquida o gaseosa y su combustión puede ser en forma pura o en sistemas integrados de energía. [70], en la **Figura 14**, se esquematiza la cadena productiva para la generación de bioenergía.

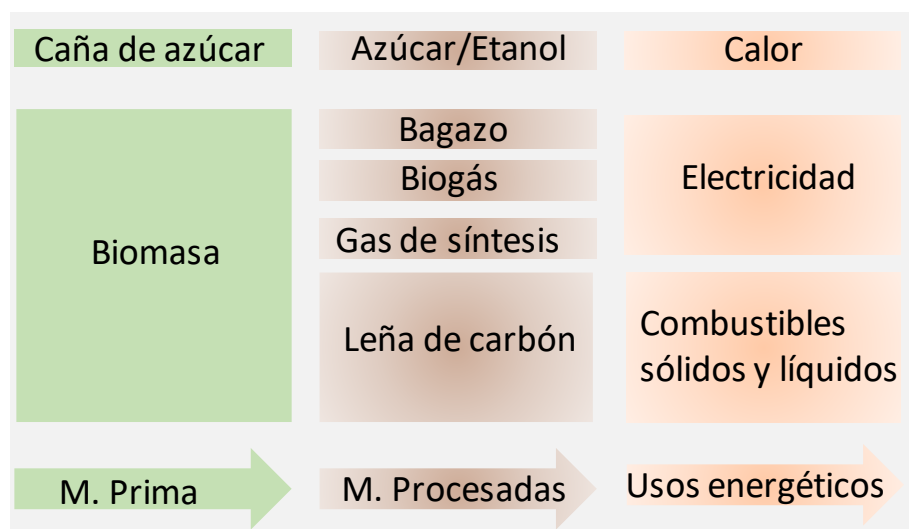


Figura 14. Cadena productiva de la bioenergía

3.2 Biomasa de residuos agrícolas

Como se mencionó, una fuente secundaria de aprovechamiento son los residuos de los cultivos agrícolas. Éste, tiene la gran ventaja de integrarse en el uso de suelo para la producción de alimentos. También en este caso, hay diferentes estimaciones sobre su potencial uso energético.

3.2.1 Potencial para biocombustibles sólidos

Rios, M. & Kaltschmitt, M., 2013 estiman que en México existe un potencial para uso energético de 472 PJ/a, proveniente principalmente de residuos del maíz, la caña de azúcar, el sorgo y el trigo, considerando una tasa de remoción de residuos del 40%. Estos cultivos aportan el 85% de los residuos agrícolas del país [71], pero sus usos actuales para generar energía son muy limitados.

Por esta razón, existe interés en evaluar el potencial energético de residuos que tienen baja calidad alimenticia, los cuales son mayormente quemados en campo, por ejemplo, los residuos de cosecha de la caña y las podas de frutales. El aprovechamiento de residuos de cosecha con fines energéticos implica considerar, además de sus usos alternativos, otros aspectos, tales como: estabilidad del suelo, prácticas de cosecha, manejo y almacenamiento, y viabilidad de sustitución de combustibles [70]. También son importantes las consideraciones técnicas, debido a que la biomasa agrícola como combustible es relativamente difícil de usar y generalmente requiere ser sometida a un pretratamiento, ya que no es homogénea, contiene elevados porcentajes de humedad y es de baja densidad energética.

Por otro lado, Aldana *et.al* (2014), mencionan que existe una heterogénea distribución geográfica de los residuos. Unos pocos municipios en los estados de Sinaloa, Jalisco, Chihuahua, Tamaulipas y Campeche tienen la mayor producción y concentración de residuos de maíz [73]. En Tamaulipas, Guanajuato y Sinaloa, se encuentran las mayores concentraciones de paja de sorgo [70] y en Veracruz las mayores cantidades de residuos de

caña de azúcar, de cítricos y de café. Esto conlleva a evaluar el consumo de dichos residuos en demandas localizadas y a pequeña escala o bien, profundizar en el estudio de logística de transporte de biocombustibles procesados.

De los 76 Millones de tonelada Masa Seca (MtMS) de residuos que se produjeron en México a partir de los principales cultivos en 2006, entre 7 y 16 MtMS corresponden a residuos agroindustriales o secundarios obtenidos del procesamiento poscosecha (bagazo de caña de azúcar, mazorcas y olores, bagazo de maguey o agave, cascarilla de arroz y de maní y pulpa de café entre otros) [71, 73].

3.2.2 Potencial para biocombustibles líquidos de primera generación

La producción de biocombustibles líquidos está destinada principalmente a sustituir en forma parcial la gasolina y el diésel en el sector transporte. Un estudio realizado por García *et al.* (2015), señala que en México existe un potencial de producción de etanol con caña de azúcar de 338 PJ y 84 PJ de etanol a partir de sorgo dulce. Mientras que, para la producción de biodiesel, existe un potencial de 120 PJ con palma aceitera y 36 PJ con Jatrofa curcas [74]. El mismo estudio señala que las tierras marginales con potencial para nuevas plantaciones energéticas corresponden a 2.9, 2.6, 1.8 y 3.2 Mha respectivamente para los cultivos mencionados. Además, para el 2035 el etanol de caña de azúcar podría reemplazar al 8.9% de la gasolina, mientras que el etanol de sorgo podría lograr el 2.2%. Respecto al biodiesel, el aceite de palma reemplazaría el 7.4% del consumo de diésel en el mismo año, mientras que con la Jatrofa curcas se lograría una sustitución del 2.2%. Rios y Kaltschmitt (2013) señalan que en México existe un potencial biomásico para producir etanol con caña de azúcar y sorgo dulce de 226 PJ/año, y un potencial de producción de biodiesel de 66 PJ/año a partir de palma aceitera y Jatrofa curcas, y estiman que las tierras marginales con potencial sustentable para cultivos energéticos alcanzan a 16 Mha [71].

3.2.3 Potencial para biocombustibles gaseosos

Existe en México un potencial creciente para la producción de biogás. Se considera posible llegar en 2022 a un potencial de 183 PJ/año a 495 PJ/año [71]. Las principales materias primas son los residuos municipales en los que existe gran incertidumbre (35 a 305 PJ/año) y en menor medida los residuos ganaderos (148-190 PJ/año). El valor inferior de la estimación es similar al calculado por Masera et al. (2006), quienes evaluaron el potencial de producción de biogás por medio de subproductos pecuarios, cuyo análisis resultó en 148 PJ al año.

3.2.4 Potencial total de la biomasa para energía

La **Tabla 8**, muestra el potencial total de biomasa en México, a partir de fuentes agrícolas y agroindustriales para el aprovechamiento energético en la producción de biocombustibles sólidos, líquidos y gaseosos. Los potenciales totales alcanzan entre 372-450 PJ/año para residuos agrícolas, 100-125 PJ/año para residuos agroindustriales (ambos para obtener biocombustibles sólidos), entre 292-578 PJ/año para biocombustibles líquidos y entre 183-495 PJ/año para los biocombustibles gaseosos.

Tabla 8. Potencial de los recursos agrícolas y agroindustriales en México [75]

| Cultivo | Tipo de residuo | Generación de residuo (MtMS/año)* | Potencial (PJ/a) |
|--|-------------------------|--|-----------------------------|
| Caña de azúcar | Hojas y punta | 2.5-7.6 | 77 |
| Maíz | Rastrojo | 14-33 | 248 |
| Sorgo | Rastrojo | 4.2-8.3 | 62 |
| Trigo | Rastrojo | 1.9-5.1 | 38 |
| Otros | Rastrojo | 2.2-6 | 45 |
| Total de residuos agrícolas de biocombustibles sólidos (BCS) | | 24.8-60.1 | 470 |
| Caña de azúcar | Bagazo | 3-7.6 | 57 |
| Maíz | Olote | 2.8-6.6 | 50 |
| Maguey | Bagazo | 0.6-1.5 | 11 |
| Café | Pulpa | 0.10-0.4 | 3 |
| Arroz | Cascarilla | 0.03-0.1 | 1 |
| Críticos | Cáscara | 1 | 2 |
| Total de residuos agroindustriales de biocombustibles sólidos (BCS) | | 6.64-16.31 | 124 |
| Cultivo | Tipo de producto | Tierras marginales disponibles (Mha) | Potencial (PJ/a) |
| Caña de azúcar | Jugo | 2.9 | 338 |
| Sorgo | Grano | | 84 |
| Total (BCL-etanol) | | 5.5 | 422 |
| Jatropha curcas | | 3.2 | 36 |
| Semilla | | | 120 |
| Palma | Fruto | 1.8 | 156 |
| Total (Biomasa combustibles líquidos (BCL)) | | 50 | |
| Recurso | | | Potencial (PJ/a) |
| Residuos municipales | | | 305 |
| Residuos ganaderos | | | 190 |
| Total (BCL)-biogás) | | | 495 |

3.3 Potencial de cogeneración del bagazo de caña

En México el cultivo de caña de azúcar es de gran importancia socioeconómica, de acuerdo a información estadística del Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar (CONADESUCA, 2018), esta actividad genera empleo permanente a más de 300,000 jefes de familia, la superficie que se destina a esta gramínea es de aproximadamente 620,000 hectáreas (ha) distribuidas en 15 entidades, de las que se obtienen producciones aproximadas de 48 millones de toneladas de caña y 4.6 millones de toneladas de azúcar [76].

En esta sección se plantea la metodología utilizada para la estimación del potencial de generación de gas de síntesis a partir de los residuos del bagazo de caña en el estado de Morelos, esta misma metodología se aplica también para estimar el potencial de generación de energía eléctrica y térmica (cogeneración) a partir del bagazo de caña en el estado de Morelos.

3.3.1 Industria de los ingenios azucareros

La industria azucarera ha tenido éxito en el aprovechamiento de biomasa residual con fines energéticos. Los ingenios azucareros operan casi exclusivamente quemando el bagazo de caña para cogeneración. Valdez et al. (2010), señalan que el potencial de biomasa en el sector azucarero es considerable si se tiene en cuenta que, por cada 100 toneladas de caña procesada, se obtienen entre 10 y 12 toneladas de azúcar, y entre 25 y 30 toneladas de bagazo, y quedan en el campo de 10 a 20 toneladas de residuos agrícolas, de los cuales entre 5 y 7 toneladas se pueden recolectar como paja [70] La **Figura 15**, muestra las partes de la planta de caña de azúcar que son aprovechables como residuos.

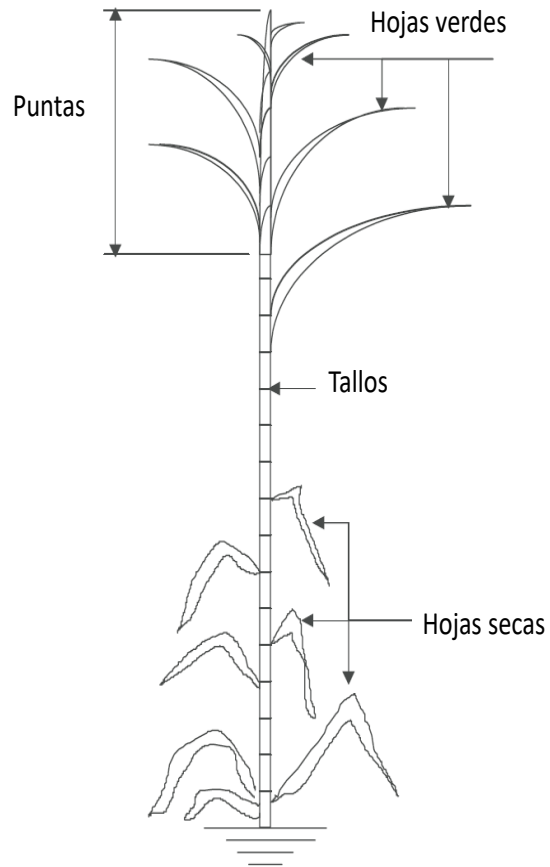


Figura 15. Partes de la planta de caña.
Modificado de Suleiman et al. [67]

El potencial total de bagazo de caña a nivel nacional integra los resultados de información disponible del Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar, que reporta las zafras desde 2007-2008 a 2016-2017. En México existen 54 ingenios distribuidos en 15 estados del país, 6 de ellos actualmente se encuentran fuera de operación. La **Figura 16**, muestra la ubicación de los ingenios existentes en México y en la **Tabla 9**, se muestra información de la superficie cosechada en México del 2012 al 2017, para siembra de caña de azúcar, las toneladas de caña cosechada y el bagazo obtenido en México.



Figura 16. Ubicación de los ingenios en México [76]

Tabla 9. Producción nacional de caña de azúcar

| Indicador | Unidad de medida | 2016-2017 | 2015-2016 | 2014-2015 | 2013-2014 | 2012-2013 |
|------------------------------|------------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Superficie de caña cosechada | hectáreas (ha) | 777,078 | 778,930 | 783,515 | 790,481 | 780,254 |
| Caña cosechada | Tonelada (t) | 53,308,643 | 54,188,609 | 53,599,827 | 54,329,039 | 61,438,538 |
| Residuo de bagazo de caña | Tonelada (t) | 15,222,471 | 15,249,620 | 15,166,887 | 15,473,161 | 17,552,636 |
| Humedad del bagazo | % | 50.7 | 50.4 | 50.2 | 50.5 | 50.8 |

Fuente: CONADESUCA 2018

Según el Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar, durante la zafra 2014-2015 los 48 ingenios del país consumieron 18 millones de litros de combustóleo, 80% menos que en 2013. Esto demuestra la importancia del bagazo de caña como combustible [77]. En la mayor parte de los ingenios azucareros de México, las calderas a contrapresión que se utilizan producen vapor con presión y temperatura relativamente bajas. En cambio, con

calderas de alta presión y turbinas de condensación o extracción se podría generar electricidad en periodos fuera de zafra y exportar energía excedente a la red.

Es importante señalar que, si bien hay aprovechamiento energético de la biomasa en este sector, las condiciones de operación de muchas calderas son poco eficientes, lo que ocasiona pérdidas de energía y genera importantes emisiones de partículas. De acuerdo con el Inventario de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015, se estima que los ingenios contribuyen con poco más de 30 mil toneladas anuales de carbón negro (CN) [78]. De ahí la necesidad de mejorar los sistemas de control de emisiones en este sector.

Por lo anterior, la importancia del presente estudio, en estimar la mezcla óptima del gas natural y gas de síntesis para ser utilizado en una MTG y que además de mitigar las emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero (GEI), se obtengan rendimientos mayores de generación de energía eléctrica y térmica.

3.4 Potencial de biomasa en Morelos

El potencial total es determinado del total de residuo de la zafra de caña que se cultiva en el estado de Morelos, es la cantidad de materia prima, calculada a partir de indicadores estadísticos, para ello, se consultaron diferentes estudios, que se enmarcan dentro del conjunto de trabajos del sector energético mexicano y la Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026.

En el estado de Morelos se cultivan alrededor de 18,000 hectáreas de caña de azúcar, incluyendo las tierras de rotación, cuyos rendimientos son de 123 y 11.2 ton/ha de caña y de azúcar, respectivamente. La siembra, manejo del cultivo y cosecha de la caña de azúcar en el estado de Morelos, proporcionan ocupación y sustento aproximadamente a 9,000 familias de cañeros y 3,500 cortadores eventuales, razones por las que este cultivo es de suma importancia económica en el estado [77].

En la **Figuras 17**, se muestra información de la superficie cosechada en el estado de Morelos, para siembra de caña de azúcar de las zafras 2007 a 2017 y la **Figura 18** representa las toneladas de caña cosechada y el bagazo obtenido. Los valores reportados, son los utilizados como históricos de producción de biomasa residual a partir del bagazo de caña y utilizados en la metodología para estimar el potencial energético de los residuos del bagazo de caña.

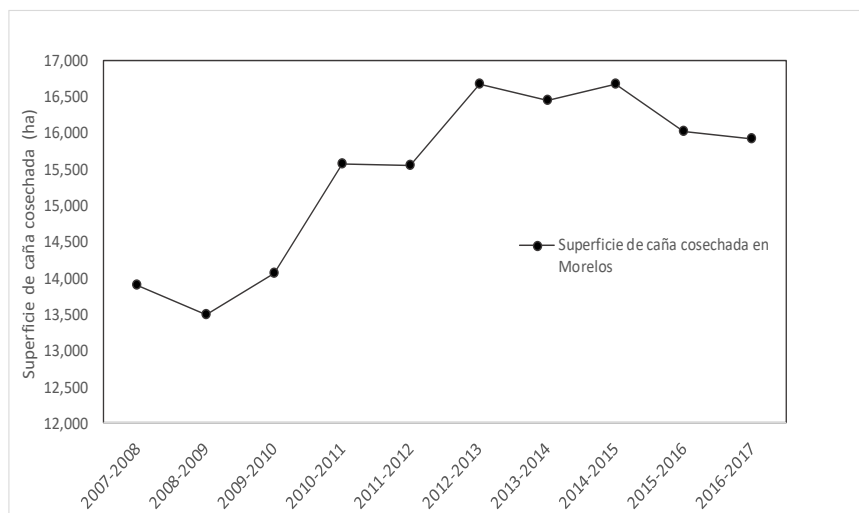


Figura 17. Superficie de caña cosechada en el estado de Morelos

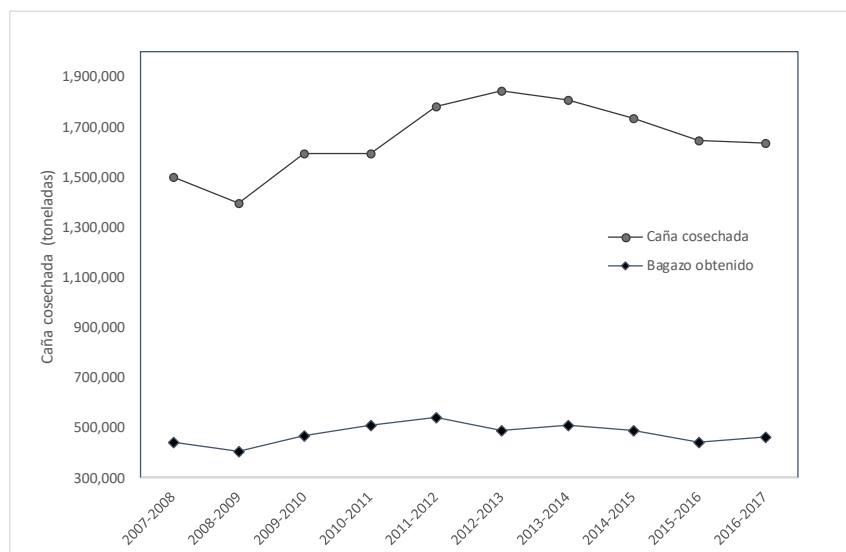


Figura 18. Cosecha y bagazo de caña de azúcar producido en el estado de Morelos (Potencial de todo el residuo de la zafra de caña en el estado de Morelos)

3.5 Metodología para estimar el potencial energético del bagazo de caña

Para la estimación del potencial de producción de gas de síntesis a partir de los residuos de bagazo de caña, se han definido tres tipos de potencial identificados como: potencial total; potencial accesible; y potencial disponible. La **Figura 19** muestra la síntesis de la metodología planteada, la cual se describe a continuación.

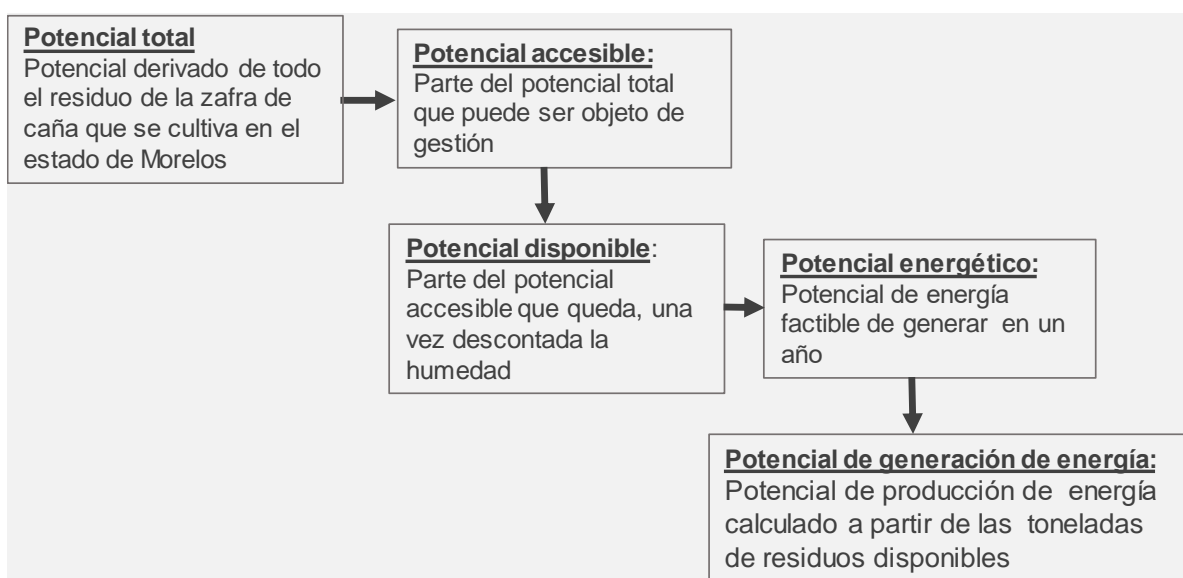


Figura 19. Síntesis de la metodología, para la estimación del potencial de cogeneración a partir de biogás generados con residuos de bagazo de caña del estado de Morelos.

El estudio se centró, en el uso de residuos de cultivos agrícolas, específicamente residuos de la caña de azúcar en el estado de Morelos. El cultivo de la caña de azúcar genera una cantidad sustancial de residuos. CONADESUCA (2018) reporta que, en los últimos 10 años de zafra en el estado de Morelos, se han generado alrededor de 475,955 toneladas (t) de residuos de bagazo de caña. Los residuos de este cultivo consisten en las partes no comestibles de la planta que se dejan en los campos después de cosechar el cultivo objetivo, como las hojas y puntas de la caña. Una cantidad de estos residuos se utiliza para generar vapor en sus procesos al quemarlos directamente en sus calderas, mientras que otra cantidad significativa se deja en los

campos para descomponerse en el medio ambiente o ser quemados a cielo abierto lo que implica altas emisiones de CO₂ al ambiente.

J. Smithers, (2014), reporta que la cantidad de residuos de la caña de azúcar depende de factores como: el tipo de cosecha (caña quemada o sin quemar), variedad de la caña, edad del cultivo (etapa de corte), clima y suelo [79]. Smithers, señala que los residuos que se quedan en el campo después de la cosecha es una función de la cantidad de tallos y hojas disponibles en el campo y del sistema de cosecha utilizado. También señala que hasta un 40% de la biomasa total de caña de azúcar puede estar compuesta por follaje, informa sobre estudios donde los tallos y hojas componen de 188 a 350 kg por tonelada de masa total de caña y de 110 a 170 kg de materia seca por tonelada de caña y recomienda que se pueden considerar 150 kg de materia seca en hojas y tallos por tonelada como una buena suposición de disponibilidad promedio de residuos del bagazo de caña. Otros autores como Suleiman et al. sugieren que el potencial de los residuos de caña (materia seca – MS) es alrededor del 18% esto significa que, por cada tonelada de residuos, hay 180 kg de residuos secos. Este valor es el que se consideró para la estimación del potencial de residuos disponibles de bagazo de caña en el estado de Morelos para cogeneración [67].

Para la estimación del potencial de generación de residuos de la caña de azúcar que se genera en el estado de Morelos se ha identificado un potencial total, un potencial accesible, un potencial disponible y finalmente un potencial de generación de energía eléctrica. Esta metodología se adaptó para los fines de este estudio a partir de reportes de diferentes autores. [67, 71,73,]

Potencial total anual: Potencial derivado de todo el residuo de la zafra de caña que se cultiva en el estado de Morelos, que es calculada a partir de indicadores estadísticos y coeficientes.

$$P_t = (G_a) * (C_r) \tag{1}$$

Dónde:

P_t = Potencial total (toneladas)

G_a = Generación anual de caña (toneladas)

C_r = Coeficiente de residuos 0.3

Vimal (1979), Webb (1979) y BEPP (1985) indican un valor C_r oscila entre 0.1-0.3 con un contenido de humedad del 50%. Bhattacharya et. Alabama. (1993) dan un valor promedio de 0.29 con un contenido de humedad similar, por lo que en este trabajo el valor considerado es de 0.3 [80,81,82,83]

Potencial accesible anual: Parte del potencial total que puede ser objeto de gestión, acopio, transporte, almacenamiento de forma viable, este potencial representa los residuos disponibles para generación de energía (Cuanto de lo que se cosecha no se usa y está disponible como bioenergía potencial), residuo potencialmente disponible.

$$P_A = (P_t) * (Fd) \quad (2)$$

P_A = Potencial accesible (toneladas)

Fd = % factor de disponibilidad de residuos. Se estima a partir del cultivo total de caña en México y el bagazo obtenido, según lo reportado por CONADESUCA (2018) es de 29 %

Potencial Disponible: Residuos de masa seca, se obtiene una vez que se resta la humedad contenida en el bagazo de caña

$$RMS = (P_A) - [P_A * \% \text{ humedad}] \quad (3)$$

Dónde:

RMS = Residuos masa seca (t)

$\% \text{ humedad}$ = humedad contenida en el bagazo de caña.

El contenido de humedad para el bagazo de caña utilizado en este análisis se consideró de 50.6 %, valor reportado en el Informe Estadístico del Sector Agroindustrial de la caña de azúcar 2017.

Potencial de generación de energía eléctrica: Potencial de producción de energía eléctrica anual, donde el promedio de conversión es de 17.52 kWh/tonelada de masa seca, valor reportado en el Informe Estadístico del Sector Agroindustrial de la caña de azúcar (Zafras 2007/08 – 2016/17)

$$MWh = (RMS) * (Generación de energía por tonelada de caña) \quad (4)$$

Donde:

RMS= Residuos masa seca (t)

Con el aprovechamiento de los residuos del bagazo de caña, desde el punto de vista energético se logra una reducción en el uso de combustibles fósiles para determinado proceso, esto permite la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera y por consiguiente la mitigación del cambio climático.

Las emisiones en toneladas de CO₂, por MWh, por tipo de combustible se muestran en la **Tabla 10.**

Tabla 10. Índice de las emisiones en Toneladas CO₂ por MWh para cada tipo de combustible

| Combustible | Toneladas de CO₂ por MWh |
|--------------------|--|
| Carbón | 0.987 |
| Gas natural | 0.644 |
| Combustóleo* | 0.778 |
| Diésel | 0.895 |
| Bagazo de caña | 0.113 |

Fuente: Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático IPCC [86]

Los resultados de la aplicación de esta metodología y la estimación de emisiones de CO₂ a la atmósfera, utilizando una mezcla de gas de síntesis con gas natural, como suministro de combustible a una MTG, se muestran en la sección 4 de este trabajo.

4. Emisiones evitadas de CO₂

El fomento de las energías renovables conlleva múltiples beneficios: por un lado, mitiga las emisiones de GEI y por el otro, contribuye a la diversificación de la matriz de generación de energía eléctrica, México es el treceavo emisor de GEI más importante del mundo como se ilustra en la **Figura 20**, (representa el 1.4% de las emisiones a nivel global, reportadas hasta 2017). Las emisiones per cápita son de 3.9 toneladas de CO₂, por debajo de las emisiones promedio a nivel mundial 4.9 (EUA tiene un total de 16.4), la figura muestra las emisiones de CO₂ por consumo de combustibles fósiles en diferentes países.

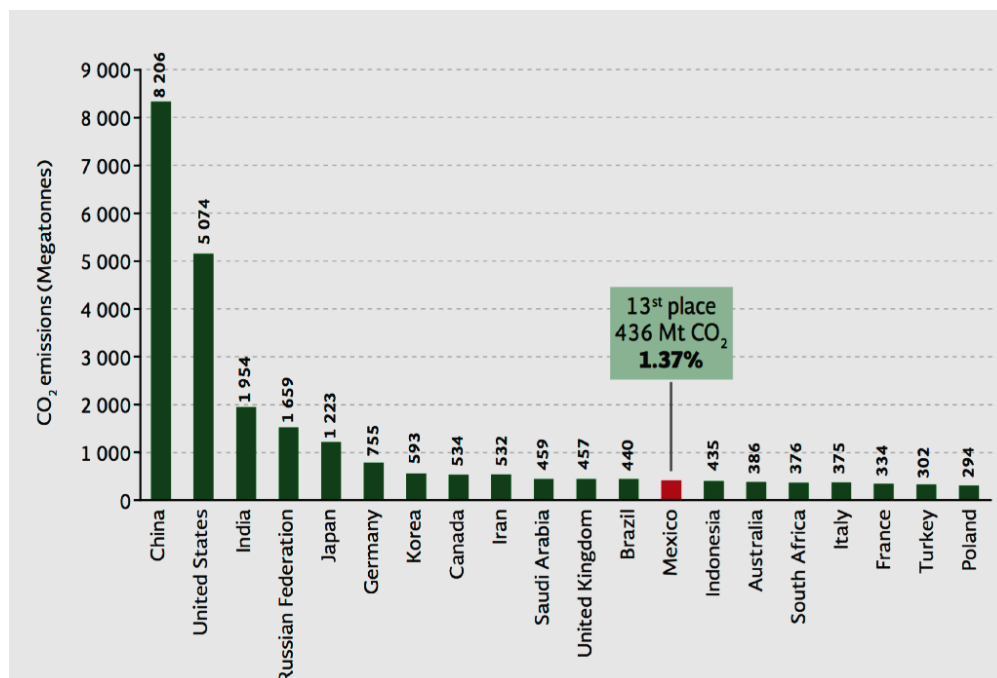


Figura 20. Emisiones de CO₂ en diferentes países

Fuente: IPCC [86]

En la siguiente década es probable que las emisiones de México rebasaran las de Japón, Alemania y Corea. La categoría de energía constituye una de las principales fuentes de emisión de GEI de México, pero su inventario de emisiones es calculado con el nivel metodológico básico propuesto por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) en las directrices revisadas de 1996.

Los factores de emisión de GEI que se utilizan en México para el cálculo del inventario nacional de GEI, por consumo de combustibles fósiles, son los factores por defecto proporcionados por el IPCC en sus guías metodológicas para el desarrollo de inventarios nacionales.

La Ley de Transición energética planteó alcanzar las metas de 25% de generación a través generación limpia en 2018, el 30% al 2021 y el 35% al 2024. la Estrategia de Transición para promover el uso de tecnologías y combustibles más limpios prevé alcanzar el 50% de la generación al 2050 [84].

4.1 Principales procesos de emisión

Las emisiones relacionadas con el uso de la energía incluyen las emisiones de CO₂, CH₄, N₂O, óxidos de nitrógeno (NO_x), monóxido de carbono (CO) y los compuestos orgánicos volátiles distintos del metano, así como las emisiones de dióxido de azufre SO₂ [85]

4.1.1 Emisiones de CO₂

Las emisiones de los GEI se contabilizan en unidades de CO₂ equivalente (CO₂e), las cuales se obtienen al multiplicar la cantidad de emisiones de un GEI por su valor de potencial de calentamiento global (PCG), con la finalidad de comparar entre sí y medir la contribución de cada fuente con el total de emisiones del inventario a nivel nacional. El inventario 2013 y la serie histórica 1990-2012 se reportan con los Potenciales de Calentamiento Global a 100 años (PCG100) contenidos en el Quinto Informe de Evaluación del IPCC (AR5, por sus siglas en inglés) [86].

En la **Tabla 11** se muestran los valores del potencial de calentamiento global (PCG) para cada uno de los GEI.

Tabla 11. Potenciales de calentamiento global, [86]

| Gas efecto invernadero | PCG | | | |
|------------------------|--------|-----------------|--------|--------|
| | Nombre | SAR (100 años)* | AR4** | AR5*** |
| Bióxido de carbono | | 1 | 1 | 1 |
| Metano | | 21 | 25 | 28 |
| Óxido nitroso | | 310 | 298 | 265 |
| Decafluoropentano | | 1,300 | 1,640 | 1,650 |
| Difluoroetano | | 140 | 124 | 138 |
| Difluorometano | | 650 | 675 | 677 |
| Heptafluoropropano | | 2,900 | 3,220 | 2,640 |
| Hexafluoropropano | | 6,300 | 9,810 | 8,060 |
| Pentafluoroetano | | 2,800 | 3,500 | 3,170 |
| Tetrafluoroetano | | 1,300 | 1,430 | 1,300 |
| Trifluoroetano | | 3,800 | 4,470 | 4,800 |
| Trifluorometano | | 11,700 | 14,800 | 12,400 |
| Hexafluoroetano | | 9,200 | 12,200 | 11,100 |
| Tetrafluorometano | | 6,500 | 7,390 | 6,630 |
| Hexafluoruro de azufre | | 23,900 | 22,800 | 23,500 |

*Segundo Informe de Evaluación (IPCC, 1996).

**Cuarto Informe de Evaluación (IPCC, 2007).

***Quinto Informe de Evaluación (IPCC, 2013).

Las emisiones de dióxido de carbono proceden de la oxidación del carbono de los combustibles durante la combustión. En condiciones de combustión óptimas, el contenido total de carbono de los combustibles debería convertirse en CO₂. Sin embargo, los procesos de combustión reales no son perfectos y la consecuencia de ello es que se producen pequeñas cantidades de carbono parcialmente oxidado y no oxidado.

La oxidación incompleta se produce como consecuencia de ineficiencias en la combustión. El flujo de carbono para un proceso de combustión típico se puede describir de la siguiente manera:

- La mayor parte del carbono es liberado de forma inmediata como CO₂;

- Una pequeña fracción del carbono no se oxida inmediatamente como CO₂. La mayor parte de esta fracción se emite en forma de gases distintos del CO₂ tales como el metano (CH₄), el monóxido de carbono (CO) y los compuestos orgánicos volátiles diferentes del metano (COVDM). Se presume, sin embargo, que el carbono en estos gases finalmente se oxida en forma de CO₂ en la atmósfera y, por lo tanto, se incorpora al cálculo total de emisiones de CO₂ (es decir, el valor del contenido de carbono). Por lo tanto, el carbono de estas moléculas diferentes del CO₂ se contabiliza «por partida doble» de forma deliberada, puesto que finalmente se transforma en una molécula de CO₂;
- El resto del carbono permanece sin quemar (es decir, no oxidado) en forma de hollín y ceniza. En general, se supone que esta fracción del carbono permanece almacenada indefinidamente (es decir, no se emite en forma gaseosa).

Para dar cuenta de la fracción no quemada del carbono, las Directrices del IPCC revisadas en 1996 sugieren el uso de los siguientes factores de oxidación:

- En el caso del gas natural, en general menos del 1% del carbono queda sin quemar durante la combustión. Este carbono permanece como hollín en el quemador, la chimenea o el ambiente. El factor de oxidación por omisión del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es de 99.5%. La fracción sin quemar de gas natural, sin embargo, puede ser mucho mayor en el caso de quema en antorcha en la industria de petróleo o de gas.
- En el caso del petróleo, alrededor del $1.5 \pm 1\%$ del carbono pasa a través de los quemadores sin oxidarse. El factor de oxidación por omisión del IPCC es de 99%.
- En el caso del carbón, se ha detectado que la cantidad de carbono no oxidado, principalmente en forma de ceniza, es mayor y puede variar considerablemente con diferentes tecnologías de combustión y eficiencias (por ejemplo, puede haber una

variación de entre el 0.6 y el 6.6%). El factor de oxidación por omisión del IPCC es de 98%.

4.1.2 Emisiones de GEI en México

En 2013, México emitió 665.3 millones de toneladas de CO_{2e}, lo anterior corresponde a 1.7% de las emisiones cubiertas dentro del Acuerdo de París. Estas emisiones provienen del sector energía, el sector industrial, la agricultura, el uso y cambios en el uso de la tierra. Las emisiones de GEI en 2013 se incrementaron en un 40% comparado con los niveles de 1990 [87].

En 2015 la generación de energía eléctrica bruta en el país fue de 309,552 GWh [87], donde la tecnología con mayor participación de generación fue la de ciclo combinado, derivado de esto, las emisiones totales de GEI en el sector de generación eléctrica, dadas en Gg de CO_{2e}, a partir de la generación con ciclo combinado fue de 40.3%.

En el sector de generación energía eléctrica, la participación de energía renovables fue del 15.86 %, la **Figura 21**, se muestra la contribución con las diferentes tecnologías, donde la generación de energía eléctrica a partir del bagazo de caña es de 986 GWh, lo que representa el 0.63%.

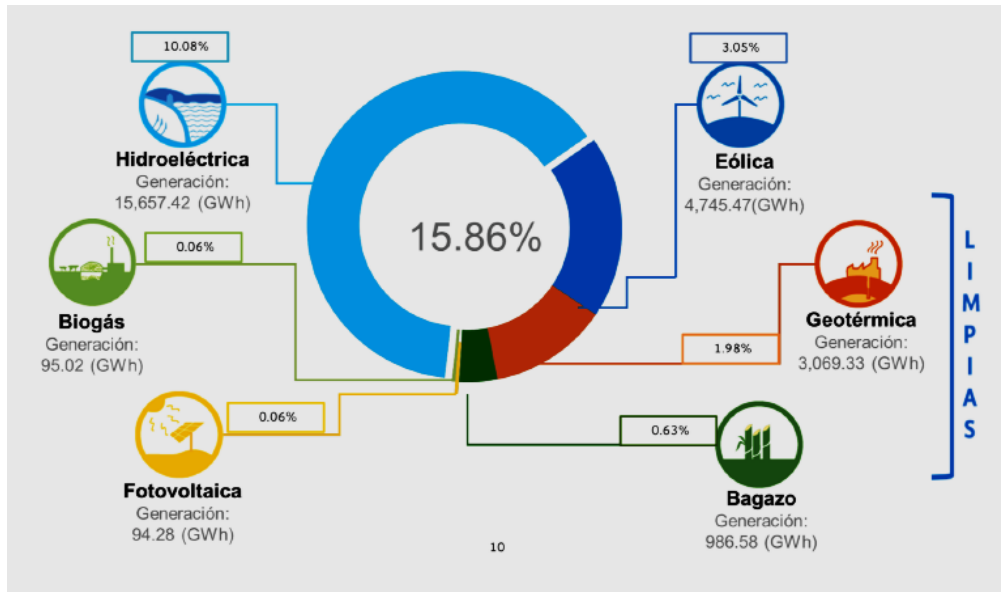


Figura 21. Generación de energía renovable en México (GWh)
Fuente: SEMARNAT (8)

4.2 Selección de métodos y medición de emisiones

Las Directrices del IPCC revisadas en 1996 proporcionan tres métodos para calcular las emisiones de CO₂ procedentes de la quema de combustibles (fósiles, biomasa) [88].

- Nivel 1 es el método básico;
- Nivel 2 es el nivel intermedio; y
- Nivel 3 es el más exigente en términos de complejidad y requisitos de datos.

En general, el moverse hacia niveles superiores mejora la precisión del inventario y reduce la incertidumbre, pero la complejidad y recursos requeridos para realizar el mismo también aumentan. Los Niveles 2 y 3 se refieren, algunas veces, como los métodos de nivel superior, y se consideran generalmente más exactos.

Las estimaciones en este trabajo se realizaron siguiendo la metodología del Nivel 1, éstas están diseñadas para ser las más sencillas de usar; las ecuaciones y los valores paramétricos por

defecto (p.ej., factores de emisión y de cambio de reservas) para estos métodos, son suministrados por las directrices del IPCC.

4.2.1 Factores de emisión

La utilización de la biomasa como combustible tiene unas emisiones consideradas neutras, en el sentido de que el CO₂ emitido en la combustión ha sido absorbido previamente de la atmósfera. Por lo tanto, se aplicará a la biomasa un factor de emisión de cero [88].

4.2.2 Emisiones evitadas

En este trabajo, para determinar las emisiones evitadas de GEI, se realiza una estimación en la que se considera una generación de energía eléctrica a partir de bagazo de caña de 986.58 GWh y una participación de generación eléctrica con energía renovable del 15.86%.

Estas emisiones se comparan con las emitidas por los ciclos combinados que utilizan gas natural como combustible, la generación eléctrica a partir de esta tecnología en 2018, fue de 154,776 GWh y el consumo de gas natural de 3,877 mmpcd según datos de la Secretaría de Energía [88].

En la **Tabla 12**, se muestran los valores estimados de las emisiones evitadas en la generación eléctrica considerando la incursión de la generación de energía eléctrica de la energía renovable y bagazo de caña. El factor de emisión (FE) para el gas natural que se consideró es de 2.27 kgCO₂/m³ [89].

Considerando la premisa de reducir las emisiones de GEI y la diversificación del portafolio energético se estima que las emisiones evitadas de CO_{2e}, a partir de una participación de las energías renovables del 15.86% y del 0.63% con la gasificación del bagazo de caña, las emisiones evitadas son las siguientes.

Tabla 12. Emisiones de CO₂ evitadas

| Tecnología de generación | Generación eléctrica GWh | Consumo de Gas Natural Mft³/año | % de participación en la generación eléctrica | Emisiones de CO₂ Toneladas/año |
|---------------------------------|---------------------------------|---|--|--|
| Ciclo combinado | 154,776 | 3,877 | 50 | 3,212 |
| Energías renovables | 24,547.47 | | 15.86 | 509.58 |
| Bagazo de caña | 986.58 | | 0.63 | 20 |

Las emisiones a partir de la gasificación del bagazo de caña reducen las emisiones de GEI, debido a que en la combustión de la biomasa se considera que las emisiones tienen el balance neutro de CO₂, aunque realmente se produce CO₂ como resultado de la combustión de la biomasa, pero esto se considera neutro porque se plantea que la combustión de biomasa no contribuye al aumento del efecto invernadero porque el CO₂ que se libera forma parte de la atmósfera actual (es el CO₂ que absorben y liberan continuamente las plantas y árboles para su crecimiento) y no es el CO₂ capturado en el subsuelo a lo largo de miles de años y liberado en un breve espacio de tiempo como ocurre con los combustibles fósiles.

5. Cogeneración de energía a partir de la gasificación de biomasa

El combustible obtenido al gasificar la biomasa residual se caracteriza por diferentes composiciones y propiedades que dependen de (i) el tipo de biomasa, (ii) el proceso de conversión, (iii) los parámetros del proceso [89,90]. Los sistemas utilizados en la producción de energía a partir de biomasa basados en procesos de gasificación disponibles comercialmente consisten en: (i) un aparato para cargar biomasa, (ii) un gasificador, (iii) un aparato complejo para limpiar el gas producido y (iv) un conjunto de motores de combustión interna, microturbina o turbinas de gas. Desde un punto de vista económico, los motores de combustión interna han demostrado ser los menos rentables entre los sistemas establecidos para la producción de energía a partir de biomasa, especialmente debido a los altos costos operativos (mantenimiento y eliminación de cenizas) y la baja eficiencia de conversión global [90].

Por otro lado, ha aumentado considerablemente el interés por el uso de gas de síntesis en Micro Turbinas de Gas (MTG). De hecho, las MTG permiten el uso de gas de síntesis, caracterizándose por un nivel de contaminación superior al utilizado en los motores de combustión interna [92,93], lo que implica: (i) la posibilidad de simplificar el sistema de limpieza del gas producido y por tanto una reducción consecuente de los costos de inversión y operativos y (ii) la posibilidad de utilizar gasificadores de corriente ascendente que permitan lograr una mayor eficiencia de conversión global también utilizando gas con una mayor concentración de alquitrán [94,95]. Además, los MTG han demostrado una capacidad para quemar combustibles con bajo poder calorífico sin cambiar radicalmente la cámara de combustión o incluso sin cambiarla en absoluto. En los últimos años, varios estudios han mostrado el efecto de la composición del combustible en la combustión en turbinas de gas. Un estudio exhaustivo reciente, que aborda cuestiones importantes en este asunto, se puede encontrar en Lieuwen et al. [96]. Al mismo tiempo, Ferguson *et. al* (2008), mencionan que ha crecido considerablemente el interés en la intercambiabilidad de combustible, que describe la capacidad de sustituir un combustible gaseoso por otro en una aplicación de combustión sin alterar significativamente el funcionamiento y el rendimiento [97]. En las aplicaciones de

MTG, este último aspecto tiene una importancia particular, ya que una de sus características competitivas, que puede impulsar la difusión de esta tecnología, es una flexibilidad de combustible, en comparación con otras tecnologías de Combined Heat and Power (CHP). Delattin *et al.* han realizado un trabajo experimental reciente sobre este tema [98], en el que mezclas de gas natural y gas de síntesis, se queman en una cámara de combustión similar al de una MTG en un banco de pruebas desarrollado específicamente para este fin. Los principales resultados reportados por los autores son: (i) ningún problema de autoignición, inestabilidad dinámica o estática, (ii) perfiles de temperatura dentro de los límites permitidos y ninguna diferencia significativa en la morfología de la llama, (iii) niveles bajos de NOx y emisiones de CO.

En este estudio, se aborda el análisis teórico de la mezcla de gas de síntesis con gas natural quemados dentro de la cámara de combustión de una MTG Capstone C-30, los resultados obtenidos se mencionan en la sección 7 de este trabajo.

5.1 Microturbinas de gas y cogeneración

Las microturbinas son pequeños turbogeneradores de gas diseñados para operar en el rango de potencia de 10 a 350 kW. Aunque su funcionamiento también está basado en el ciclo de Brayton, presentan características propias que las diferencian de las grandes turbinas.

La mayoría de las turbinas de gas disponibles en la actualidad, se originaron en la industria militar y aeroespacial. Muchos de estos proyectos estaban dirigidos a aplicaciones en el sector de la automoción en el período comprendido entre 1950 y 1970. La primera generación de turbinas de gas se desarrolló a partir de aviones turbo, autobuses y otros medios de transporte comerciales [99]. El interés en el mercado de generación estacionaria se amplió en los años 1980 y 1990, y su uso en generación distribuida ha sido acelerado [100].

Habitualmente las industrias satisfacen sus necesidades energéticas comprando la electricidad y los combustibles a las correspondientes compañías suministradoras. Esta modalidad de

abastecimiento, cómoda para el industrial, resulta ser, en determinados casos, demasiado cara, y desde el punto de uso racional de la energía, bastante ineficiente. La cogeneración es un sistema alternativo, de alta eficiencia energética, que permite reducir en forma importante la factura energética de ciertas empresas, sin alterar su proceso productivo.

La cogeneración se define como la producción secuencial de dos o más formas de energía útil a partir de la misma fuente de combustible. En el caso más común se genera electricidad y energía térmica (vapor y agua caliente). En un sistema de cogeneración, la electricidad y el vapor se obtienen en un solo proceso, en lugar de utilizar una central para producir electricidad y una caldera para producir vapor. La característica de mayor rendimiento global es lo que la distingue de la generación eléctrica convencional. La **Figura 22**, muestra un sistema de turbina de gas simplificado.

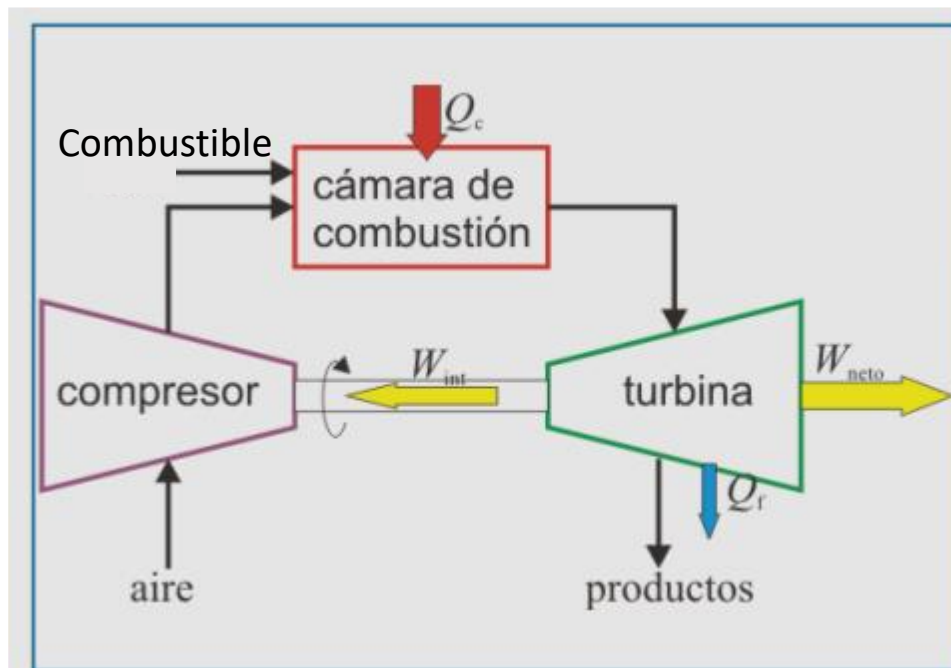


Figura 22. Sistema de generación de energía con turbina de gas

5.2 Sistemas de cogeneración

Los sistemas de cogeneración se clasifican en dos tipos básicos:

- **Ciclo superior:** Aquellos donde el equipo principal se utiliza para generar electricidad, mientras el calor residual o el vapor sobrante se utiliza para un proceso industrial.
- **Ciclo inferior:** Aquellos donde el equipo principal se utiliza para generar vapor para procesos industriales y el vapor sobrante se utiliza para generar electricidad. A continuación, se describen brevemente algunas configuraciones de sistemas de cogeneración.

5.2.1 Sistema basado en una microturbina de gas

Este sistema utiliza una turbina de gas que produce electricidad. Los gases de escape que salen de la turbina tienen una temperatura de 480-540°C y se utilizan para generar vapor en una caldera de recuperación, donde se obtiene agua caliente o vapor para algún proceso industrial. En forma aislada, la turbina de gas alcanza una eficiencia del 25-35%, al utilizar una caldera de recuperación se alcanza una eficiencia del 70-80% [101]

Las microturbinas de gas son más adecuadas para procesos industriales donde la demanda de vapor es alta y constante. Sin embargo, las turbinas de gas tienen como desventaja que al operar por debajo del 80% de su capacidad, el consumo de combustible se incrementa y la generación de vapor disminuye.

Una alternativa para satisfacer la demanda de vapor cuando disminuye la carga de la turbina de gas, es el uso de quemadores suplementarios. Éstos permiten una gran flexibilidad en la generación de vapor y energía eléctrica; generalmente se instalan en el ducto que conecta el escape de la turbina de gas y la caldera de recuperación. En la **Figura 23** se muestra un sistema de cogeneración con turbina de gas.

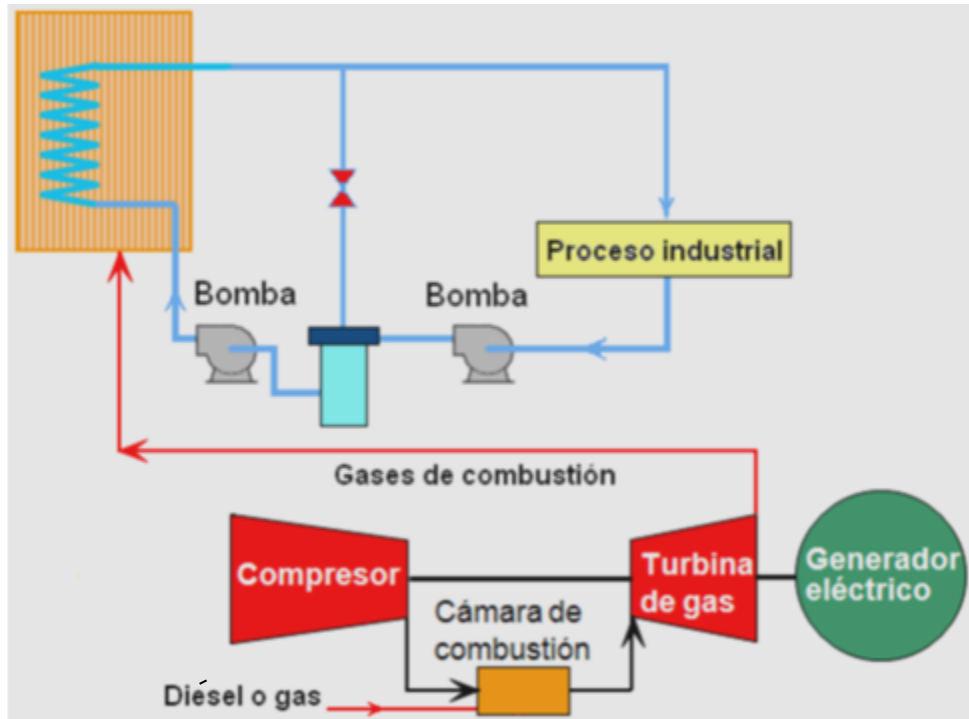


Figura 23. Sistema cogeneración de energía con turbina de gas

5.2.2 Sistemas de cogeneración de energía con ciclo combinado

Este sistema utiliza una turbina de gas para generar electricidad. Posteriormente los gases de escape se aprovechan en una caldera de recuperación para generar vapor que impulsa una turbina acoplada a un generador eléctrico. Finalmente, el vapor que abandona la turbina se utiliza en algún proceso industrial. Este sistema puede alcanzar una eficiencia muy alta, ya que se aprovecha al máximo la energía del combustible. La **Figura 24**, muestra el esquema de cogeneración con ciclo combinado.

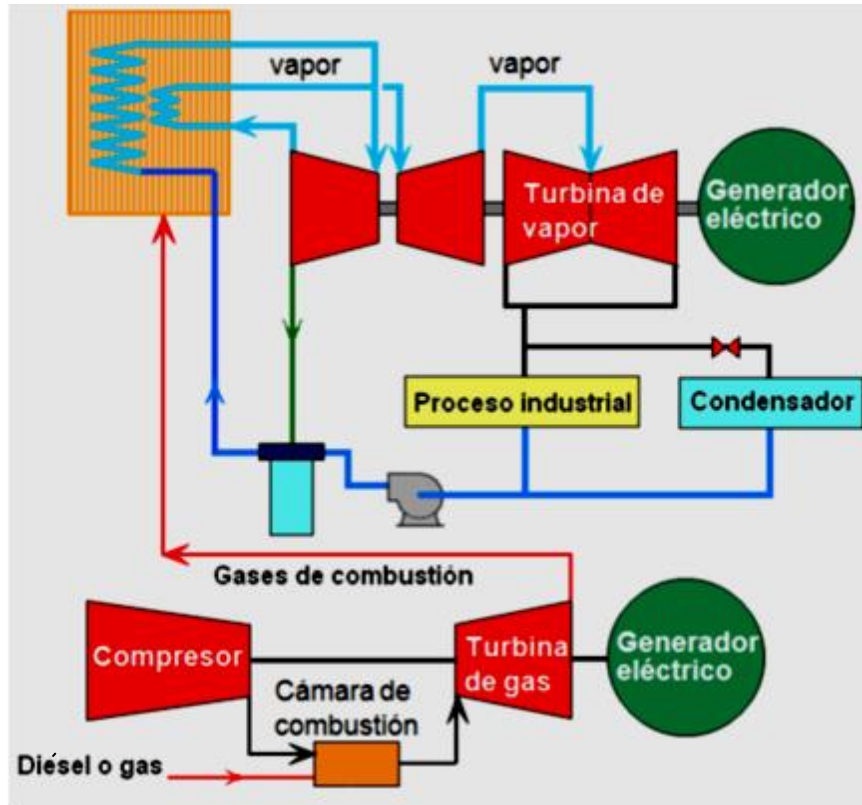
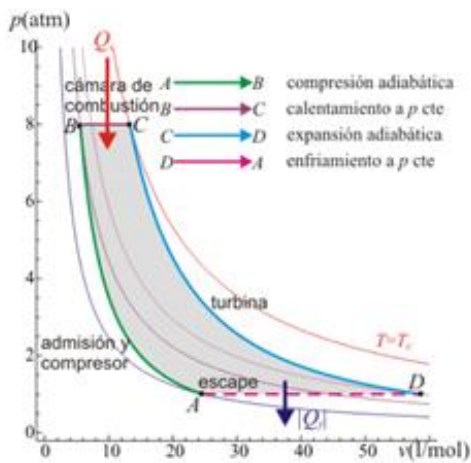


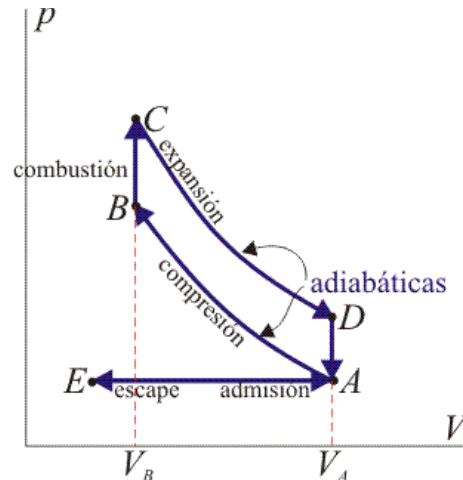
Figura 24. Sistema de cogeneración de energía con ciclo combinado

5.3 Tipos de ciclo

Existen principalmente dos tipos de ciclos adecuados para la producción de energía de gasificación de biomasa, según el tipo de motor. Si se utiliza una turbina de gas, el ciclo se basa originalmente en el ciclo de Brayton; si el gas de síntesis producido se utiliza en un motor de gas, motor de combustión interna, entonces el ciclo se basa en el ciclo Otto. La **Figura 25**, muestran los diagramas P-V para cada ciclo.



Ciclo Brayton



Ciclo Otto

Figura 25. Diagrama P-V para los ciclos Brayton y Otto [102]

La turbina de gas acoplada con un gasificador, crea una clase de ciclos conocidos como ciclos de gasificador integrado de biomasa - turbina de gas (BIG/GT) [46]. Las tecnologías BIG/GT (con lecho fijo) pueden convertir un 60% de la energía de la biomasa en electricidad y vapor, siendo la turbina de gas la que más contribuye a la producción de electricidad [48]. En países donde la disponibilidad de la biomasa tiene bajos costos, el arreglo BIG/GT puede competir con los sistemas de carbón. Estas unidades serán mucho más pequeñas que las unidades de generación de energía de las estaciones centrales convencionales.

Finalmente, Faaij. A (1997), menciona que las turbinas de gas se pueden usar junto con las turbinas de vapor en Ciclos Combinados de Gasificación Integrada (IGCC), presenta un estudio de viabilidad de un ciclo combinado basado en una turbina de gas, utilizando biomasa como combustible en un gasificador atmosférico con un reactor catalítico secundario y limpieza de gases en frío. Concluye que el gasificador integrado/ciclo combinado de biomasa (IGCC), es un proceso factible, cuyo costo es muy sensible a la eficiencia del sistema, pero no tanto a la distancia de transporte. Otro problema con el ciclo combinado del gasificador de biomasa es que requiere cierta capacidad (30-50 MWe) para ser económicamente factibles. [103]. Según Fredriksson y Kjellström (1996), las turbinas de gas alimentadas directamente

con energía obtenida a partir de la gasificación de la madera son económicamente atractivas para la cogeneración en centrales eléctricas de hasta 20 MWe.

5.4 Turbinas de gas para utilizar gas de síntesis producto de la gasificación

Una turbina de gas puede lograr una mayor eficiencia termodinámica debido a la temperatura máxima del ciclo de la turbina de gas moderna en comparación con la turbina de vapor. Además, las turbinas de gas se mejoran cada día con nuevos materiales en los álabes de la turbina y tecnologías de enfriamiento, lo que permite temperaturas de entrada más altas y, por lo tanto, aumenta la eficiencia. Además, el costo unitario de capital para un sistema de turbina de gas es relativamente bajo e insensible a las economías de escala [48].

5.4.1 Tipos de turbina de gas

Hay dos tipos de turbinas de gas: turbinas industriales, diseñadas para la generación de energía, y turbinas de gas aeroderivadas compactas y más ligeras. Las mejoras tecnológicas generalmente se aplican primero a las turbinas de gas aeroderivadas (intereses militares) y luego se implementan en las aplicaciones de energía estacionaria [48].

Los ciclos basados en turbinas aeroderivadas son más adecuados para aplicaciones de biomasa, debido a su mayor eficiencia y menor costo unitario a escala modesta (<100 MWe), menor costo de mantenimiento debido a la naturaleza modular y peso relativamente pequeño [48]. Además, la temperatura de salida en una turbina aeroderivada sigue siendo alta y, por lo tanto, se recomienda para ciclos combinados [105].

Este tipo de turbina se utiliza comúnmente con combustibles “convencionales” para generación de energía hasta 50 MW [106]. Para aplicaciones de biomasa, Consonni y Larson (1994), proponen un rango de potencia de salida de 25-30 MW, y para ciclos combinados avanzados que incluyen interenfriamiento 22-75 MW [37].

No obstante, las turbinas industriales (también conocidas como turbinas de servicio pesado) pueden tolerar fácilmente grandes desviaciones de su punto de operación de diseño, debido a su construcción más robusta y también pueden tolerar mayores tensiones mecánicas y térmicas, mayor contenido de partículas y gases de combustión más corrosivos [37]. Finalmente, las turbinas industriales generalmente están diseñadas para un rendimiento óptimo en ciclo combinado, es decir, los gases de escape aún están lo suficientemente calientes como para elevar el vapor a las condiciones requeridas para el ciclo de vapor [48].

La turbina aeroderivada GE LM2500 se utiliza en muchas plantas de demostración (**Figura 26**). Según Palmer et al. (1993), esta turbina es muy adecuada para proyectos de gasificación de biomasa por su tamaño y su funcionamiento flexible, ya que está diseñada para inyección de vapor [40].

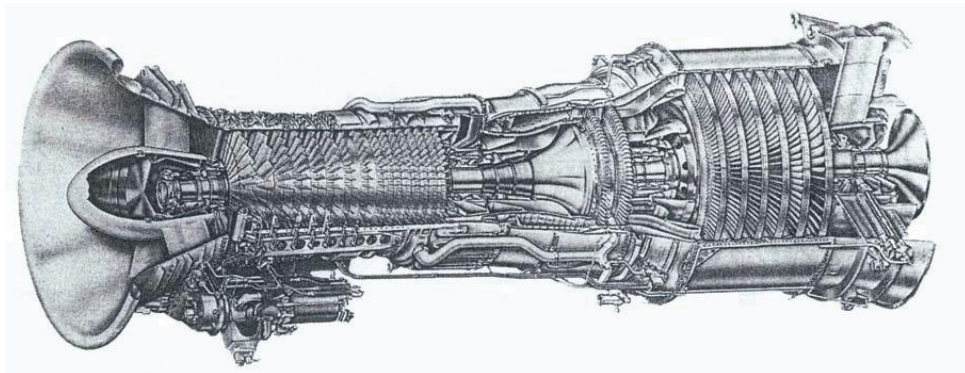


Figura 26. Turbina de gas LM2500PH [40]

5.4.2 Desarrollo de turbinas de gas

La tecnología de turbinas de gas ya se ha desarrollado para aplicaciones de gas natural y combustibles líquidos limpios. También se ha dirigido un esfuerzo considerable al acoplamiento de la gasificación de carbón con turbinas de gas ya que a través de la gasificación el impacto ambiental de la quema de carbón disminuye considerablemente y debido a las ventajas termodinámicas de la turbina de gas [48]. Una parte considerable del esfuerzo de investigación realizado con la gasificación del carbón se puede aplicar directamente a la

gasificación de biomasa, como limpieza de gases, incluida la eliminación de partículas y álcalis y la mejora de gases [107].

Los aspectos más relevantes para evaluar la idoneidad de cierto combustible para una turbina de gas son:

- Límites de flujo masivo a través de la turbina.
- Pérdida de presión a través del sistema de inyección de combustible.
- Estabilidad de combustión.

5.4.3 Límite de flujo másico a través de la turbina

Las turbinas de gas suelen estar preparadas para trabajar con combustibles de alto poder calorífico como combustibles líquidos destilados ligeros y pesados y principalmente gas natural. El poder calorífico del gas natural es de aproximadamente 35 MJ/m^3 , mientras que este valor para un combustible típico derivado de biomasa es de aproximadamente $4\text{-}6 \text{ MJ/m}^3$, para la gasificación a fuego directo y aproximadamente 10 MJ/m^3 para la biomasa a fuego indirecto. Según Consonni y Larson. (1994), una consecuencia directa de esta diferencia en la densidad de energía es la necesidad de un flujo de gas combustible de 5 a 10 veces mayor, en comparación con el gas natural, para mantener la misma temperatura de combustión. Esta relación podría incluso ser de 20, como señala Hoppesteyn et al. (1997), si se va a considerar un sistema de limpieza a alta temperatura entre el gasificador y la turbina de gas [108].

Una posible solución para acondicionar el flujo másico de admisión del combustible, es disminuir la temperatura para aumentar la densidad del combustible, pero esto reducirá la eficiencia [37]. Otra posibilidad es aumentar la presión de entrada de la turbina². Esta solución aumenta la presión en la cámara de combustión y la relación de presión del compresor. Esto podría llevar al compresor a su límite de sobretensión resultando en fuertes vibraciones para

² Esto se debe a que esencialmente todas las turbinas funcionan en condiciones de estrangulamiento del flujo en la entrada del expansor (Consonni y Larson, 1994) [37].

las mismas condiciones de entrada y velocidad de rotación [108]. Hay dos posibles modificaciones para evitar que el compresor alcance su límite de sobretensión:

- Modificar la geometría de la turbina de alta presión: aumentar la altura del ángulo de los álabes de descarga de la boquilla.
- Disminuir el flujo de aire del compresor ajustando los álabes de guía de entrada [37].

Para sistemas presurizados, el compresor también puede suministrar aire presurizado para el proceso de gasificación. El flujo másico suministrado para la gasificación es casi igual al flujo de combustible, por lo que tanto el compresor como la turbina procesarán flujos másicos casi similares, lo que dará como resultado un aumento moderado de la relación de presión y, por lo tanto, una pequeña preocupación por las limitaciones del compresor [37]. Sin embargo, Bridgwater (1995), sugiere que esta opción requerirá grandes modificaciones en el compresor e impondrá problemas en el sistema y, por lo tanto, el sistema presurizado requerirá un compresor adicional separado [2].

En el caso de la gasificación a fuego directo, donde se produce gas de síntesis de valor calorífico medio, los problemas asociados a un gran caudal de gas de síntesis son menos críticos y la cantidad de inyección de vapor permitida podría aumentar.

5.4.4 Pérdida de presión a través del sistema de inyección de combustible

Como ya se mencionó, otro aspecto importante del funcionamiento de la turbina de gas es la pérdida de presión a través de la inyección de combustible. La boquilla está diseñada originalmente para un combustible con una densidad de energía mucho más alta y con temperaturas más bajas en la entrada de la cámara de combustión; en algunos casos, se puede utilizar la misma boquilla, pero en otros, se requieren pequeñas modificaciones. Consonni y Larson (1994) esperan que, en un futuro cercano, las turbinas de gas podrían diseñarse especialmente para aplicaciones de bajo poder calorífico y luego se rediseñarán la cámara de combustión y la boquilla [37].

5.4.5 Estabilidad de combustión

En cuanto a la estabilidad de la combustión, el tipo de combustor utilizado en las turbinas industriales (tipo lata) proporciona área suficiente y volumen para una combustión completa y estable, como lo demuestran varias instalaciones, con una pérdida de carga razonable [37].

Sin embargo, la cámara de combustión en las turbinas aeroderivadas es más compacta y no existe una experiencia comparable con este tipo de turbinas. Existe cierto desacuerdo entre los investigadores acerca de la idoneidad de la cámara de combustión comercial. En opinión de Consonni y Larson (1994), el trabajo experimental hasta 1994 (GE LM500 y LM 2500) sugiere que la estabilidad de la combustión no sería un problema en la medida en que el gas combustible contenga algo de hidrógeno [37]. Por otro lado, Hoppesteyn et al. (1997) y Craig et al. (1994) asumen que la cámara de combustión tendrá que ser modificada para hacer frente a velocidades altas del gas de síntesis [37, 45].

5.4.6 Requisitos de la turbina de gas

Aunque las turbinas de gas tienen condiciones operativas relativamente flexibles, especialmente las del tipo aeroderivado, existen ciertos límites debido a sobretensión, sobrevelocidad y par del eje del compresor [40]. Aún quedan muchos problemas por resolver, con respecto al uso de turbinas de gas para utilizar gas de síntesis producto de la gasificación de la biomasa. Entre ellos, la posible erosión provocada por partículas en el gas de síntesis y la deposición de metales alcalinos (Na, K, Li) que también podrían producir una corrosión severa en los álabes de la turbina [108]. Los niveles de partículas, metales alcalinos y alquitranes condensables tolerados por una turbina de gas no están muy bien establecidos debido a la falta de experiencia. Los límites dados por los fabricantes son probablemente conservadores. Consonni y Larson (1994), por ejemplo, mencionan que el nivel de partículas permitido en las especificaciones de General Electric para la turbina de gas implicará una concentración de partículas en el gas de síntesis no quemado de 3-5 ppm. Las concentraciones de partículas en el gas crudo de un lecho fluidizado son aproximadamente 5000 ppm a 10000

ppm. Esta gran diferencia muestra la importancia clave de un sistema de limpieza de gases eficiente: filtros cerámicos y/o depuradores húmedos.

5.4.7 Otros requerimientos

Como se mencionó anteriormente, los alquitranes (compuestos orgánicos condensables) también podrían convertirse en un problema grave si se condensan en las superficies frías dentro de la turbina, provocando obstrucciones, taponamientos, etc.

Se impone una limitación adicional en la simulación de Faaij (1997) donde para cumplir con las limitaciones de la turbina de gas, el contenido de cenizas del combustible debe ser menor del 10-20% (peso, seco) y el contenido de humedad también menor del ~ 70% (peso, húmedo). Según Larson *et al.* (1989), las turbinas de gas no tienen requisitos estrictos sobre la composición del gas en la medida en que el combustible se encuentre dentro de los límites de inflamabilidad y el poder calorífico del combustible sea superior a 4 MJ/Nm [60,63].

Otro punto de atención en los sistemas de generación de energía para combustibles derivados de biomasa es la influencia de la humedad del combustible. En algunos casos, generalmente con gasificación por aire, el combustible se seca previamente, consumiendo así parte de la energía producida [60].

En otro estudio, presentado por Hulkkonen et al. (1993), el combustible se seca con vapor a alta presión sin afectar la eficiencia del ciclo [109]. Finalmente, si se usa vapor como agente de gasificación, el contenido de humedad no afecta la composición del gas de síntesis producido, pero influye considerablemente en la eficiencia química del proceso [110].

5.4.8 Motores de combustión interna

Los motores de combustión interna son en general más adecuados para aplicaciones a pequeña escala debido a su tamaño y, en principio, a una mayor resistencia a los contaminantes que las turbinas de gas. También considerando los costos de inversión y operación, los motores de

combustión interna son actualmente la mejor alternativa [111]. Como explicaron Reed y Das (1988), los motores de gasolina, los motores de gas natural y los motores diésel pueden usarse con gas de síntesis. Los motores diésel deben adaptarse reduciendo la relación de compresión, agregando un sistema de encendido por chispa y reemplazando los inyectores por bujías [24].

Según Ahrenfeldt et al. (2000), la mayoría de los motores de gas estacionarios que funcionan en la actualidad son motores diésel modificados. También hacen referencia a las siguientes características de los motores de combustión interna [112]:

- Bajo consumo de combustible
- Alta temperatura de los gases de escape, adecuada para aplicaciones de cogeneración o combinadas de calor y energía
- Bajas emisiones de CO y NOx
- Mayor vida útil cuando se usa gas de síntesis, que cuando se usan combustibles líquidos debido a que hay menos partículas en el sistema de combustión

Debido a las diferencias en la inflamabilidad, se debe ajustar el tiempo de encendido. Shashikantha y Parikh (1999) han realizado un estudio detallado la influencia del tiempo de encendido [113].

Por último, hay que tener en cuenta dos aspectos más al utilizar un motor de combustión interna: el sistema de admisión de gas y el arranque del motor. El sistema de admisión de gas generalmente consiste en un mezclador de gas donde se permite la cantidad necesaria de gas para producir una mezcla de gases, este combustible adicional generalmente es gas natural, para fines de puesta en marcha.

En la sección 7, de resultados, muestra una comparación del desempeño de una MTG vs. Motor de combustión interna, toda vez que este trabajo se limita a realizar el análisis teórico de la mezcla óptima del gas de síntesis con gas natural para alimentar una microturbina de gas.

5.4.9 Emisiones

Las emisiones de NO_x tienen dos fuentes: NO_x térmico y combustión del amoníaco presente en el gas de síntesis. En cuanto a lo primero, las emisiones son muy bajas en las turbinas de gas GE de última generación (15 ppmv), e incluso menores debido a la menor temperatura de llama adiabática de los gases.

Otro obstáculo para el uso de gas de síntesis a partir de biomasa es el contenido relativamente alto de NH₃ y HCN; estas especies se transformarán en NO_x durante el proceso de combustión. Durante la gasificación se produce amoníaco (NH₃). Puede eliminarse parcialmente añadiendo dolomita y se ha comprobado que solo una parte del N contenido en la biomasa se transforma en NH₃. Otra porción de N se transforma en N₂ mediante procesos no muy conocidos. El lavador húmedo también ayuda a eliminar el amoníaco [105].

Una medida secundaria para reducir las emisiones es el sistema de lavado convencional sugerido por Rohrer y Paisley (1995) que también retiene los aerosoles metálicos. Una buena medida primaria para evitar las emisiones de NO_x es premezclar el gas combustible con el aire antes de ingresar a la cámara de combustión. Sin embargo, con el gas de síntesis esto no es posible debido a su alto contenido de H₂ que fácilmente podría provocar preignición o retroceso de la mezcla. Sin embargo, el contenido de H₂ tiene un efecto positivo al estabilizar la combustión gracias a su alta velocidad de combustión [114]. Como lo mencionan Maughan et al. (1994), el hidrógeno dará como resultado temperaturas de llama locales más altas, mayores velocidades de reacción en la zona de recirculación y mayores concentraciones de OH y velocidades de quemado de CO. Además, el hidrógeno reducirá el límite de inflamabilidad pobre y aumentará la longitud de la llama hacia el final de la cámara de combustión, lo que permitirá un tiempo de residencia más prolongado para la combustión del CO [115].

En comparación con el gas natural, las emisiones de CO de una turbina alimentada con gas de bajo poder calorífico, serán más altas debido a la menor temperatura de combustión, como lo refieren Van Ree et al. (1997), y también debido a la mayor concentración de CO en el gas

combustible [105]. A diferencia del H_2 , el otro componente principal del gas de síntesis, el CO, tiene una velocidad de combustión baja y, por lo tanto, necesita un tiempo de residencia más largo para una combustión completa. Por lo general, la inyección de vapor puede aumentar considerablemente las emisiones de CO debido al enfriamiento de la llama. Sin embargo, como se mencionó, la presencia de H_2 podría influir positivamente en la combustión del CO [115].

El azufre también podría ser un problema importante en la operación de turbinas, aunque solo aparece en concentraciones muy pequeñas en combustibles derivados de biomasa. Ésta es una de las ventajas de la gasificación de biomasa en comparación con la gasificación de carbón [62]. Sin embargo, incluso los rastros de azufre podrían dañar la turbina y deben eliminarse [34].

5.4.10 Desafíos y perspectivas de la gasificación de biomasa

De acuerdo con Maniatis (2000), es un desafío integrar las tecnologías de gasificación en sistemas existentes o desarrollados recientemente para demostrar el atractivo de la tecnología. Otro estudio sobre tecnologías de conversión de biomasa (Comisión Europea, 1999) presenta las siguientes conclusiones [116]:

- La gasificación de biomasa es una opción interesante porque permite el uso de biomasa en varios sectores del mercado energético.
- Las cantidades de biomasa disponibles localmente limitarán la capacidad de las futuras plantas de gasificación.
- Se espera que la generación de energía mediante plantas de ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC) mediante turbinas de gas alcance un 45% de eficiencia.
- Se preferirán las aplicaciones combinadas de calor y energía (cogeneración), aunque la capacidad estará limitada por la necesidad local de calor a baja temperatura. Se preferirán los receptores de calor industriales a la calefacción urbana debido al mayor número de horas de funcionamiento.

- No se espera que la gasificación de biomasa para la producción de combustibles líquidos (bioaceite) o gas natural sintético (SNG) sea competitiva en un futuro próximo.
- El desarrollo futuro debe concentrarse en reducir el costo de la planta de gasificación en sí, ya que es la planta de gasificación el principal factor de costo.
- Se fomenta y se espera que la gasificación de residuos de biomasa sola o la co-gasificación de biomasa con residuos y carbón mejoren la economía.

5.5 Sistema de cogeneración de un gasificador de biomasa integrado a una microturbina de gas (GBI-MTG)

En el sistema de cogeneración GBI-MTG, basado en la microturbina de gas Capstone C-30 utilizando gas de síntesis mezclado con gas natural, es necesario evaluar cuidadosamente los siguientes puntos:

- Oferta/demanda de combustibles de biomasa y gas: bagazo y gas natural;
- Acondicionamiento del bagazo y gas de síntesis;
- Dimensionamiento de equipos y sistemas auxiliares;
- Estimación del costo de inversión;
- Estimación de la generación de energía excedente;
- Impactos del sistema GBI-MTG en la generación de energía eléctrica y vapor;
- Estimación del costo energético.

La **Figura 27**, muestra un esquema general del proceso de transformación de energía de biomasa en gas combustible y sus posibles aplicaciones.

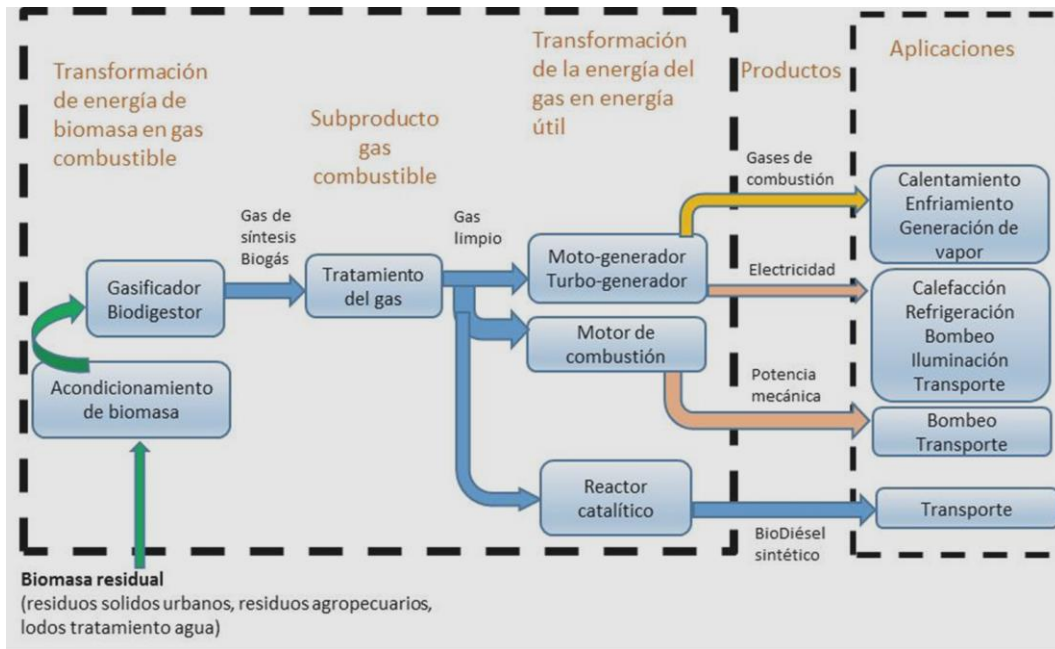


Figura 27. Proceso de transformación de energía de biomasa en gas combustible

En esta sección, se evalúa la integración de un gasificador de biomasa a una MTG. Para diferenciarlos del BIG/GT mencionado en la sección 5.3, en adelante el sistema integrado de gasificador de biomasa integrado a una microturbina de gas se denomina GBI-MTG.

Esta sección evalúa la integración de un sistema GBI-MTG, se determinan los parámetros principales necesarios para el análisis técnico y económico de la instalación total para generar energía eléctrica y vapor.

El propósito de este trabajo, es definir los datos básicos del sistema GBI-MTG y las condiciones de operación, determinando la mezcla óptima de gas de síntesis con gas natural, considerando la gasificación del bagazo de caña en un gasificador de lecho fluidizado presurizado, la elección de este tipo de gasificador, es la ventaja que representa para aplicaciones en ciclos integrados de cogeneración con MTG, ya que el gas de síntesis producido no necesita ser presurizado después de la gasificación.

Una unidad GBI-MTG, funciona como una planta de energía térmica independiente, que opera en un ciclo combinado (CC). En este caso, el GBI-MTG recibe el bagazo de caña previamente acondicionado para la alimentación al gasificador. El gas de síntesis producido en el gasificador después de una limpieza adecuada se quema en una MTG y los gases de combustión van a un generador de vapor de recuperación de calor (HRSG) que produce vapor a 60 bar, 500°C. Este vapor puede ser utilizado en algún proceso interno del mismo ingenio azucarero o puede ser utilizado en una turbina de vapor e incrementar la generación de energía eléctrica, **Figura 28**.

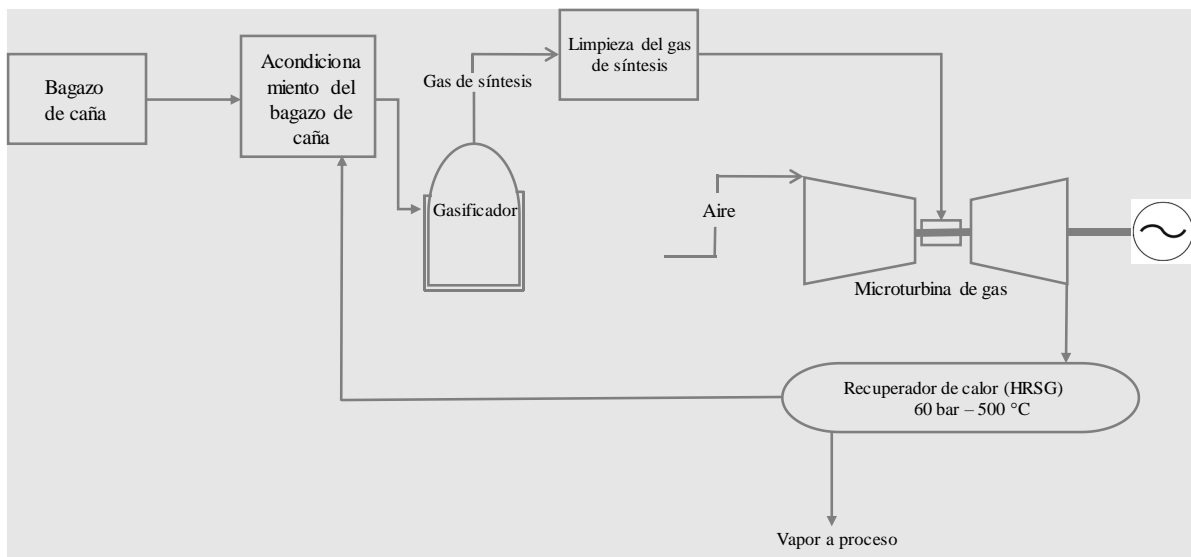


Figura 28. Diagrama simplificado, integración GBI-MTG

La microturbina de gas es un sistema que está diseñado para instalarse en un espacio cubierto, sus componentes se han diseñado para operar a temperaturas exteriores entre -20 r°C hasta 50 °C.

A continuación, refiérase a la **Figura 29**, se describe el funcionamiento de la MTG utilizada en este estudio. Inicialmente el aire necesario para la combustión es filtrado y usado para la refrigeración del generador eléctrico antes de entrar en el compresor (1), donde es presurizado y forzado a pasar por el lado frío del recuperador (2). En el recuperador, los gases de escape

de la microturbina se emplean para precalentar el aire antes de entrar en la cámara de combustión y de esta forma reducir el consumo de combustible necesario. En la cámara de combustión (3), el aire calentado se mezcla con el combustible (gas natural con gas de síntesis) (4) y se produce la combustión. Los gases de escape a alta temperatura se expanden (5) a través de la turbina que acciona el compresor y el generador eléctrico. Posteriormente los gases de escape entran en el recuperador (6) y finalmente salen a una temperatura de aproximadamente 275°C (7).

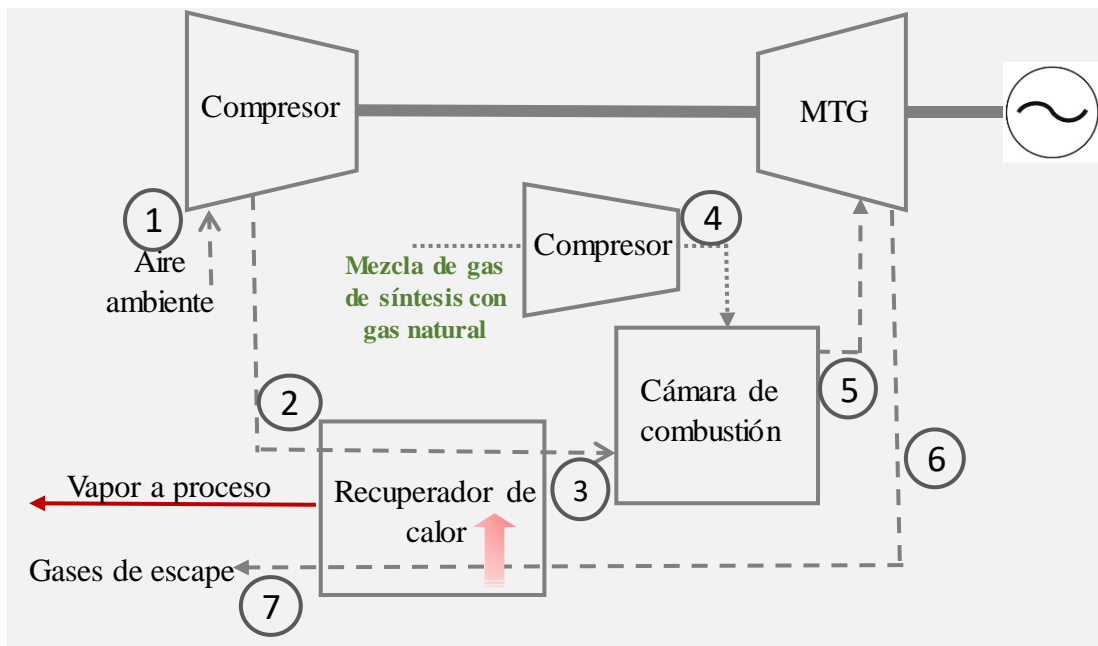


Figura 29. Diagrama esquemático del ciclo de la microturbina de gas Capstone C-30 con recuperador de calor

El sistema Capstone C-30 microturbina, es un generador compacto de emisiones ultrabajas que proporciona hasta 30 kW de potencia y 85 kW de calor para aplicaciones combinadas de calor y energía. El sistema incorpora un compresor, recuperador, combustor, turbina y generador de imán permanente. Los componentes giratorios están montados en un solo eje, apoyado por cojinetes de aire patentados, que gira a hasta 96,000 rpm. Ésta es la única parte móvil de la microturbina. El generador se enfría mediante un flujo de aire de entrada. El sistema no utiliza aceite, lubricantes, refrigerantes u otros materiales peligrosos, y no tiene

bombas, caja de cambios u otros subsistemas mecánicos. El sistema logra un rendimiento ultrabajo de NO_x sin catalizadores de postcombustión u otros dispositivos de limpieza de escape o productos químicos. El modelo seleccionado para este estudio es el de 30 kW para combustibles líquidos o biogás. La **Tabla 13**, muestra los principales datos técnicos indicados por el fabricante.

Tabla 13. Parámetros de operación microturbina Capstone C-30

| Datos de operación de la MTG | |
|---|-------------------------|
| Energía eléctrica | 30 kW |
| Eficiencia eléctrica | 26 % |
| Presión nominal de admisión de aire en el compresor | 55 -60 psi (3-4 bar) |
| NO _x | 18 mg/m ³ |
| Temperatura de gases de escape de la turbina | 275 °C |
| Energía térmica | 47 % |
| Eficiencia neta (eléctrica + térmica) del ciclo GBI-MTG | 75 % |

La microturbina Capstone C-30, incluyen un recuperador de gases, gracias esto se alcanza un incremento de la eficiencia global de alrededor de un 50% respecto a los diseños sin recuperador. El recuperador es un equipo que permite calentar el aire de entrada a la cámara de combustión aprovechando calor de la corriente de los gases de escape de la turbina. Una microturbina de ciclo simple tiene un rendimiento eléctrico de solamente un 14% mientras que con el recuperador de calor se consigue un rendimiento eléctrico del 26%.

Los resultados obtenidos de la simulación del sistema de cogeneración del GBI-MTG se muestran en la sección 7 de este trabajo.

6. Estudio técnico-económico del sistema de cogeneración GBI-MTG

En esta sección, se muestra el análisis económico del proyecto de generación de energía eléctrica y térmica (cogeneración) de pequeña escala, a partir de una mezcla de gas de síntesis con gas natural.

En los últimos años los sistemas de cogeneración se han convertido en una importante alternativa de generación distribuida para zonas rurales, en las cuales el suministro de energía es limitado e ineficiente [117,118,119]. Una de las principales ventajas de esta tecnología es la generación simultánea de energía eléctrica y térmica a partir de distintas fuentes de energía, entre las que se destacan la biomasa forestal, la biomasa residual y la biomasa orgánica de origen animal.

Una planta de cogeneración puede ser utilizada para la producción de energía eléctrica y suministro de calor utilizable en procesos productivos [120]. Entre los beneficios obtenidos con esta tecnología se destacan:

- Respuesta a la demanda de energía eléctrica y térmica
- Ventas de excedentes de energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN),
- El aprovechamiento de la energía térmica para el calentamiento de agua, secado de madera y manejo de cultivos agrícolas

La implementación de una planta de cogeneración implica un estudio de viabilidad técnico-financiero, el cual se puede realizar bajo diferentes metodologías y estudios, como el costo nivelado de energía (CNE) [101], y análisis termo-económicos [121] o empleando herramientas computacionales como el Market Prices [122] y el HOMER (Renewable Energy Microgrid Software).

A partir del Costo Nivelado de la Energía (CNE), Uris et al. (2014) estudian un sistema de cogeneración a biomasa con ciclo orgánico Rankine para zonas rurales de España. El CNE

calculado fue de 6.6 ¢USD/kWhe, considerando una capacidad instalada de 2 MWe, un factor de capacidad de 0.6, un precio de biomasa entre (1.04 -2.04 ¢USD/kWh) y un periodo de retorno del proyecto de 10 años. You et al. (2017) evalúan la viabilidad técnica y financiera de un sistema de gasificación descentralizado, a partir del aprovechamiento de residuos de la palma de aceite, para suplir la demanda energética de las zonas rurales de Indonesia. El CNE para este sistema fue de 46 ¢U\$/kWhe, considerando un factor de capacidad de 1 y un total de 100 viviendas, cada una con un consumo diario de 0.4 kWhe [121]. Hadidi y Omer (2017) analizan técnica y financieramente un sistema de gasificación y de digestión anaeróbica con residuos sólidos. El CNE para un sistema de gasificación de 75.62 MWe y de digestión anaeróbica de 12.2 MWe fue de 13 ¢USD/kWhe y 14 ¢U/kWhe, respectivamente [125].

Otros autores han propuesto incentivos económicos, variaciones en la tasa de interés y en la densidad poblacional para evaluar los cambios en los costos nivelados de electricidad. Es el caso de Chundawat y Rao (2016), quienes analizan dos plantas de biomasa para la generación de electricidad en zonas rurales de la India, con capacidades instaladas de 7.5 MWe y 8 MWe conectadas a la red de distribución eléctrica. Los autores concluyen que el costo nivelado se ve esencialmente afectado por el aumento de la tasa de interés y la inflación. El aumento de estas tasas en una unidad implica un aumento aproximado del 10% en el CNE [126].

Este capítulo muestra el análisis económico de un sistema de cogeneración usando biomasa del bagazo de caña, proveniente de las plantaciones de caña del estado de Morelos, uno de los objetivos en este trabajo es mostrar que tan competitivos pueden ser los costos de generación de energía eléctrica a partir de este tipo de tecnología. Las estimaciones se basan en gasificación del bagazo de caña para obtener gas de síntesis y mezclarlo con gas natural para utilizar esta mezcla de combustible en una microturbina de gas.

Los proyectos bioenergéticos basados en biomasa de residuos agrícolas se consideran con los siguientes propósitos.

- Satisfacer la demanda energética de las zonas rurales con calidad, seguridad y confiabilidad

- Generar electricidad con un costo competitivo frente a las fuentes convencionales de energía
- Contribuir a la diversificación de la matriz energética del país
- Reducir las emisiones de gases de efecto de invernadero con base en los acuerdos de la Conferencia de las Partes (COP 21).
- Lograr un desarrollo sostenible con menores impactos en el medio ambiente
- Brindar alternativas de solución a los problemas de respuesta a la demanda e ineficiencia energética en las zonas rurales
- Brindar seguridad energética al país
- Generar desarrollo tecnológico y empleo local
- Contribuir al desarrollo social y energético de zonas rurales

En México los ingenios emplean el bagazo de caña para la generación de energía eléctrica, que es un desecho del proceso de producción de la caña de azúcar. Además, fuera de la época de zafra los ingenios utilizan combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Por lo tanto, al utilizar cultivos energéticos, estos establecimientos tienen la capacidad de generar energía todo el año y pueden colocar potencia y energía eléctrica en el mercado eléctrico nacional y regional. De manera que es posible una utilización económica, social y ambientalmente adecuada de los cultivos energéticos para la sustitución de los derivados del petróleo.

Hay que mencionar, además, que en la implementación de proyectos energéticos se debe realizar una evaluación financiera, así como evaluaciones desde los puntos de vista económico y social. En la evaluación financiera, los objetivos son definidos por el empresario dueño del proyecto y dependen de sus políticas particulares. En la evaluación económica y social, los objetivos son definidos por el gobierno y dependen de la situación real de la economía y de la política de Estado. Además, en la evaluación financiera los resultados se expresan en términos de utilidades medidas como la diferencia entre los ingresos y egresos del proyecto; en la evaluación social, los resultados se expresan en términos de beneficios redistributivos. Por otra parte, en la evaluación financiera, los bienes y servicios se valoran a precios de mercado;

por el contrario, en la evaluación económica los bienes y servicios se valoran a precios sociales para eliminar las distorsiones del mercado [127].

Con respecto a la decisión de construir una instalación de cogeneración de energía donde el gas de síntesis de la gasificación de biomasa residual (bagazo de caña) se utilice en una mezcla con gas natural para alimentar una microturbina de gas, compromete recursos económicos durante varios años que dura la vida útil del sistema. En este sentido es necesario considerar un análisis de la factibilidad económica de esta tecnología. Dicho lo anterior, se estima el Costo Nivelado de Energía (CNE) del MWhe y MWht (Mega Watt hora eléctrico y el Costo del Mega Watt térmico), empleando el bagazo de caña como biomasa en la generación de energía eléctrica.

En la evaluación de la viabilidad técnica y económica de este tipo de proyectos, se deben considerar además de la composición química y física del tipo de biomasa a utilizar como combustible, el porcentaje de cenizas y el contenido de humedad, factor determinante del poder calorífico de dicha biomasa.

La combinación de la generación de electricidad con la producción de calor a ser utilizado en un proceso industrial asociado (cogeneración) es la forma energética y económicamente más eficiente de utilizar la biomasa obteniéndose rendimientos elevados del proceso global, el rendimiento eléctrico disminuye cuando más calor se destina al proceso industrial [128].

6.1 Metodología

Para estimar los costos de generación de la energía eléctrica y térmica de un sistema de cogeneración a partir de biomasa de bagazo de caña, se empleó la metodología de costo nivelado. Este concepto expresa el costo marginal de largo plazo del bien o servicio producido y es particularmente útil para comparar dos o más proyectos operativos que permiten obtener un mismo producto o servicio. Con este método se obtienen los costos unitarios de generación eléctrica (\$/MWh) de un sistema de cogeneración.

El Costo Nivelado de Energía (CNE) se define como el costo unitario de la electricidad generada, el cual contempla todos los costos del proyecto durante su vida útil. Por tal razón, define un precio constante al cual la energía debería ser vendida durante la vida operativa del proyecto [101]. El CNE considera la inversión inicial, los costos fijos y variables por operación y mantenimiento (O&M), el costo del combustible. El CNE permite comparar los costos de generación entre diversas tecnologías, como solar fotovoltaica, eólica y biomasa, facilitando la selección de la tecnología con mayor viabilidad técnica y financiera. La ecuación del CNE presenta la ventaja de adaptarse a cambios en las estructuras técnicas y de costos de cada proyecto energético, permitiendo un análisis de sensibilidad en el costo de generación [129]. El CNE se ha utilizado en los últimos años como herramienta financiera para calcular costos de generación y su uso se ha venido incrementando por la necesidad de evaluar energías alternativas.

6.1.1 Costo Nivelado de Energía

El CNE permite conocer el costo de producir un MWh y sus unidades son USD/MWh. Este costo incluye los siguientes aspectos [101]:

- El costo de inversión actualizado al inicio de operación
- El costo nivelado del combustible
- Los costos de O&M y consumo de agua.
- La energía generada por la central de acuerdo a su vida útil y factor de planta

La metodología del costo nivelado de energía se compone por:

- El costo nivelado de inversión
- Costo nivelado de combustible
- Costo nivelado de operación y mantenimiento

La determinación del costo nivelado del Megawatt-hora por concepto de inversión involucra aspectos técnicos y económicos que definen una tecnología, como son: los costos de inversión, el programa de inversión, el factor de planta medio, la potencia por unidad, la vida económica y la tasa de descuento.

El costo nivelado del MWh por concepto de inversión, es definido como [101]

$$CI = \frac{\sum_{t=-N}^{-1} I_t(1+k)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n-1} GNA_t(1+k)^{-t}} \quad (7)$$

Donde:

CI = Costo nivelado del MWh por concepto de inversión (\$/MWh)

I_t = Inversión en el año t

GNA_t = Generación neta en el año t (MWh)

N = Periodo de construcción (años)

n = Vida económica de la planta (años)

k = Tasa de descuento (como fracción de la unidad)

La generación neta anual (GNA) es uniforme año con año, la relación definida en la ec. 7, puede expresarse como sigue:

$$CI = \left[\frac{k(1+k)^{n-1}}{1+k} \right] \left[\frac{1}{GNA * C} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-1} I_t(1+k)^{-t} \right] \quad (8)$$

Donde:

C = Capacidad de la central expresada en MW

GNA = Generación neta unitaria anual en MWh/MW

$$GNA = (1 - up) * fp * 8760 \quad (9)$$

Donde:

Up = Usos propios (fracción de la unidad)

Fp = Factor de planta (fracción de la unidad)

8760 = Número de horas en un año

El factor $\frac{k(1+k)^{n-1}}{1+k)^{n-1}}$ es conocido como “factor de recuperación del capital” y es denotado por el símbolo $frc(k,n)$. Por lo tanto, el primer término de la ecuación (8), puede escribirse como:

$$\frac{frc(k,n)}{1+k} \quad (10)$$

Así la expresión 8 puede tomar la forma siguiente:

$$CI = \left[\frac{I}{C} \right] \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k,n)}{(1+k)} \right] \left[\sum_{t=-N}^{-t} W_t (1+k)^{-t} \right] \quad (11)$$

Donde:

$$I = \sum_{t=-N}^{-t} I$$

$$W_t = W_t \frac{I_t}{I}$$

$\frac{I}{C}$ = CU es el Costo Unitario de Inversión por MW

W_t = factores del perfil o cronograma de inversión y se expresan como fracción de la unidad.

$W_t(1+k)^{-t}$ = Factor del valor presente y se le denota de la siguiente manera:

$$CI = CU \left[\frac{1}{GNA} \right] \left[\frac{frc(k,n)}{(1+k)} \right] [fvp(k+w)] \quad (12)$$

La expresión anterior involucra el producto del costo unitario de la inversión (CU) por una expresión conocida como factor de costo nivelado.

Esta misma metodología con la que se obtiene el costo nivelado por concepto de inversión, es empleada para obtener los costos nivelados por concepto de combustibles y de operación y mantenimiento.

6.1.2 Costo nivelado por concepto de combustible.

Para el cálculo del costo nivelado por concepto de combustible, se deben considerar las expectativas de evolución de los precios de los combustibles, por lo que se consideró, el escenario medio de los precios del gas natural estimados por CFE en 2015 como los precios futuros del gas natural en la evaluación con un horizonte a 20 años.

El costo nivelado del MWh por concepto de combustible se define como [130].

$$CC = \frac{\sum_{t=-n}^t \frac{D(t)}{(1+k)^t}}{\sum_{t=0}^t \frac{E(t)}{(1+k)^t}} \quad (13)$$

Donde:

CC =Costo nivelado por concepto de combustible

E(t) =Producción de energía eléctrica en el año t (MWh)

D(t) =Costo del combustible en el año t por el consumo de combustible en el año t (\$)

6.1.3 Costos de inversión para la biomasa

Dependiendo del tipo de biomasa a emplear, la inversión asociada a la central de generación puede requerir determinadas particularidades vinculadas entre otras con: mecanismos de alimentación de la biomasa a consumir, eliminación de cenizas, filtros por la emisión de gases, también puede ser necesario realizar inversiones adicionales asociadas a operaciones previas al uso de la biomasa, como por ejemplo reducción de tamaño del subproducto y/o residuo a emplear, selección de los mismos, secado del combustible (biomasa) para reducir el contenido de humedad de la biomasa a utilizar, almacenamiento etc.

A partir de información solicitada a desarrolladores de proyectos de generación de energía eléctrica con biomasa (Capstone, Biobolsa), sugieren que puede suponerse un costo de inversión alrededor de 1,300 a 2,000 USD/kW instalada. Cabe mencionar que, para el caso de centrales de potencias menores, el costo de inversión no sería necesariamente proporcional a los valores antes mencionados.

De acuerdo al Estudio de Viabilidad de Cogeneración con Residuos Forestales realizado por el Instituto de Ingeniería de la Universidad Autónoma de México, los costos de inversión se consideran de 1,240 USD/kW instalado [131]. La Nota Técnica I del Centro Nacional de Referencia en Biomasa de Brasil refiere a costos de inversión similares, del orden de 1,350 USD/kW instalado [132]. IDAE considera en su informe costos de inversión de 1,800 Euros/kW instalado para una planta de 5 MW [133].

6.1.4 Factor de planta

El factor de planta o factor de capacidad conocido también como factor de utilización de una planta de generación, es la relación entre la energía producida por un generador o conjunto de ellos, durante un intervalo de tiempo determinado y la energía que habría sido producida si este generador o conjunto de ellos hubiese funcionado durante ese intervalo de tiempo a su potencia máxima posible en servicio. Se expresa generalmente en porcentaje. Para el caso de centrales operando con un gasificador, el factor de planta es del orden de 80 a 90% [101].

6.1.5 Costos de operación y mantenimiento (O&M)

En cuanto a los costos anuales de O&M (personal para operar la planta, tareas de mantenimiento, limpieza, reparaciones, repuestos, etc.) este orden va de 5 al 8% de la inversión [101].

6.1.6 Costos de adquisición de la biomasa

En la generación de energía eléctrica, los costos de adquisición a partir de biomasa dependen de múltiples factores, éstos pueden ser: fuente de biomasa, la oferta y la demanda de la misma, su contenido de humedad, el procesamiento necesario para convertirla en combustible a utilizar por la central y el transporte hasta la central de consumo entre otros.

Algunos son residuos, que deshacerse de ellos puede significar un costo para sus generadores, en estos casos se puede suponer costos de adquisición bajos. Aun cuando se volvieran más restrictivas las condiciones para la disposición final de los mismos, ante lo cual sus generadores probablemente verían incrementados los costos de su gestión, el costo de adquisición de estos residuos permanece bajo.

Otros residuos y/o subproductos en la medida que tienen usos alternativos (materia prima para la industria de la celulosa o para la fabricación de pellets), los costos de adquisición podrían ser muy altos, tal es el caso del aserrín, cuyo costo estaría del orden de 7 a 10 USD/ton, estos valores son considerados en el informe del IDAE [133], donde se estiman entre 20 y 40 USD/ton según el tipo de residuo forestal a consumir. Un factor crítico que para este tipo de combustible (biomasa) es el contenido de humedad, ya que éste determina la energía neta que se puede obtener a través de su combustión. A mayor contenido de humedad, menor es su poder calorífico inferior.

Si la planta de cogeneración se encuentra asociada a un sector industrial que produce residuos de biomasa (puede ser el caso de los ingenios azucareros), y en consecuencia consumiera sus propios residuos y/o subproductos, se puede suponer que los costos de adquisición serían menores que si éstos fueran adquiridos a terceros.

En este análisis se consideran los costos de adquisición de 5 USD/ton [133].

6.1.7 Aplicación de la metodología

El primer paso para evaluar un proyecto de cogeneración es determinar los requisitos específicos de electricidad y de energía térmica de la instalación. Los factores típicos de evaluación para este tipo de proyectos de gasificación integrada a una turbina de gas son:

- Costo de inversión
- Costo de combustibles
- Costo de operación y mantenimiento

En la **Tabla 14**, se muestran las condiciones de operación del sistema integrado por GBI-MTG y MTG

Tabla 14. Condiciones de operación de los sistemas GBI-MTG y MTG

| Tecnología | Potencia neta kW | Factor de planta % | Generación neta anual MW/año | Inversión USD | Tasa descuento % | Vida útil años | Eficiencia % |
|------------|------------------|--------------------|------------------------------|---------------|------------------|----------------|--------------|
| GBI-MTG | 30 kW | 90 | 237 | 60,960 | 10 | 20 | 83 |
| MTG | 30 kW | 90 | 237 | 43,830 | 10 | 20 | 83 |

Para fines de cálculo se determinó que la generación de energía con el sistema de cogeneración cubre el 65% de energía eléctrica y 25% de energía térmica.

El análisis se realizó en condiciones de la Organización Internacional de Normalización (ISO) (15° y 1.03 bar). Para obtener estos resultados se consultó a fabricantes de Capstone y GE Power Generation, quienes en su base de datos de turbinas de gas cuentan con modelos numéricos que proporcionan las condiciones termodinámicas del calor obtenido con el proceso de cogeneración.

En la **Tabla 15**, se muestra la estructura de costos de generación eléctrica calculados en el esquema de cogeneración GBI-MTG y MTG (ésta última alimentada con gas natural),

operando en las mismas condiciones que el sistema de cogeneración GBI-MTG. Éstos resultados se obtuvieron a partir de las ecuaciones 8 a 13.

Tabla 15. Costos unitarios de generación con los dos esquemas de generación

| Tecnología | Costo Unitario de inversión USD/MWh | Costo Unitario del combustible USD/MWh | Costo Unitario de O&M USD/MWh | Total USD/MWhe | Total ¢USD/kWhe | Total \$/kWhe |
|-------------------|--|---|--|-----------------------|------------------------|----------------------|
| GBI-MTG | 19.79 | 47.92 | 6.31 | 74 | 7.8 | 1.58 |
| MTG | 27.57 | 0.211 | 5.90 | 34 | 6.4 | 1.30 |

6.1.8 Costo del vapor

En la evaluación del costo del vapor es importante considerar los siguientes conceptos:

- La cantidad de vapor que utiliza en el proceso industrial
- La energía o entalpía del vapor que se entrega al proceso
- La energía o entalpía del condensado que sale del proceso
- Las inversiones en equipo adicional para entregar el vapor al proceso
- Costos de O&M adicionales para entregar el vapor
- Combustible adicional para entrega de vapor

De forma simplificada, el costo del vapor está determinado por el valor de las inversiones entre la cantidad de vapor o energía térmica útil que se suministra al proceso industrial.

$$\text{Costo del vapor} = \frac{\text{inversiones y costos}}{\text{Cantidad de vapor}} \quad (15)$$

$$\text{Costo de la energía} = \frac{\text{inversiones y costos}}{\text{Energía térmica}} \quad (16)$$

En la **Tabla 16**, se muestran las estimaciones del costo del vapor generado independiente al sistema de cogeneración.

Tabla 16. Costo nivelado del vapor en una caldera convencional

| Tecnología | Costo nivelado de la energía USD/ton | Costo nivelado de vapor USD /kWht |
|-------------------|---|--|
| Caldera | .0024 | 7 |

Estos resultados muestran la participación monetaria de cada uno de los rubros que componen el costo nivelado de generación de energía.

7. Resultados

En esta sección se presentan los resultados de la metodología determinada en la sección 3 de este trabajo, donde se plantea el método para estimar el potencial de cogeneración a partir de los residuos del bagazo de caña para los casos de estudio del estado de Morelos, los resultados de la simulación del comportamiento de la MTG Capstone C-30 al ser alimentada con la mezcla de gas de síntesis con gas natural para la generación de energía eléctrica y vapor y la estimación del costo de generación de energía eléctrica y térmica. La mayoría de los datos obtenidos se muestran en forma de tablas y figuras para mejor visualización. Se discute cada una de las gráficas generadas, desde el punto de vista de aplicación práctica. No debe perderse de vista que los resultados teóricos determinados con la metodología planteada para estimar el potencial de cogeneración a partir del bagazo de caña y las simulaciones de operación de la microturbina Capstone C-30 lleva a una propuesta de experimentación para validar y replicar los resultados de la simulación, ya que los resultados aquí expuestos se validan con información reportada en la literatura existente y consultada para el desarrollo de este trabajo.

7.1 Resultados de la estimación del potencial de cogeneración en Morelos

El potencial de los residuos de los campos de caña de azúcar es una estimación de la cantidad de residuo en el campo antes de la operación de cosecha. La determinación de la disponibilidad real de residuos, que es la cantidad efectiva de basura que llegará al ingenio y se convertirá en combustible de biomasa, depende del porcentaje de área de cosecha de caña de azúcar sin quemar y de la eficiencia del sistema de recuperación.

Es importante mencionar que los residuos de la cosecha de caña, pueden jugar un papel importante en la agronomía del suelo y como recurso energético. Por lo tanto, existe un interés creciente en encontrar datos confiables sobre las cantidades de residuo biomásico que quedan en el campo y determinar el papel de la biomasa, en la producción de energía eléctrica a niveles significativos, para lograrlo, será necesario tener ciclos de alta eficiencia y baja capacidad (15

- 50 MWe) (o ambos) o de muy bajo costo y abundantes fuentes de biomasa. Esto apunta a sistemas GBI-GT y el uso de plantaciones energéticas o residuos agrícolas además del bagazo como combustible. Es así que esta sección, muestra la evaluación de la cantidad de la biomasa de caña (bagazo) en el campo de caña de azúcar después de las actividades de cosecha.

Los resultados que se muestran, son las estimaciones de la cantidad de los residuos del bagazo de caña de azúcar disponible, para ser utilizada en la generación de energía en los dos ingenios que actualmente operan en el estado de Morelos.

De acuerdo a datos del Informe publicado en 2018 de los datos estadísticos del sector agroindustrial de la caña de azúcar en México, en los ingenios del estado de Morelos, el suministro de energía eléctrica por parte de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) es de 4,000 MWh/año. Con la estimación del potencial de residuos de biomasa del bagazo de caña se espera cubrir una pequeña parte de esta demanda de energía.

Por lo anterior, en la **Tabla 17** se muestran los resultados del potencial total, potencial accesible, potencial disponible, con estos valores estimados se puede determinar el potencial de generación de energía, los cuales indican que con la energía eléctrica generada a partir de los residuos del bagazo de caña se estaría cubriendo el 0.025% de la demanda de energía de los ingenios del estado de Morelos, lo que significa que esta energía se dejaría de comprar a CFE y como consecuencia, existe una mitigación de emisiones a la atmósfera al sustituir los combustibles de origen fósil por la biomasa residual de los ingenios, **Tabla 18**. El potencial total de residuos de bagazo de caña en el estado de Morelos fue de 4,632 toneladas anuales, el potencial disponible en tMS fue de 643 lo que constituye un 14% aproximadamente del potencial total de residuos disponibles, aun cuando este porcentaje es bajo respecto al total de residuos generados, la generación de energía eléctrica puede ser de 11.63 MWh.

Tabla 17. Valores del potencial de biomasa en el estado de Morelos.

| Potencial total anual | Potencial accesible anual | Potencial disponible anual |
|------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| Toneladas | Toneladas de masa seca (tMS) | Toneladas de masa seca (tMS) |
| 4,632 | 1,343 | 663 |

Tabla 18. Comparación de la energía suministrada por CFE y la energía generada a partir del bagazo de caña

| Energía suministrada por CFE | Potencial de generación de energía con bagazo de caña |
|-------------------------------------|--|
| MWh/año | MWh/año |
| 4,000 | 11.63 |

La publicación de datos de 15 informes, sobre la relación entre la cantidad de residuo que queda en el campo y la cantidad disponible de residuo de bagazo de caña se reportan en la **Tabla 19**. Estos valores, muestran una gran variación entre ellos. Para el valor estimado aplicando la metodología propuesta en este estudio, se encontró el valor de 663 tMS/año, si bien los valores reportados en la literatura datan desde hace tres décadas, el valor determinado de la disponibilidad de residuos de bagazo de caña en el estado de Morelos es 12% por sobre el valor reportado en un estudio realizado por Fernandes & Oliveira en 1977 en cultivos de diferentes países [135].

Tabla 19. Comparación de la disponibilidad de residuos presentada por Fernades & Oliveira y el valor obtenido en la metodología aplicada

| Autor | Potencial disponible de bagazo de caña (tMS) | Ciudad |
|--------------------------|---|--------------------|
| Estimado en este trabajo | 663 | Morelos, México |
| Niestrath | 1000 | Louisiana, USA |
| Daubert | 800 | Louisiana, USA |
| Stewart | 900 | Louisiana, USA |
| Le Blanc | 600 | Louisiana, USA |
| Keller | 900 | Louisiana, USA |
| Lopez Hernandez | 800 | Tucuman, Argentina |
| Payne & Rhodes | 1500 | Hawaii |
| Mayoral & Vargas | 700 | Puerto Rico |
| Betancourt | 500 | Cuba |
| Deacon | 450 | Trinidad |
| Clayton & Whittemore | 870 | Florida, USA |
| Fanjul | 1000 | Louisiana, USA |
| Azzi | 600 | São Paulo, Brasil |
| Humberto | 580 | México |
| Castro & Balderi | 1000 | Florida, USA |

7.2 Resultados de la simulación

7.2.1 Integración del sistema de cogeneración GBI-MTG

La evaluación de la integración de un sistema de cogeneración con GBI-MTG para determinar la mezcla óptima del gas de síntesis con gas natural y generar energía eléctrica y vapor se muestra a continuación.

Las simulaciones GBI-MTG se realizaron con el software Thermoflow Inc®, donde las consideraciones y parámetros encontrados son:

- Turbina de gas seleccionada para el sistema de cogeneración GBI-MTG –Capstone C-30.
- El contenido de humedad del bagazo que se alimenta al gasificador debe ser de alrededor del 10%, para ello se necesita un secador de bagazo.
- El gas de síntesis producido en el generador debe mezclarse con gas natural para alimentar a la MTG, con el fin de mantener el poder calorífico por encima del límite mínimo establecido por el fabricante de la turbina de gas que es de 457,000 kJ/h.
- La eficiencia de la MTG es de 26%.
- La eficiencia total neta para el sistema integrado de GBI-GTM en cogeneración es de aproximadamente 75%.

7.2.2 Balance de calor: cogeneración - Integración del GBI-MTG

Se inició la integración de GBI-MTG con estudios típicos, basados en datos básicos de generación de energía eléctrica. Se consideraron tres alternativas de consumo de vapor de proceso, a saber, 500 kg/t de caña, 340 kg/t de caña y 280 kg/t de caña.

En el recuperador de calor (HRSG) se definieron diferentes presiones y temperaturas de vapor, asociadas con tres niveles de consumo de vapor de proceso. El análisis se realizó considerando cuatro proporciones de mezcla de gas de síntesis con gas natural: 80% gas natural y 20% gas de síntesis; 85% gas natural y 15% gas de síntesis; 88% gas natural 12% gas de síntesis y 90% gas natural y 10% gas de síntesis, generando energía eléctrica y vapor a proceso. En esta parte del trabajo se muestran los balances térmicos **Tabla 20**, del sistema GBI-MTG.

Tabla 20. Alternativas evaluadas

| Alternativa | GBI-MTG Presión en el HRSG | Temperatura °C | Generación de vapor (kg/ton caña) | Generación eléctrica kWh | Eficiencia % |
|----------------------|----------------------------------|-------------------|---|--------------------------------|-----------------|
| a). 80% GN*-20% GS** | 22 | 300 | 280 | 23 | 24 |
| b). 85% GN-15% GS | 22 | 300 | 280 | 24 | 24.8 |
| c). 88% GN-12% GS | 60 | 480 | 340 | 27 | 26 |
| d). 90% GN- 10% GS | 60 | 480 | 340 | 28 | 27 |

*GN= gas natural; ** Gas de síntesis; HRSG= Generador de vapor-recuperador de calor

Como resultado de estas cuatro alternativas, se definieron las características básicas en el simulador del gasificador de lecho fluidizado, la capacidad y las especificaciones técnicas de los equipos principales requeridos para la integración con la MTG, una vez que se definieron los equipos involucrados, se realizó la evaluación de costos para un análisis económico.

La alternativa seleccionada para el diseño de la simulación fue c), basada en la cantidad de energía eléctrica generada, el consumo de combustible, la eficiencia y que bajo estas condiciones la MTG no mostró alguna alerta relativa a su operación como sucedió con la opción d). En esta alternativa se ha considerado que todo el bagazo de caña a la planta de cogeneración con GBI-MTG debe ser abastecido por los ingenios del estado de Morelos. El bagazo típico de los ingenios del estado contiene alrededor del 50% de humedad, por lo que la planta de GBI-MTG necesita un sistema de secado de bagazo, para reducir el contenido de humedad hasta un 10%.

7.2.3 Condiciones de operación

Las condiciones de operación planteadas del proceso de gasificación fueron establecidas para garantizar que los parámetros de funcionamiento de la MTG sean comparables con los reportados en la literatura, para este caso con los valores reportados por Higman & Van der Burgt (2003), en la **Tabla 21** se presentan los parámetros empleados.

Tabla 21. Parámetros de operación del sistema GBI-MTG

| Parámetros | |
|---------------------------------|---------------------------------------|
| Combustible | 88% gas natural y 12% gas de síntesis |
| [kg aire/kg de biomasa] | 2.8 |
| Temperatura de operación [°C] | 800-900 |
| Flujo de mezcla de gases [kg/h] | 7.60 |
| Flujo de aire [kg/h] | 7.42 |

A partir de información de pruebas de laboratorio, reportados en la literatura, se muestran las características del bagazo de caña del estado de Morelos, **Tabla 22** y la composición del gas natural y gas de síntesis se muestran en la **Tabla 23**

Tabla 22. Características del bagazo de caña del estado de Morelos

| Bagazo de caña | |
|--------------------------|-------|
| Contenido de humedad (%) | 8.7 |
| Materia volátil (%) | 82.9 |
| Cenizas (%) | 3.6 |
| HHV (MJ/kg)* | 18.75 |
| LHV (MJ/kg)* | 17.44 |
| LHV (MJ/kg)** | 7.5 |

HHV= Poder calorífico alto, LHV= Poder calorífico bajo; () Base seca; (**) contenido de humedad del 50% [67]*

Tabla 23. Composición del gas natural y gas de síntesis

| Parámetro | Gas natural (%) | Gas de síntesis de bagazo de caña (%) |
|--------------------------|-----------------|---------------------------------------|
| Metano | 95.8 | |
| Etano | 3.9 | |
| Propano | 0.205 | |
| Isobutano | 0.031 | |
| n-pentano | 0.026 | |
| Isopentano | 0.011 | |
| n-pentano | 0.005 | |
| Hexano | 0.008 | |
| Heptano | 0.007 | |
| Octano | 0.007 | |
| Hidrógeno | | 5.64 |
| Oxígeno | | 0.57 |
| Nitrógeno | | 57.23 |
| Monóxido de carbono | | 16.23 |
| Bióxido de carbono | | 20.33 |
| Poder calorífico (kJ/kg) | 44,000 | 18,750 |

Fuente: [88]

7.2.4 Perfil de temperatura

En la **Figura 30**, se presentan el perfil de temperatura que se lleva a cabo dentro del gasificador de lecho fluidizado, por lo que el rango de operación del gasificador va desde los 600 °C a 1000 °C.

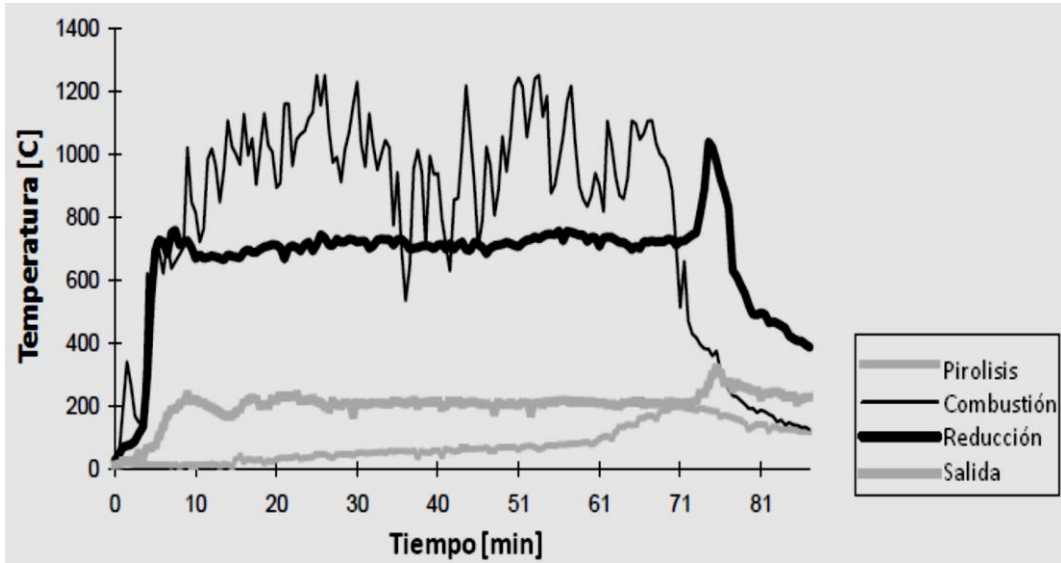


Figura 30. Perfil de temperaturas del gasificador

7.3 Validación del modelo

La simulación del modelo desarrollado fue realizada en el software Themoflow®. En las Figura 31, 32 y 33, se muestra la interfaz gráfica del simulador.

En la **Figura 31**, se muestra el esquema del gasificador de lecho fluidizado, para la integración de este equipo a la MTG.

El diseño de la simulación se inicia especificando las condiciones de operación del gasificador, como son condiciones de sitio que incluye: temperatura ambiente, altitud sobre el nivel del mar y humedad relativa.

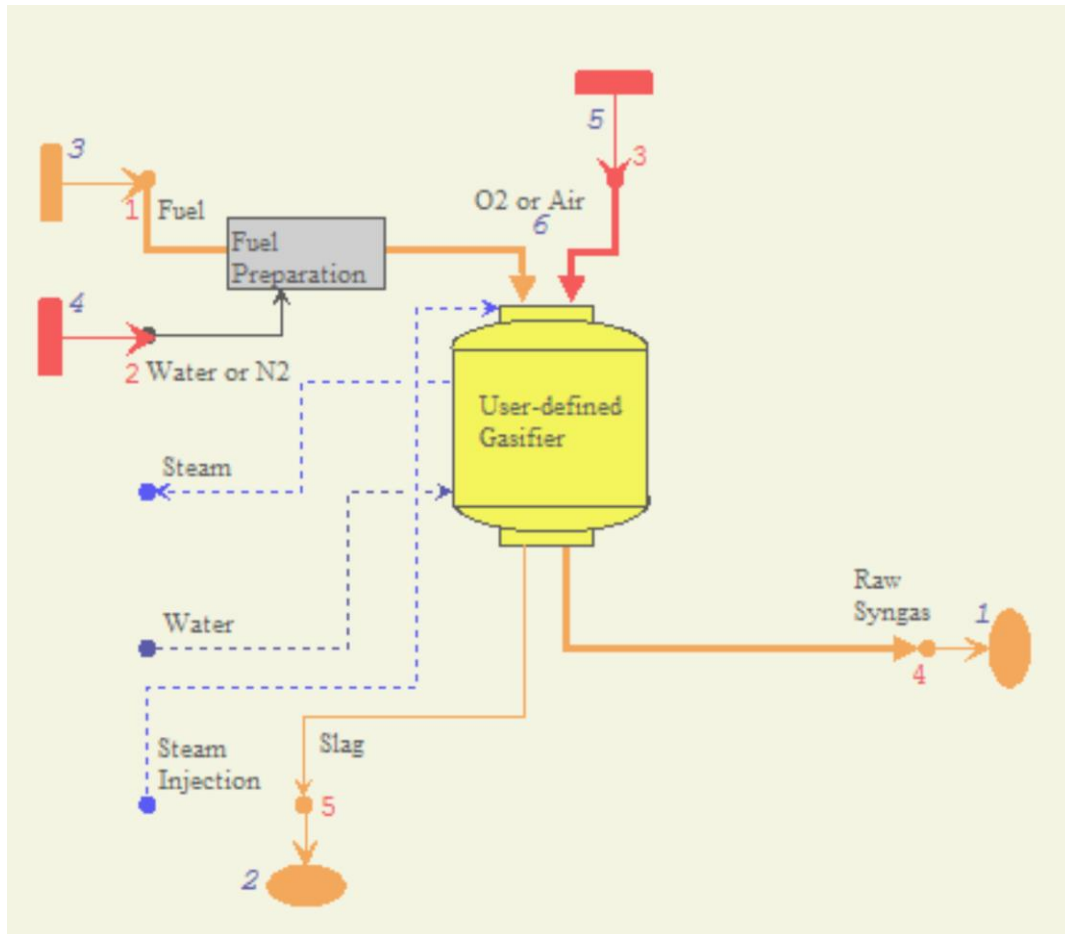


Figura 31. Esquema del gasificador utilizado en la simulación

En la **Figura 32** se muestra el esquema de gasificación con el sistema de limpieza de gases en la producción de combustibles gaseosos a partir de la gasificación del bagazo de caña. En la sección 4.4.6, se mencionó la importancia que tiene esta parte del proceso, ya que se deben eliminar el contenido de alquitranes generados durante el proceso de gasificación para evitar daños en los álabes de la MTG. Además, el gas de síntesis generado se envía a un sistema de enfriamiento para acondicionamiento del gas y a un separador de partículas y humedad, este proceso permite que la mezcla del gas de síntesis con el gas natural se realice de manera eficiente y se alimente a la MTG.

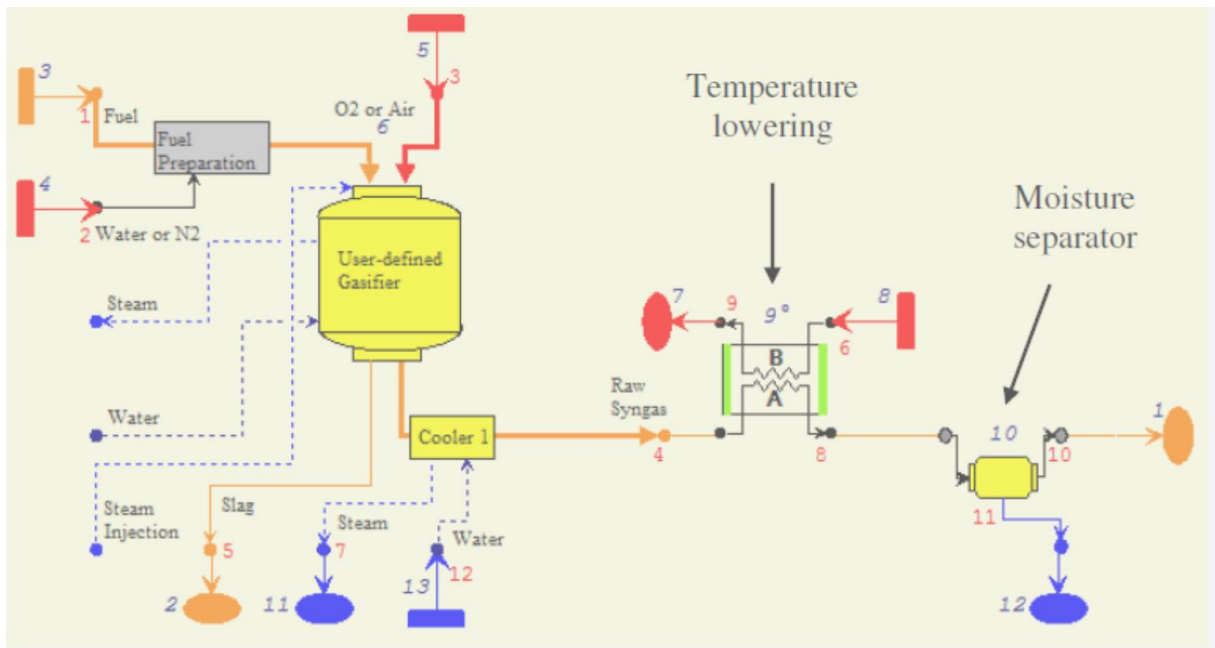


Figura 32. Integración del gasificador con el sistema de limpieza del gas de síntesis

En la **Figura 33**, se muestra el esquema integrado de GBI-MTG, el gasificador opera a presión atmosférica y como agente gasificante se utiliza aire. Este esquema muestra la integración del gasificador con la MTG, donde se muestran todos los componentes que intervienen en su integración, sistema de enfriamiento del gas de síntesis generado, limpieza de gases que incluye separadores de partículas, compresores, bombas y cámara de combustión donde se realiza la mezcla del gas de síntesis con el gas natural.

La **Figura 34**, muestra la validación de la relación proporción de aire/combustible en la entrada del compresor de la MTG vs. temperatura, con los valores reportados por Karamarkovic (2010), para condiciones de operación de 500 °C a 1200 °C, las desviaciones no representan magnitudes significativas, ya que son en promedio de hasta 1.2% [136].

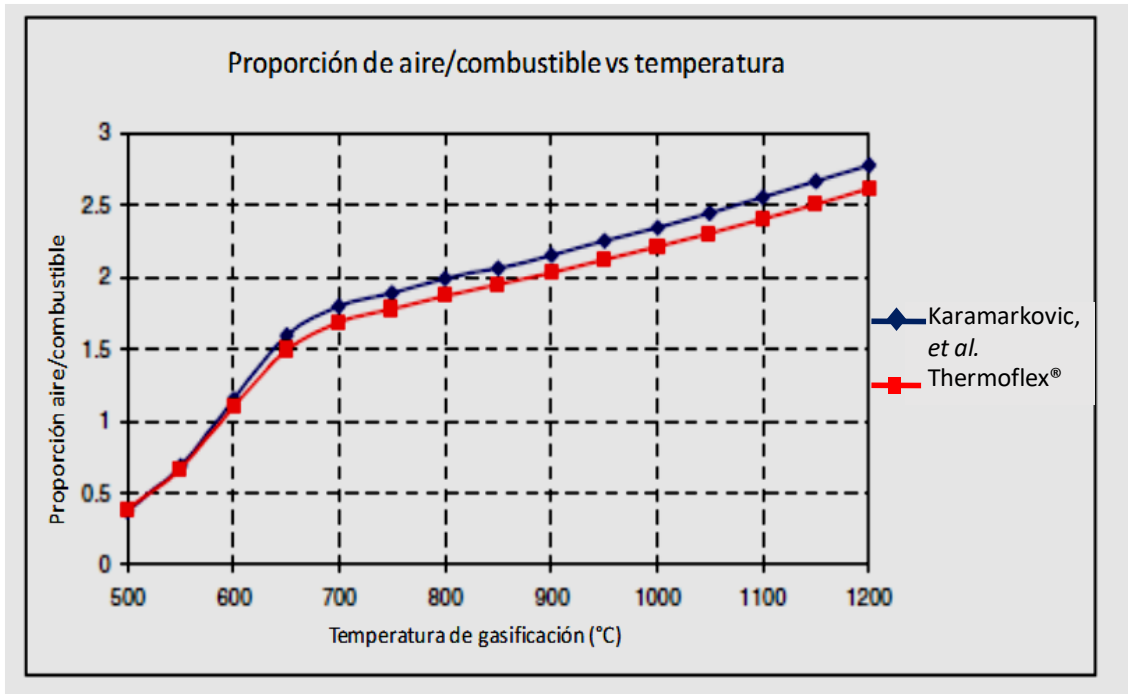


Figura 34. Proporción de aire/combustible vs. temperatura en la MTG

La **Figura 35**, compara los valores del contenido de CO en el gas de síntesis que se suministra a la MTG, las dos curvas tienen tendencias similares, pero con una desviación casi constante de entre 0.5% y 1%.

En la **Figura 36**, muestra la validación del contenido de hidrógeno en el gas de síntesis alimentado a la MTG, para condiciones de gasificación que van desde 500°C a 1200°C, en este caso la desviación tampoco representa magnitudes significantes, ya que son de alrededor de 0.5%.

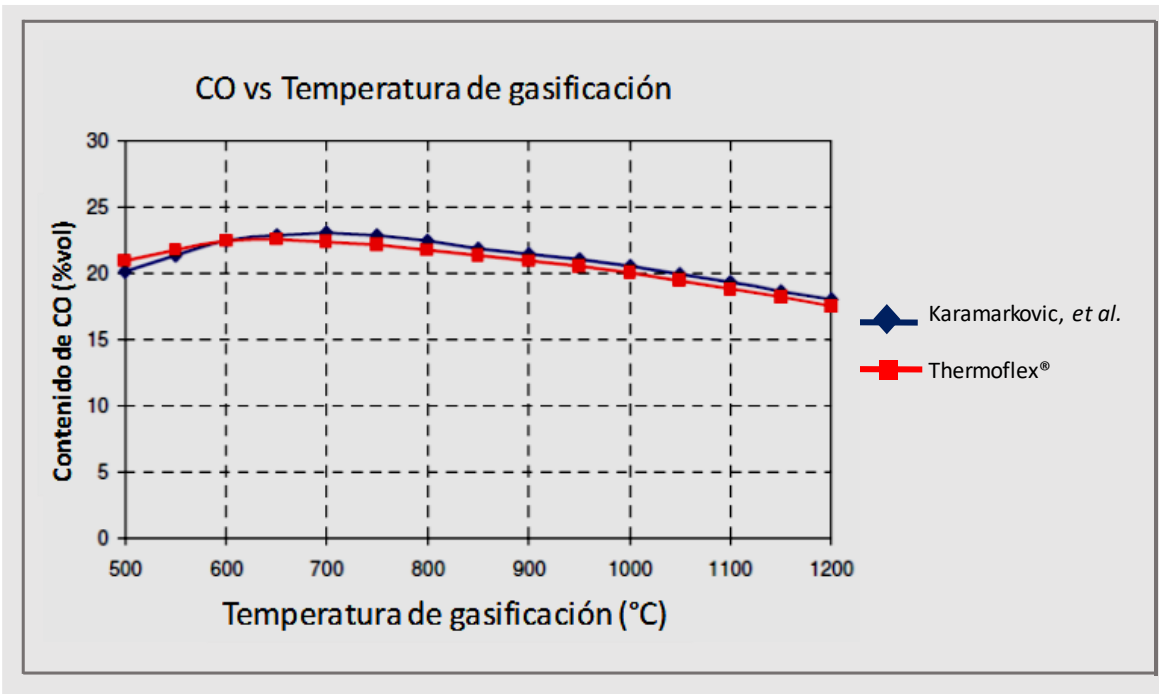


Figura 35. Contenido de CO vs. gasificación

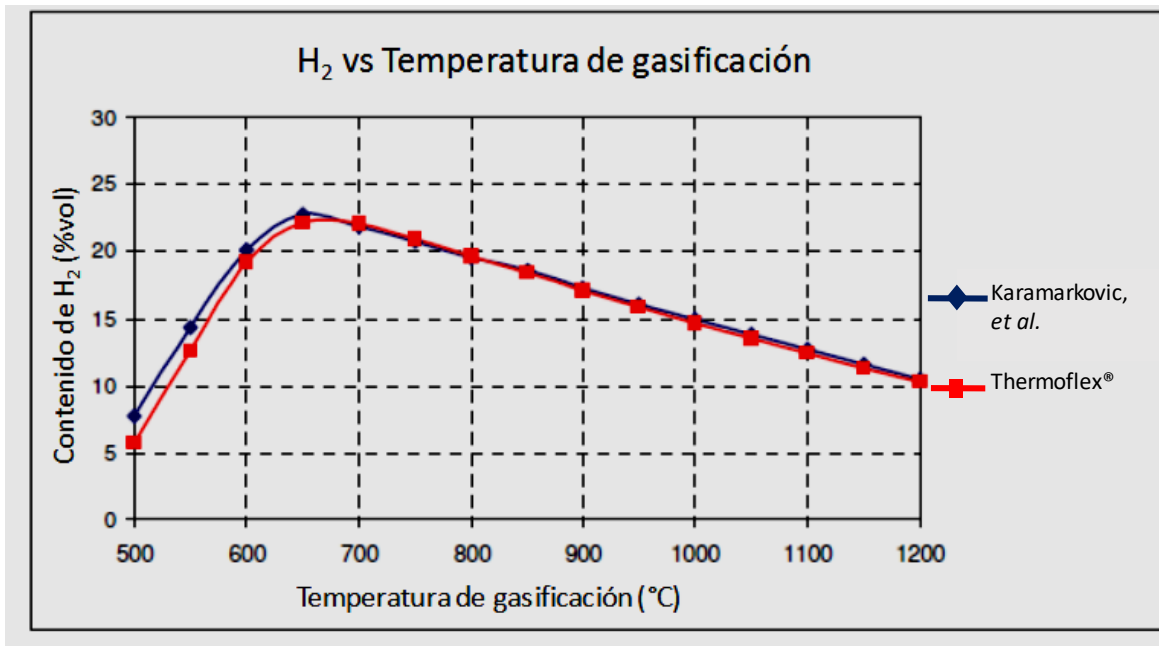


Figura 36. Contenido de hidrógeno vs. Temperatura

7.4 Resultados de la evaluación económica

Con base en los datos planteados en la sección 6 de este estudio y la metodología presentada, los resultados del estudio técnico-económico se presentan en las Figuras 37, 38, 39 y 40. La evaluación muestra lo siguiente:

- Costo de producción de electricidad con GBI-MTG vs. costo de la biomasa
- Costo de producción de electricidad con MTG utilizando gas natural como combustible
- Comparación de costo de generación de energía eléctrica con valores reportados en diferentes estudios
- Costo combinado de producción de calor y energía eléctrica (cogeneración) vs. costo de la biomasa

Para comparar los resultados del costo de producción de energía eléctrica con el sistema integrado GBI-MTG, se consideró la misma MTG Casptone C30, produciendo la misma cantidad de energía eléctrica utilizando gas natural como combustible.

7.4.1 Costos

Los equipos principales de una planta de cogeneración integrada por un gasificador de biomasa con una microturbina de gas son: gasificador, microturbina Capstone C-30, sistema de limpieza de gases, recuperador generador de vapor (HRSG), bombas. Los equipos que se consideran para este tipo de plantas son: subestación eléctrica, sistema de distribución de energía.

Estos resultados muestran la participación monetaria de cada uno de los rubros que componen el costo nivelado de generación de energía.

En la **Figura 37**, se muestran los porcentajes de participación del costo de generación por concepto de combustible, el costo nivelado por concepto de O&M y el costo unitario de inversión. En la figura se observa que de los tres componentes que conforman el costo nivelado de energía, el costo de generación por concepto de combustible es el elemento que mayor aporta al costo total de generación de energía con el 70.5%, seguido por el costo unitario de inversión 22.4% y finalmente los costos de O&M con el 7.1%.

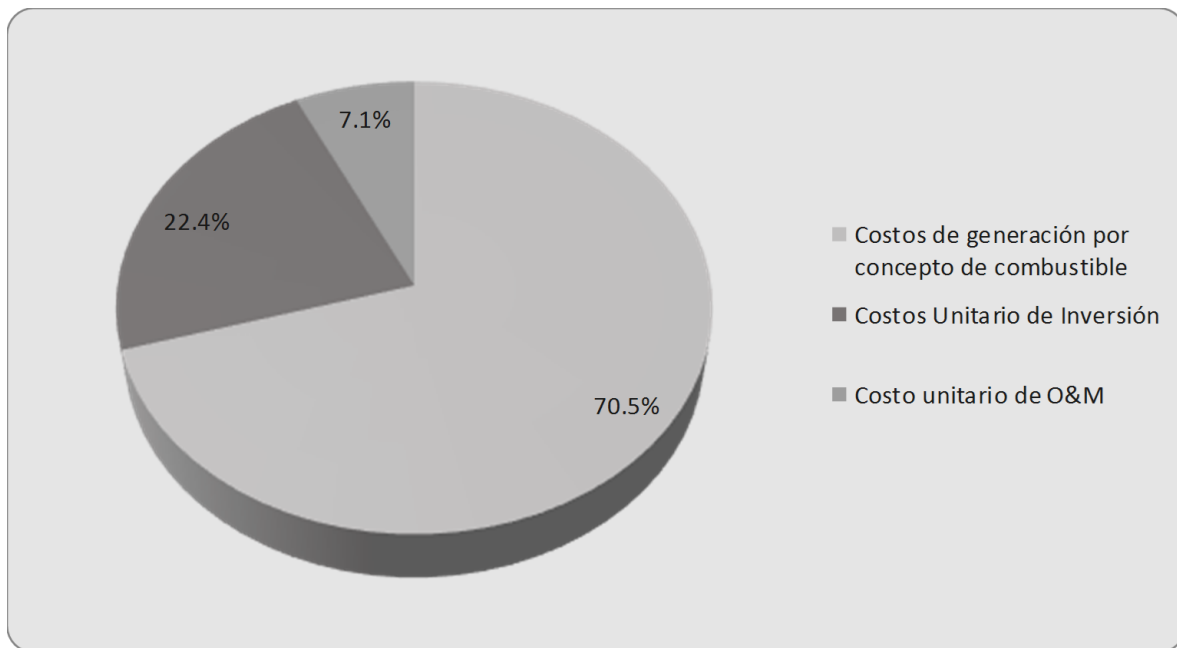


Figura 37. Costos nivelados de generación (cogeneración) en una microturbina de gas

7.4.2 Costos de producción de calor y energía

Los costos de producción de electricidad vs la generación de energía utilizando GBI-MTG se muestran en la **Figura 38**. En esta figura, se muestran las variaciones del costo de producción de energía cuando los precios de la biomasa (bagazo de caña base seca) son de \$0/t, \$105/t y \$200/t. Se puede ver que el costo de generación de energía va desde 1.52 \$/kWh hasta 3.88 \$/kWh, observándose que cuando el precio de la biomasa es cero, los costos de la energía se

abaten significativamente e incrementan con el aumento de la cantidad que se paga por la biomasa.

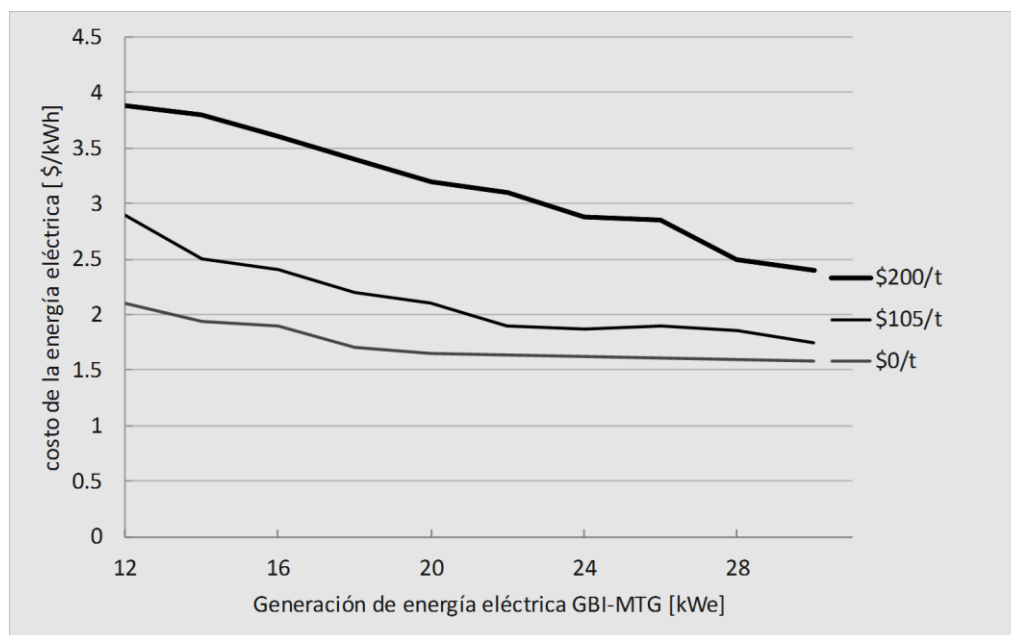


Figura 38. Costo de generación de energía eléctrica con GBI-MTG vs. variación del costo de la biomasa

Los costos de generación de energía son competitivos respecto a las tarifas de uso doméstico de dos regiones del país peninsular y sur. Los resultados se comparan con las tarifas, Doméstica baja tensión hasta 150 kWh-mes (DB1), Doméstica baja tensión mayor a 150 kWh-mes (DB2) y pequeña demanda baja tensión 25 kW-mes (PDBT).

Tabla 24. Comparación del costo de generación de energía con el sistema GBI-MTG vs tarifas eléctricas

| Costo de generación de energía a partir de la gasificación del bagazo de caña \$/kWh | Tarifa eléctrica región peninsular \$/kWh | | | Tarifa eléctrica región sur \$/kWh | | |
|---|--|-------|-------|---------------------------------------|-------|-------|
| | DB1 | DB2 | PDBT | DB1 | DB2 | PDBT |
| 1.53-3.88 | 2.329 | 2.148 | 3.610 | 2.619 | 2.412 | 3.462 |

En la **Figura 39**, se muestra el comportamiento de producción de energía eléctrica con una MTG Capstone C-30, que es la misma del sistema de cogeneración GBI-MTG, donde el costo de producción va de 1.31 \$/kWh hasta 2.30 \$/kWh, siendo menor que el sistema BGI-MTG, con estos resultados es importante mencionar que la ventaja que muestra el sistema GBI-MTG es el aprovechamiento del calor para generar vapor en un recuperador de calor y utilizarlo en el proceso dentro de la planta, bien para calentamiento de agua o secado de la misma biomasa que se alimenta al gasificador, por lo tanto, el sistema MTG tiene un potencial mínimo para generar un impacto significativo en los costos de generación de un sistema integrado de GBI-MTG al estar aproximadamente un 14% por debajo de los costos de generación de energía del GBI-MTG.

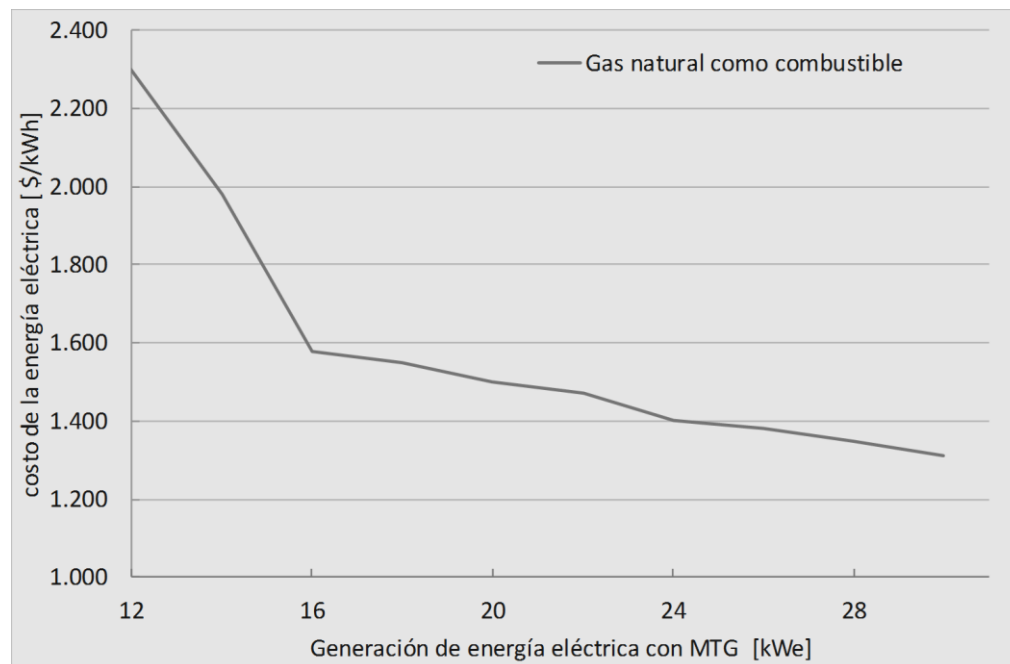


Figura 39. Costo de generación de energía eléctrica con MTG

El costo de producción de energía estimado en este trabajo se compara con el trabajo realizado por otros autores, refiérase a la **Figura 40**, donde se muestra que el costo de producción del sistema GBI-MTG resulta 18% por arriba del valor reportado por Uris *et.al* (2014), 40% por debajo del valor reportado por Hadidi & Omer en 2016 y 45% por debajo del valor reportado

del costo de producción de energía con un sistema de digestión anaerobia también reportada por Hadidi & Omer [139].

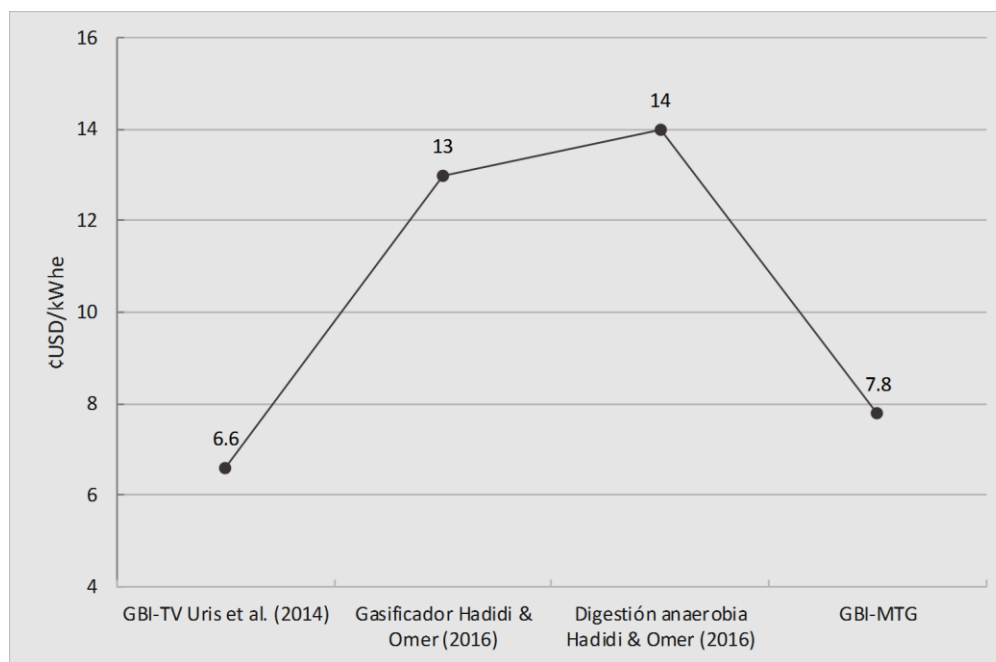


Figura 40. Comparación de costo de generación de energía eléctrica con valores reportados en diferentes estudios

La **Figura 41**, muestra los costos de producción de calor y energía eléctrica (cogeneración), variando los costos de la biomasa. Estos costos de generación de energía van desde 1.28\$/kWh hasta 3.5\$/kWh, lo que significa que los costos de producción de energía están alrededor de un 20% por debajo de los sistemas de generación GBI-MTG sin cogeneración.

Los valores aquí estimados muestran que la tecnología de gasificación integrada a una MTG, en cogeneración, puede ser una opción viable para ser utilizada en los ingenios azucareros del estado de Morelos. Además, esta tecnología puede ser asequible para comunidades rurales o alejadas de las redes de suministro eléctrico, las MTG tienen la ventaja de ser equipos compactos y fáciles de transportar al tener un peso aproximado de 500 kg, además no requieren mayores cambios dentro de la cámara de combustión para poder manejar una mezcla de gas de síntesis y gas natural.

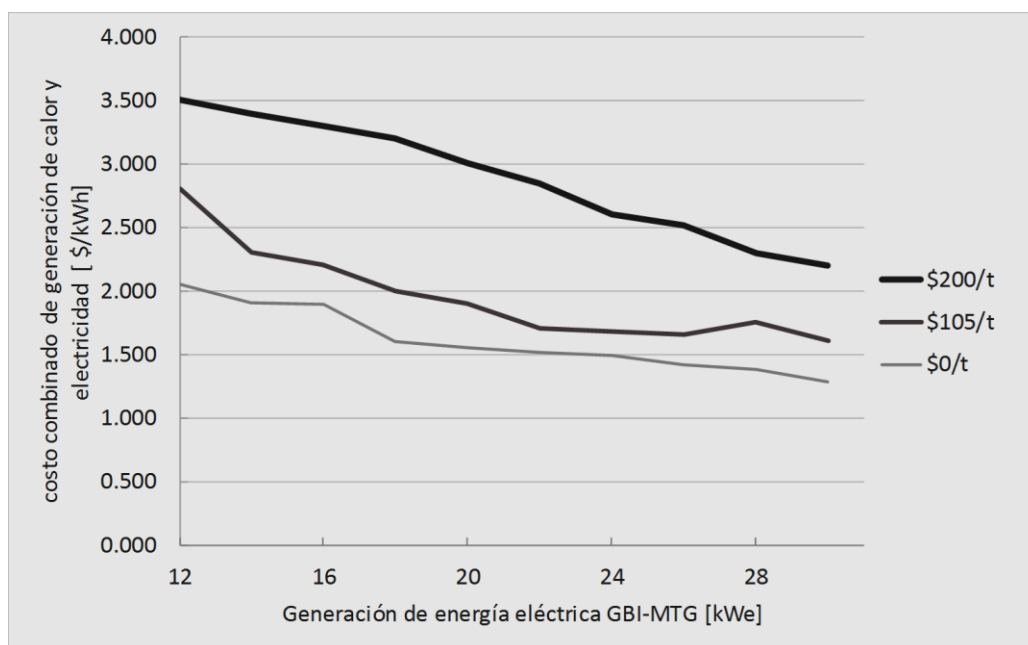


Figura 41. Comparación del costo de producción de electricidad con la opción de cogeneración vs. Generación de energía eléctrica para diferentes precios de la biomasa

El cálculo de costos de los sistemas de gasificación de biomasa es difícil, ya que generalmente existen costos específicos del lugar, que no siempre pueden tenerse en cuenta en la determinación de costos genéricos para sistemas de gasificación de biomasa a pequeña escala, los factores directos más significativos sobre el costo de la electricidad son:

- Costos de materia prima de biomasa, es el costo que impacta a la generación de energía eléctrica
- Sistema de limpieza de gas de síntesis

8. Conclusiones

En este trabajo doctoral se evaluó la proporción de mezcla de gas de síntesis con gas natural, necesaria para alimentar una microturbina de gas Capstone C-30. El arreglo de la simulación consistió en la integración de un gasificador de lecho fluidizado con una microturbina de gas (GBI-MTG). Las conclusiones que se presentan a continuación vienen detalladas según lo objetivos específicos planteados en la sección 1.

Objetivo 1.

El potencial energético total de la biomasa residual estimado en este trabajo para el aprovechamiento del bagazo de caña de los ingenios del estado de Morelos es de 11.63 MWh/año. Este potencial ha sido estimado aplicando la metodología propuesta en este trabajo a partir de un primer concepto identificado como Potencial total anual (4,632 tMS), con este valor, se estimó el Potencial accesible (1,343 tMS) y finalmente el Potencial disponible (663 tMS). Este potencial energético del bagazo de caña del estado de Morelos, se encuentra 12% por sobre los valores reportados por otros autores, encontrándose en rangos similares con potenciales energéticos determinados para otras regiones del mundo, lo que permite inferir que esta metodología es adecuada.

Aun cuando, esta metodología no ha sido aplicada en México, es importante su promoción y aplicación a todas las zonas del sector rural ya que se puede adaptar a diferentes cultivos agrícolas de la región y de México para estimar el potencial energético que representan diferentes residuos de biomasa que actualmente no tienen un uso final útil. Si bien las barreras más importantes detectadas para la captura de este potencial, tienen orígenes muy variados la falta de un marco regulatorio impreciso en cuanto a responsabilidades en el tratamiento de residuos en general impide la coordinación necesaria para la instrumentación de iniciativas y también faltan mecanismos adecuados para fortalecer la valorización de los residuos agropecuarios.

Objetivo 2.

La integración del sistema de GBI-MTG, muestra que es posible la operación de una microturbina de gas alimentada por gas natural y gas de síntesis derivado de la gasificación de biomasa de bagazo de caña. Se realizó la alimentación de gas combustible a la MTG con diferentes proporciones de mezcla, siendo la óptima la compuesta con 88% de gas natural y 12% con gas de síntesis.

El modelo se validó con los datos reportados de la literatura con respecto a la proporción de aire/combustible, generación de monóxido de carbono e hidrógeno con respecto a la temperatura de gasificación, donde la variación de los resultados obtenidos respecto a la literatura son de alrededor del 0.5% por debajo de los reportados, lo que permitió confirmar la capacidad del modelo planteado para simular la generación de energía eléctrica y vapor a proceso a partir de un sistema integrado por un gasificador con microturbina de gas. También se validaron los datos de rendimiento del fabricante de la MTG, con respecto a la temperatura de salida de los gases al recuperador de calor y niveles de emisión. De modo que, la producción de energía a partir de la combustión de biomasa utilizando los gases de escape para generar vapor es viable.

En los casos donde las comunidades rurales cuenten con una red eléctrica, en el lugar de ubicación de la planta GBI-MTG se instalarán generadores eléctricos que se interconecten a la red donde deberán sincronizarse con para evitar problemas de voltaje.

Objetivo 3.

Se presentó la metodología de Costo Nivelado de la Energía, donde se determinaron los componentes que la conforman y se encontró que, el costo de generación por concepto de combustible es el elemento que mayor aporta al costo total de generación de energía con el 62%, seguido por el costo unitario de inversión 19.8% y finalmente los costos de O&M con el 6.3%. En la estimación del costo de generación de energía, se varió el rango de costos de

la materia prima de biomasa en \$0/t, \$105/t y \$200/t. donde el costo de generación de energía va desde 1.38 \$/kWh hasta 3.88 \$/kWh, por lo que el costo del kWh es sensible al costo del combustible.

La generación de energía con una MTG, muestra que el costo de generación de energía es menor que el sistema GBI-MTG, siendo estos del orden de 1.31 \$/kWh hasta 2.30 \$/kWh. Con estos resultados es importante mencionar que la ventaja que muestra el sistema GBI-MTG es el aprovechamiento del calor de los gases de la MTG para generar vapor en un recuperador de calor y utilizarlo en el proceso dentro de la planta, bien para calentamiento de agua o secado de la misma biomasa que se alimenta al gasificador, por lo tanto, el sistema MTG tiene un potencial mínimo para generar un impacto significativo en los costos de generación de un sistema integrado de GBI-MTG al estar aproximadamente un 14 % por debajo de los costos de generación de energía del GBI-MTG.

El costo de producción de energía estimado en esta tesis se compara con el trabajo realizado por otros autores, donde el costo de producción del sistema GBI-MTG resulta 18% por arriba del valor reportado por Uris, 40% por debajo del valor reportado por Hadidi & Omer y 45% por debajo del valor reportado del costo de producción de energía con un sistema de digestión anaerobia también reportada por los mismos autores. Con estos resultados se infiere que la rentabilidad de los sistemas GBI-MTG presenta una oportunidad de cogeneración (energía eléctrica y vapor) en los ingenios del estado de Morelos, al aprovechar los residuos agroindustriales, ya que se estarían evitando emisiones de GEI y además tendrían el aprovechamiento simultáneo de calor para sus procesos y energía eléctrica a partir de una misma fuente de energía primaria.

Es así que, los sistemas GBI-MTG, también representan una oportunidad asequible para implementarse en comunidades rurales y marginadas, que aún carecen del suministro de energía eléctrica, además de aprovechar los desechos agrícolas, evitar que éstos se descompongan al aire libre y causen erosión al suelo. Con estas acciones se contribuye a la mitigación de los GEI, y se logra la autosuficiencia energética en comunidades rurales.

Los costos de generación de calor y energía eléctrica (cogeneración), variando los costos de la biomasa, van desde 1.28 \$/kWh hasta 3.5 \$/kWh, lo que significa que los costos de generación de calor y energía eléctrica con un sistema GBI-MTG, se encuentran alrededor de un 20% por debajo de los sistemas sin cogeneración.

Como resultado, la tecnología de gasificación integrada a una MTG en cogeneración, representa una opción viable para ser utilizada en los ingenios azucareros del estado de Morelos. Además, esta tecnología puede ser asequible para comunidades rurales o alejadas de las redes de suministro eléctrico, las MTG tienen la ventaja de ser equipos compactos y fáciles de transportar al tener un peso aproximado de 500 kg y no requieren mayores cambios dentro de la cámara de combustión para poder manejar una mezcla de gas de síntesis y gas natural.

Como continuación de este proyecto de tesis, el trabajo a futuro es el desarrollo del prototipo de un gasificador de lecho fluidizado para escalar los resultados obtenidos a una propuesta experimental.

9. Referencias

- [1] Basu, P. (2006). *Combustion and Gasification in Fluidized Beds*. Taylor & Francis, pp. 355–357.
- [2] Bridgwater, A. (1995). The technical and economic feasibility of biomass gasification for power generation. *Fuel*, 74, 631-53.
- [3] Schuster G, Löffler G, Weigl K, Hofbauer H. (2001). Biomass steam gasification – an extensive parametric modeling study. *Bioresour Technol*, 77, 71-9.
- [4] Gomez-Barea, A., Leckner, B., Villanueva-Perales, A., Nilsson, S., y Fuentes-Cano, D. (2013). Improving the performance of fluidized bed biomass/waste gasifiers for distributed electricity: a new three-stage gasification system. *Appl Therm Eng*, 50,1453-62.
- [5] Meng, X., Jong, W., Fu, N., y Verkooijen, A. (2011). Biomass gasification in a 100 kWth steam-oxygen blown circulating fluidized bed gasifier: effects of operational conditions on product gas distribution and tar formation. *Biomass Bioenergy*, 35, 2910-24.
- [6] Alauddin, Z., Lahijani, P., Mohammadi, M., y Mohamed, A. (2010). Gasification of lignocellulosic biomass in fluidized beds for renewable energy development: a review. *Renew Sustain Energy Rev*, 14, 2852-62.
- [7] Brandin, J., Tuner, M., Odenbrand, I. Small scale gasification: gas engine CHP for biofuels. Swedish Energy Agency Report; 2010, Report; http://ieatask33.org/app/webroot/fueles/file/publications/new/Small%20Small_scale_gasification_overview.pdf, [Último acceso 2020].
- [8] Sheth, P., Babu, B. (2009). Experimental studies on producer gas generation from wood waste in a downdraft gasifier. *Bioresour Technol*,100, 3127-33.
- [9] Seggiani, M., Vitolo, S., Puccini, M., y Bellini, A. (2012). Cogasification of sewage sludge in an updraft gasifier. *Fuel*, 93, 486-91.
- [10] Plis, P., y Wilk, R. (2011). Theoretical and experimental investigation of biomass gasification process in a fixed bed gasifier. *Energy*, 36, 3838-45.
- [11] Skov, N. & Paperworth, M. (1974). *Coal Use by the Nation's Railroads*, Pegasus Publishers.
- [12] Heidenreich, S., Ugo, F. (2015). New concepts in biomass gasification. *Progr in Ener and Comb Sci.*, 46, 72-95.
- [13] Ramiz, B., O'callaghan, P., y Probert, D. (1989). Mini-Packaged Gas Turbine Cogeneration Unit. *Gas Turbine*, 52-2.
- [14] Reed, T. B., Graboski, M. (1982). *The SERI High Pressure Oxygen Gasifier*, pp. 13-15.
- [15] Arnavat, M., Hernandez, J., y Coronas, A. (2013). Artificial neural network models for biomass gasification in fluidized bed gasifiers. *Biomass Bioenergy*, 49, 279-89.
- [16] Sreejith, C., Muraleedharan, C., y Arun, P. (2013). Performance prediction of fluidized bed gasification of biomass using experimental data-based simulation models. *Biomass Bioenergy*, 3, 1-22.
- [17] Buruah, D., y Baruah, D. (2014). Modeling of biomass gasification: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39, 806-15.

- [18] Grønli, M. (1996). Theoretical and experimental study of the thermal degradation of biomass, Ph. D. Thesis, Norwegian University of Science and Technology.
- [19] Hallgren, A. (1996). Theoretical and engineering aspects of the gasification of biomass, Ph.D. Thesis, Lund University, Sweden.
- [20] Moreno, A., Rodríguez, L., Afanador, F., Vargas, G. (2009). Syngas obtainment from the gasification of asphaltenes of the San Fernando crude oil. *CT&F Ciencia Tecnología y Futuro*. 3(5), 189-204.
- [21] Heermann, C. (2002). *Pyrolysis and Gasification of Waste: A Worldwide Technology and Business Review*. Juniper, 29-31
- [22] Rauch, R. (2003). Biomass gasification to produce synthesis gas for fuels and chemicals. Report made for IEA Bioenergy Agreement, Task 33, Thermal Gasification of Biomass.
- [23] Fredriksson, C. & Kjellström, B. (1999). Cyclone gasification of steam injected wood powder, Nordic Seminar on Thermochemical Conversion of Solid Fuels, 4-6 December, NTH, Trondheim, Norway.
- [24] Reed, T.B., Das, A. (1988). *Handbook of biomass downdraft gasifier engine systems*, The Biomass Energy Foundation Press, 1810 Smith Rd., Golden, CO. 80401.
- [25] Wang, Y., y Kinoshita, C. (2009). Experimental analysis of biomass gasification with steam and oxygen, *Solar Energy*, 49(3), 153-158.
- [26] Rapagnà, S., y Foscolo, P.U. (1996). Gasification of biomass in a fluidised bed reactor: The influence of temperature and biomass particle size, *Biomass for Energy and the Environment*. Proceedings of the 9th European Bioenergy Conference, June, Copenhagen, Denmark.
- [27] Rapagnà, S., Latif, A. (1998). Steam gasification of almond shells in a fluidized bed reactor: The influence of temperature and particle size on product yield and distribution, *Biomass and Bioenergy*, 12(4), 281-288.
- [28] Aznar, M.P., Corella, J., Delgado, J. y Lahoz, J. (1998). Improved steam gasification of lignocellulosic residues in a fluidized bed with commercial steam reforming catalysts, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 32, 1-10.
- [29] Loppinet-Serani, A., Aymonier, C., y Cansell, F. (2008). Current and foreseeable applications of supercritical water for energy and the environment. *ChemSusChem*, 1, 486–503.
- [30] Easterly, J.L. y Burnham, M. (2009). Overview of biomass and waste fuel resources for power production, *Biomass and Bioenergy*, 10(2-3), 79-92.
- [31] Van Ree, R. (2000). Gasification of biomass wastes and residues for electricity production, *Biomass and Bioenergy*, 503-515.
- [32] Hallgren, A. (1996). Theoretical and engineering aspects of the gasification of biomass, Ph.D. Thesis, Lund University, Sweden.
- [33] Milne, T. (2002). Pyrolysis: the thermal behavior of biomass below 600 °C (Chapter 5). In: Reed, T.B. (Ed.), *Encyclopedia of Biomass Thermal Conversion*, 3rd ed. Biomass Energy Foundation Press, II-96-131.

- [34] Diebold, J.P., Bridgwater, A.V. (1997). Overview of fast pyrolysis of biomass for the production of liquid fuels. In: Bridgwater, A.V., Boocock, D.G.B. (Eds.), *Developments in Thermochemical Biomass Conversion*. Blackie Academic & Professional, 5-27.
- [35] Jones, J.M., Nawaz, M., Darvell, L.I., Ross, A.B., ourkashanian, M., y Williams, A. (2006). Towards biomass classification for energy applications. In: Bridgwater, A.V., Boocock, D.G.B. (Eds.), *Science in Thermal and Chemical Biomass Conversion*, vol. 1. CPL Press, pp. 331-339.
- [36] Lamade, E., Djegui, N., y Leterme, P. (1996). Estimation of carbon allocation to the roots from soil respiration measurements of oil palm, *Biomass Energy*, 55-58.
- [37] Consonni, S. y Larson, E.D. (1994). Biomass-gasifier/aeroderivative gas turbine combined cycles: Part A - Technologies and performance modeling, part B -Performance calculations and economic assessment, *ASME Cogen Turbo Power '94. IGTI-9*, 599-623.
- [38] http://www.scielo.org.co/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0120-100X2014000200005, [Último acceso 2020].
- [39] Maniatis, K. (2000). Progress in biomass gasification: an overview, *Progress in Thermochemical Biomass Conversion*, Tyrol, Austria, 17-22 September 2000, Vol. 1, pp. 1-31.
- [40] Palmer, C.A., Erbes, M.R. y Pechtl, P.A. (1993). Gatecycle performance analysis of the LM2500 gas turbine utilizing low heating value fuels, *ASME Cogen Turbo Power '93. IGTI-8*, 69-76.
- [41] Secretaría de Energía. (2015). *Balance Nacional de Energía*, 58-60.
- [42] Masera, O. (2011). *La bioenergía en México, Situación actual y perspectivas*, Cuaderno Temático No. 4, Red Mexicana de Bioenergía, A.C.
- [43] Chum, H. (2011). *IPCC Special Report on Renewables Energy Sources and Climate Change Mitigation*. Bioenergy, 87-90.
- [44] Roos, A. (1999). Critical factors to bioenergy implementation, *Biomass and Bioenergy*, 17, 113-126.
- [45] Craig, K., Bain, R., y Overend, R. (1995). Biomass power systems-Where are we, where are we going, and how do we get there? The role of gasification, *EPRI Conference on New Power Generation Technology*, October 25-27, San Francisco, California, USA.
- [46] Booth, R., y Elliott, P. (1993). Biomass energy overview, *European Seminar BIOWATT, Innovative Technologies for the Production of Electricity from Biomass*, October 4-5, Milan, Italy. (Preprints)
- [47] García, C. y Masera, O. (2016). Estado del arte de la bioenergía en México. *Red Temática de Bioenergía (RTB)*.
- [48] Larson, E., y Williams, R. (1988). Biomass-fired steam-injected gas turbine cogeneration, *ASME Cogen-Turbo II Proceedings*, 57-66.
- [49] Paisley, M. (1997). Catalytic hot gas conditioning of biomass derived product gas, *Developments in Thermochemical Biomass Conversion*, Blackie Academic & Professional, 1209-1223.
- [50] Ståhlberg, P. (1998). Sampling of contaminants from product gases of biomass gasifiers, *VTT Research notes 1903*, Technical Research Centre of Finland.

- [51] Bentzen, J., y Henriksen, U. (2000). Condensate from a two-stage gasifier, 1st World Conference on Biomass for Energy and Industry, Sevilla, Spain, 5-9 June.
- [52] Mukunda, H. Dasappa, S., Paul, P., Rajan., (1994). Results of an Indo-Swiss programme for qualification, testing of an 300 kW gasifier, Indian Institute of Science, Bangalore, Department of Aerospace Engineering, http://144.16.65.129/~clhome/new_papers.html. [Ultimo acceso 2020]
- [53] Evans, R., y Milne, T. (1997). Chemistry of tar formation and maturation in the thermochemical conversion of biomass, *Developments in Thermochemical Biomass Conversion*, Blackie Academic & Professional, 803-816.
- [54] Brandt, P. & Henriksen, U. (1998). Decomposition of tar in pyrolysis gas by partial oxidation and thermal craking. Part 2, *Biomass for Energy and Industry*. 10th European Conference and Technology Exhibition, 8-11 June 1998, Würzburg, Germany.
- [55] Bilbao, R., García, L., Salvador, M.L. y Arauzo, J. (1998). Steam gasification of biomass in a fluidized bed, effect of a Ni-Al catalyst, *Biomass for Energy and Industry*. 10th European Conference and Technology Exhibition, 8-11 June 1998, Würzburg, Germany, 1708-1711.
- [56] Lammers, G., Beenackers, A., y Corella, J. (1997). Catalytic tar removal from biomass producer gas with secondary air, *Developments in Thermochemical Biomass Conversion*, Blackie Academic & Professional, 1179-1193.
- [57] Beck, S., Wang, M., y Hightower, J. (1981). Gasification of oak sawdust, mesquite, corn stover and cotton gin trash in a countercurrent fluidized bed pilot reactor, *Biomass as a Nonfossil Fuel Source*, ACS Symposium Series 144, 335-349.
- [58] Rapagnà, S., Jand, N. y Foscolo, P. (1998). Utilisation of suitable catalysts for the gasification of biomasses, *Biomass for Energy and Industry*. 10th European Conference and Technology Exhibition, 8-11 June, Würzburg, Germany, 1720-1723.
- [59] Brandt, P. y Henriksen, U. (1998). Decomposition of tar in pyrolysis gas by partial oxidation and thermal craking. Part 2, *Biomass for Energy and Industry*. 10th European Conference and Technology Exhibition, 8-11 June, Würzburg, Germany.
- [60] Faaij, A. (1997). Gasification of biomass wastes and residues for electricity production, *Biomass and Bioenergy*, 12, B387-407.
- [61] Craig, K., Mann, M. y Bain, R. (1994). Cost and performance potential of advanced integrated biomass gasification combined cycle power systems, *ASME cogen Turbo Power '94*. IGTI-9, 641-654.
- [62] Barbucci, P. y Trebbi, G. (1994). Biomass based systems for the generation or cogeneration of electricity, *International Journal of Solar Energy*, 15, 171- 178.
- [63] Larson, E., Svenningsson, P. y Bjerle, I. (1989). Biomass gasification for gas turbine power generation, Johansson, T.B. et al. editors, *Electricity*, 697-739.
- [64] Espenäs, B. (1993). Reactivity of biomass and peat chars formed and gasified at different conditions, *Advances in Thermochemical Biomass Conversion*, Blackie Academic & Professional, 142-159.
- [65] Aldén, H., Hagström, P., Hallgren, A. y Waldheim, L. (1997). Investigations in high temperature catalytic gas cleaning for pressurized gasification processes, *Developments in Thermochemical Biomass Conversion*, Blackie Academic & Professional, 1131-1143.

- [66] Pazuch, F., Camargo C., Nogueira, E., Melegari, S., Souza, N., Cavaler, V., Micuanski, L., Lenz M. (2017). Economic evaluation of the replacement of sugar cane bagasse by vinasse, as a source of energy in a power plant in the state of Paraná, Brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34-42. DOI:10.1016/j.rser.2017.03.047
- [67] Suleiman, J., Lima, M., Carvalho, I. (2005). Biomass power generation, sugar cane bagasse and trash, PNUD.
- [68] Hoogwijk, M. (2003). Exploration of the ranges of the global potential of biomass for energy. *Biomass and Bioenergy*, 25(2), 119-133.
- [69] IRENA, (2014). Global Bioenergy. Supply and Demand Projections. A working paper for REmap 2030, Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- [70] Valdez, I., Acevedo, J., y Hernández, S. (2010). Distribution and potential of bioenergy resources from agricultural activities in Mexico. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14(7), 2147-2153
- [71] Rios, M. y Kaltschmitt, M., (2013). Bioenergy potential in Mexico - status and perspectives on a high spatial distribution. *Biomass and Bioenergy*, 81, 429-437.
- [72] Aldana, H., Lozano, F.J. y Acevedo, J., (2014). Evaluating the potential for producing energy from agricultural residues in Mexico using MILP optimization. *Biomass and Bioenergy*, 67, 372-389.
- [73] Hiloidhari, M., Das, D. y Baruah, D. (2014). Bioenergy potential from crop residue biomass in India. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 504-512.
- [74] García, C. (2015). Sustainable bioenergy options for Mexico: GHG mitigation and costs. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 545-552.
- [75] Masera, O., Aguillón, J. y Arvizu, J. (2006). La bioenergía en México. Un catalizador del desarrollo sustentable, México: Red Mexicana de Bioenergía y Comisión Nacional Forestal.
- [76] Comité Nacional para el Desarrollo Sustentable de la Caña de Azúcar, (2018). Informe Estadístico del Sector Agroindustrial de la Caña de Azúcar, ZAFRAS 2007/08 - 2016/17.
- [77] Secretaría de Agricultura y Desarrollo Rural. (1997). Guía para cultivar caña de azúcar en el estado de Morelos. SAGARPA.
- [78] Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, (2015). Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero. Disponible en: <http://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>. [Ultimo acceso 2020].
- [79] Smithers, J. (2014). Review of sugarcane trash recovery systems for energy cogeneration in South Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 32, 915-925.
- [80] Vimal, O. y Tyagi, P. (1984), Energy from Biomass, An Indian Experience.
- [81] Webb, B. (1979). Technical Aspects of Agricultural and Agroindustrial Residues Utilization, Proceedings of UNEP/ESCAP/FAO. Workshop on Agricultural and Agroindustrial Residue Utilization in Asia and Pacific Region.
- [82] BEPP, (1985), Bangladesh Energy Planning Project: Draft Final Report, Rural Energy and Biomass Supply, Vol. IV.

- [83] Bhattacharya, S.C., Pham, H.L., Shrestha, R.M. y Vu, Q.V. (1993). CO₂ emissions due to fossil and traditional fuels, residues and wastes in Asia, AIT Workshop on Global Warming Issues in Asia, 8-10 September 1992, AIT, Bangkok, Thailand.
- [84] Prospectiva de Energías Renovables 2012-2026. (2012). Secretaría de Energía.
- [85] Grupo Consultivo de Expertos (GCE). (2012). Manual del sector de la energía quema de combustibles, Inventarios nacionales de gases de efecto invernadero Sector de la Energía – Quema de Combustibles.
- [86] Informe IPCC. (2015). Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental de Naciones Unidas sobre Cambio Climático.
- [87] Fernández, A. (2017). Política Energética y climática en México, Iniciativa Climática de México. World Energy Council.
- [88] Secretaría de Energía. (2018). Prospectiva de Sector Eléctrico 2017-2031. SENER.
- [89] Cardorin, M., Pinelli, M., Vaccari, A., Calabria, R., Chiariello, F., Massoli, P., y Bianchi, E. (2012). Analysis of a Micro Gas Turbine Fed by Natural Gas and Synthesis Gas: MTG test Bench and Combustor CFD Analysis. ASME, 071401-2-7
- [90] Bettocchi, R., Caprara, C., Martelli, R., Minarelli, F., Morini, M., Pinelli, M., and Venturini, M., (2010). Assessment of Energy Chains for Distributed Generation: Agricultural and ThermoEconomic Analyses Within Emilia-Romagna Region, Proceedings ECOS 2010, June 14–17, Lausanne, Switzerland, Paper No. 200.
- [91] Colantoni, S., Della Gatta, S., De Prosperis, R., Russo, A., Fantozzi, F., y Desideri, U., (2010). Gas Turbines Fired With Biomass Pyrolysis Syngas: Analysis of the Overheating of Hot Gas Path Components. ASME J. Eng. Gas Turbines Power, 132, 061401.
- [92] Hasler, P., y Nussbaumer, T. (1999). Gas Cleaning for IC Engine Applications From Fixed Bed Biomass Gasification. Biomass Bioenergy, 16, 385–395.
- [93] Gillette, S. (2008). Comparison of Microturbines and Reciprocating Engine Generator Sets. ASME,GT2008-51365.
- [94] Cai, A. P., Carlucci, G., Colangelo, M. G., De Giorgi, A., de Luca, D., Laforgia, G., Minosi, A., Nuzzo, A., Scarpello, G., y Starace, G. (2009). Analisi e Studi Relativi all’Ottimizzazione di un Impianto di Gassificazione e Cogenerazione a Biomasse Lignocellulosiche, Proceedings of the 64 deg Congresso Nazionale ATI.
- [95] Fantozzi, F., Laranci, P., y D’Alessandro, B. (2009). CFD Analysis of Combustion of NG and Syngas From Biomass Pyrolysis in the Combustion Chamber of a Micro Gas Turbine. Proceedings of The 8th Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission - CLAGTEE.
- [96] Lieuwen, T., McDonell, V., Petersen, E., y Santavicca, D. (2008). Fuel Flexibility Influences on Premixed Combustion Blowout, Flashback, Autoignition and Stability. ASME J. Eng. Gas Turbines Power, 130(1), 011506.
- [97] Ferguson, D., Richard, G. A., and Straub, D. (2008). Fuel Interchangeability for Lean Premixed Combustion in Gas Turbine Engines. ASME No. GT2008-51261.
- [98] Delattin, F., Di Lorenzo, G., Rizzo, S., Bram, S., y De Ruyck, J. (2010). Combustion of Syngas in a Pressurized Microturbine-Like Combustor: Experimental Results. Appl. Eng., 87, 1441–1452.

- [99] Lefebvre, A. H. (1999). *Gas Turbine Combustion*. Taylor & Francis, London.
- [100] Turns, S. R. (2000). *An Introduction to Combustion*. McGraw-Hill, New York.
- [101] Comisión Federal de Electricidad. (2014). *Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico*, COPAR.
- [102] Golden, F. *Termodinámica para ingeniería*. 2da. Edición, Editorial, Trillas
- [103] Wilén, C., y Kurkela, E. (1997). *Gasification of biomass for energy production. State of technology in Finland and global market perspectives*, Technical Research Centre of Finland, VTT Tiedotteita - Meddelanden - Research Notes 1842.
- [104] Fredriksson, C., y Kjellström, B. (1996). *Cyclone gasification of steam injected wood powder*, Nordic Seminar on Thermochemical Conversion of Solid Fuels, 4-6 December 1996, NTH, Trondheim, Norway.
- [105] Van Ree, R. (1997). Chapter III: *Gasification of biomass wastes and residues for electricity production*. *Biomass and Bioenergy*, 347-355
- [106] Camporeale, S., y Fortunato, B. (1996). *Design and off-design performance of advanced mixed gas-steam cycle power plants*, Proceedings of the 31st Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, 11-16 August, Washington, DC, USA, 2, 695-701.
- [107] Babu, S.P., y Whaley, T.P. (1992). *IEA biomass thermal gasification project*, *Biomass and Bioenergy*. 2(16), 299-306.
- [108] Hoppesteyn, P., de Jong, W., Andries, J. y Hein, K.R. (1997). *Combustion of biomass-derived low calorific value gas*, *Combustion and Emissions Control III*, The Institute of Energy, Pergamon, London.
- [109] Hulkkonen, S., Äijälä, M. y Holappa, J. (1993). *Integration of a fuel dryer to a gas turbine process*, ASME Cogen Turbo Power '93. IGTI-8, 61-67.
- [110] Fercher, E., Hofbauer, H., Fleck, T., Rauch, R. y Veronik, G. (1998). *Two years experience with the FICFB-gasification process*, *Biomass for Energy and Industry*. 10th European Conference and Technology Exhibition, 8-11 June. Würzburg, Germany,. 280-283.
- [111] Svendsgaard, O.B. (2000). *Gas engine for a biomass powered small scale heat and power plant*, Diploma report, Institute of Thermal Energy and HydroPower, Norwegian University of Science and Technology (NTNU), Norway.
- [112] Ahrenfeldt, J., Henriksen, U. y Schramm, J. (2000). *Experimental on wood gas engines*, The Technical University of Denmark, Department of Energy Engineering, ET-ES 2000-04,
- [113] Shashikantha y Parikh, P.P. (1999). *Spark ignition producer gas engine and dedicated compressed natural gas engine - Technology development and experimental performance optimisation*, SAE Technical Paper Series, 1999-01- 3515.
- [114] Rohrer, J.W. y Paisley, M. (1995). *Commercial demonstration of atmospheric medium btu fuel gas production from biomass without oxygen - The Burlington, Vermont project*, *Power-Gen '95*. Book IV, 171-186.
- [115] Maughan, J.R., Bowen, J.H., Cooke, D.H. y Tuzson, J.J. (1994). *Reducing gas turbine emissions through hydrogen-enhanced, steam-injected combustion*, ASME Cogen Turbo Power '94. IGTI-9, 381-390.
- [116] European Commission. (1999). *Biomass Conversion Technologies, Achievements and prospects for heat and power generation*, Report number 18029.

- [117] Caceres, E., y Alca J. (2016). Rural Electrification Using Gasification Technology: Experiences and Perspectives, doi:10.1109/TLA.2016.7587637, IEEE Latin America Transactions, 3322-3328.
- [118] Hallam, C.R.A., y Contreras C. (2015). Evaluation of the Levelized Cost of Energy Method for Analyzing Renewable Energy Systems: A Case Study of System Equivalency Crossover Points Under Varying Analysis Assumptions, doi: 10.1109/JSYST.2013.2290339, IEEE Systems Journal, 199-208.
- [119] Naqvi, M., Yan, J., Dahlquist, E., y Naqvi, S. R. (2017). Off-Grid Electricity Generation using Mixed Biomass Compost: A Scenario-based Study with Sensitivity Analysis, doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.02.005, Applied Energy, 201, 363-370.
- [120] Oku, M., Sakoda, T., Hayashi, N., y Tashima, D. (2014). Basic Characteristics of a Heat and Electricity Combined Generation System using Biomass Fuel, International Conference on Renewable Energy Research and Application (ICRERA), 222-228, WI-USA, 19-22 de Octubre.
- [121] Chowdhury, S. y Kibaara S. K. (2016). Review of Economic Modelling for Quantifying the Environmental Impacts of Renewable Energy Sources, IEEE PES Power Africa, 280-284, Livingstone-Zambia, 28 de Junio-03 de Julio.
- [122] Lupo, S. y Kiprakis, A. E. (2016). The Impact of Renewable Energy Resources on the Electricity Prices of the United Kingdom, 13th International Conference on the European Energy Market (EEM), 1-5, Porto-Portugal, 6-9 de Junio.
- [123] Uris, M., Linares, J. I. y Arenas, E. (2014). Techno-Economic Feasibility Assessment of a Biomass Cogeneration Plant Based on an Organic Rankine Cycle, doi: 10.1016/j.renene.2014.01.022, Renewable Energy, 66(C), 707-713.
- [124] You, S., Tong, H. (2017). Techno-Economic and Greenhouse Gas Savings Assessment of Decentralized Biomass Gasification for Electrifying the Rural Areas of Indonesia, doi:10.1016/j.apenergy.2017.10.001, Applied Energy, 208, 495-510.
- [125] Hadidi, L. A. y Omer, M. M. (2017). A Financial Feasibility Model of Gasification and Anaerobic Digestion Waste-to-Energy (WTE) Plants in Saudi Arabia, doi:10.1016/j.wasman.2016.09.030, Waste Management, 59, 90-101.
- [126] Chundawat, S.S. y Rao, K.V. (2016). Levelized Electricity Cost of Two Grid Connected Biomass Power Plants, Biennial International Conference on Power and Energy Systems: Towards Sustainable Energy (PESTSE), 1-6, Bangalore-India, 21-23 de Enero.
- [127] Rosales, R. (2015). Evaluación de proyectos, Universidad de San José. Costa Rica.
- [128] www.energiasur.com Catálogo de energía Renovables en Uso. [Último acceso 2020]
- [129] Tran, T.T.D. y Smith, A.D. (2018). Incorporating Performance-Based Global Sensitivity and Uncertainty Analysis into LCOE Calculations for Emerging Renewable Energy Technologies, doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.024, Applied Energy, 216, 157-171.
- [130] Percebois, J., (1989). Economie de l'energie. Editions Economica, Paris, 688.
- [131] Universidad Autónoma de México. (2005). Viabilidad de la Cogeneración. Instituto de Ingeniería. UNAM.
<http://www.bancomext.com/Bancomext/aplicaciones/directivos/documentos/viabilidadCogeneración.pdf>-Instituto de Ingeniería, [Último acceso 2020]

- [132] Centro Nacional de Referencia en Biomasa. (2006). A Cogeneración de Energía Eléctrica a partir de la Biomasa. Nota Técnica I.
- [133] Instituto para la diversificación y ahorro de Energía. (2017). Energía de la Biomasa. IDAE
- [134] Fernandes, A.C., Oliveira, E.R. (1977). Sugar cane trash measurements in brazil. In: international society of sugar cane technologists congress, 1977, são paulo. Proceedings. São paulo, 978. 1963-1973.
- [135] Higman, C., y Van der Burgt, M. (2003). Gasification. Elsevier Science.
- [136] Karamarkovic, R., (2010). Energy and exergy analysis of biomass gasification at different temperatures, *Energy*. 35(2), 537-549.
- [137] Caballero, M.A., Aznar, M.P., Gil, J., Martín, J.A. & Corella, J. (1998). Co-shift catalytic beds after a biomass gasifier and a steam-reforming catalytic reactor to get new and interesting exit gas compositions, *Biomass for Energy and Industry*. 10th European Conference and Technology, Würzburg, Germany, 1789-1793.
- [138] Olivares, A., Aznar, M.P., Caballero, M.A., Gil, J., Francés, E. y Corella, J. (1997). Biomass gasification: Produced gas upgrading by in-bed use of dolomite, *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 36, 5220-5226.
- [139] Hadidi, L. A. y M. M. Omer, A Financial Feasibility Model of Gasification and Anaerobic Digestion Waste-to-Energy (WTE) Plants in Saudi Arabia, doi:10.1016/j.wasman.2016.09.030, *Waste Management*, 59, 90-101 (2017)

ANEXO 1.

Participaciones académicas y profesionales

- **Dirección de Tesis de Maestría**, “Estudio Termodinámico y Técnico-Económico para la implementación de un sistema de trigeneración (turbina de gas-recuperador de calor-refrigeración por absorción) en un conjunto hotelero. 2017, Universidad Veracruzana, Facultad de Ingeniería Mecánica y Eléctrica, Maestría en Ingeniería Energética.
- **Nombramiento como Miembro Investigador “Red de Energía Solar”**, 2017.
- **Certificación por el Canadian Institute for Energy Training “Certificado RETScreen”**, 2018, Cuernavaca, Morelos.
- **Curso: “Elaboración de Artículos de Divulgación Científica”**. INEEL. 2018.
- **Curso: “Análisis de Ciclo de Vida (ACV) de sistemas de producción de energía”**. Red Temática de Bioenergía y la Red Mexicana de Bioenergía, 2017.
- **2do Lugar en la Categoría presentación oral**, en el Congreso Nacional de Estudiantes en Energía Renovable 2018, Cuernavaca, Morelos.
- **Curso: “Sistemas Fotovoltaicos interconectados a la red eléctrica: Instalación, operación y mantenimiento”**. 2019, Cuernavaca, Morelos.
- **Curso: “Aerogeneradores; Instalación, operación y mantenimiento.”**. 2019, Cuernavaca, Morelos.
- **Impartición del seminario “Potencial de cogeneración a partir de la gasificación del bagazo de caña”**. CIICAp. 2020, Cuernavaca, Morelos.
- **Ponente del Panel “ODS 07 Energía Asequible y no contaminante”**. Evento de divulgación de Ciencia y Tecnología enfocado a los Objetivos de Desarrollo Sostenible, Ciencia Fest. Colima, agosto 2020.
- **Ponente en el “Foro Internacional de las Telecomunicaciones (FINTEL-2020)”**, Bogotá Colombia, octubre 2020.
- **Conversatorio “La mujer en la Ciencia”**. Día internacional de la mujer y la niña en la ciencia”, 2021. En línea, Chiapas.
- **Curso Rellenos sanitarios** con enfoque en aprovechamiento del biogás, impartido por el Consejo Nacional de Biogás, A.C. mayo 2021



UNIVERSIDAD VERACRUZANA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA Y ELÉCTRICA
MAESTRÍA EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

ESTUDIO TERMODINÁMICO Y TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
IMPLEMENTACIÓN DE UN SISTEMA DE TRIGENERACIÓN
(TURBINA DE GAS-RECUPERADOR-REFRIGERACIÓN POR
ABSORCIÓN) EN UN CONJUNTO HOTELERO

TESIS
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE
MAESTRO EN INGENIERÍA ENERGÉTICA

PRESENTA:
ING. MÓNICA ABIGAIL CAMACHO CEBALLOS

DIRECTORES DE TESIS:
DR. ING. JORGÉ ARTURO DEL ÁNGEL RAMOS
M.C. MARÍA MAGDALENA MORALES GUILLÉN

XALAPA ENRÍQUEZ, VER. NOVIEMBRE 2017



El Canadian Institute for Energy Training

Otorga este certificado de asistencia a

María Magdalena Morales Guillen

En virtud de haber completado el siguiente curso:

Experto Certificado en RETScreen

en Cuernavaca, Mexico
el 22 de marzo de 2018

En reconocimiento de lo cual, el participante obtiene:
1,8 Continuing Education Units (Unidades de Educación Continua)

Mathieu Côté, Director Ejecutivo



Red de Energía Solar

La Red Temática de Energía Solar, en cumplimiento de los Términos de Referencia de la Convocatoria para la formación y continuidad de Redes Temáticas CONACyT, otorga el presente

N O M B R A M I E N T O

A:

M.C. María Magdalena Morales Guillén

como:

Miembro Investigador
de la Red de Energía Solar

Durante el período mayo 2016 a diciembre 2017

Dr. Manuel Martínez Fernández
Responsable Técnico



El Instituto de Energías Renovables de la Universidad Nacional Autónoma de México otorga el presente reconocimiento a:

Morales Guillén María Magdalena, Montiel González Moisés, Luna Ramírez Martín Alberto

por la prestación oral del trabajo titulado:

Potencial de cogeneración de energía a partir de la gasificación del bagazo de caña

en el Congreso Nacional de Estudiantes de Energías Renovables (CNEER) 2018 celebrado los días 11, 12 y 13 de septiembre de 2018 en el IER-UNAM, ubicado en Temixco Morelos

Dr. Jesús Antonio del Río
Director del Instituto de Energías Renovables

M.I. Martha Viridiana Morales Gallardo
Coordinadora General CNEER 2018



El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
y la Gerencia de Inteligencia e Información Tecnológica
otorgan la presente

Constancia

a:

María Magdalena Morales Guillén

por su valiosa participación en el Taller
"Elaboración de Artículos de Divulgación Científica"
los días 31 de agosto, 7 y 14 de septiembre de 2018

Cuernavaca, Morelos; 14 de septiembre de 2018


**Mtro. Fernando Augusto Kohrs
Aldape**
Director de Planeación, Gestión de la
Estrategia y Comercialización


Fis. Juan Fonda Mazón
Instructor



El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
otorga el presente
Reconocimiento

a:

M. E. S. María Magdalena Morales Guillén

Por su participación en el curso: "SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA: INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO", que se llevó a cabo del 1 al 3 de julio de 2019, en las instalaciones del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Cuernavaca, Morelos.


Dr. Humberto Raúl Jiménez Grajales
Instructor


Ing. Jaime Alejandro Díaz
Gerente de Energías Renovables
Julio 2019
Cuernavaca, Morelos



El Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias
otorga el presente
Reconocimiento
a:

M. E. S. María Magdalena Morales Guillén

Por su participación en el curso: "AEROGENERADORES: INSTALACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO", que se llevó a cabo del 4 al 6 de julio de 2019, en las instalaciones del Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias, Cuernavaca, Morelos.



Dr. José Manuel Franco Nava
Instructor
Encargado del Despacho de la
Gerencia de Turbomaquinaria



Ing. Jaime Aguirre Díaz
Gerente de Energías Renovables
Julio 2019
Cuernavaca, Morelos



UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL
ESTADO DE MORELOS

LA UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DEL ESTADO DE MORELOS
A TRAVÉS DEL CENTRO DE INVESTIGACIÓN EN INGENIERÍA
Y CIENCIAS APLICADAS

Otorga la siguiente constancia a:

M. E. S. María Magdalena Morales Guillén

Por impartir el seminario titulado "Potencial de Cogeneración de Energía a partir de la gasificación del bagazo de caña en el Estado de Morelos" a los estudiantes del Posgrado en Ingeniería y Ciencias Aplicadas, en las Instalaciones del Centro de Investigación en Ingeniería y Ciencias Aplicadas de la UAEM



DR. ROSENBERG ROMERO DOMÍNGUEZ
COORDINADOR DEL POSGRADO EN INGENIERÍA
Y CIENCIAS APLICADAS

Cuernavaca, Morelos a 13 de marzo de 2020



en línea

El Consejo Estatal de Ciencia y Tecnología del Estado de Colima, **CECYTCOL**, extiende la presente

“Constancia de Participación”

a: Ing. María Magdalena Morales Guillén

por su destacada participación como ponente del panel “ODS 7 ENERGÍA ASEQUIBLE Y NO CONTAMINANTE” dentro del evento en línea de divulgación de ciencia y tecnología enfocado a los Objetivos de Desarrollo Sostenible **Ciencia Fest Colima 2020** celebrado del 17 al 21 de agosto de 2020.

ODS 7 ENERGÍA LIMPIA Y NO CONTAMINANTE



Ing. María Morales Guillén
Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias



Lic. Gloria Marmolejo
Directora General del Consejo Estatal de Ciencia y Tecnología del Estado de Colima, CECYTCOL.



Mtro. Daniel Chacón
Director de energía de la Iniciativa Climática de México



Mtra. Ana Lepure
Consultora de la Agencia Internacional de Energía



Mtra. Sandra Caballero
Fundadora y Coordinadora General de la Red Mujeres en Energía Renovable y Eficiencia Energética (REDMERE)



en línea



18 DE AGOSTO 2020 - 18:00 hrs.

Sigue la transmisión por GoToWebinar





Fundación Universitaria
SAN MATEO

VIGILADA MINEDUCACIÓN

Certifica la participación como PONENTE:

MARIA MAGDALENA MORALES GUILLÉN

PASAPORTE No. 123456

POR SU PONENTIA TITULADA:

LAS TELECOMUNICACIONES EN EL MUNDO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

EN EL MARCO DEL FORO INTERNACIONAL DE LAS TELECOMUNICACIONES (FINTEL – 2020)
Bogotá D.C. (Col), Octubre 05 de 2020

Gloria Andrea Avelino.
Decana de la Facultad de Ingeniería

Félix Eduardo Sánchez
Dir. Ingeniería en Telecomunicaciones

Personería jurídica 14135 – Octubre 16 de 1987 M.E.N

**FINTEL
2020**

**05
OCTUBRE**

6:20 p.m

**HACIA UN
FUTURO
SOSTENIBLE**



EN EL MARCO DE
**LA SEMANA DE
INGENIERÍA Y DISEÑO**

El programa de
Telecomunicaciones
realizará un:

**FORO
INTERNACIONAL
DE TELECOMUNICACIONES**

Participa en nuestro
**CANAL DE YOUTUBE
INSTITUCIONAL**

INVITADOS ESPECIALES



M.Sc.
MAGDALENA MORALES
INVESTIGADORA
INEEL
MÉXICO



Doctor
VICTOR RANGEL
**JEFE DE DPTO. DE
TELECOMUNICACIONES,**
FACULTAD DE INGENIERÍA
MÉXICO



M.Sc.
EDGAR RAMOS
**DIRECTOR DEL
DPTO. DE ELECTRÓNICA
Y TELECOMUNICACIONES**
UNIVERSIDAD DE VALLE DE
BOLIVIA



M.Sc.
EDUARDO SANCHEZ
**PRESIDENTE
REDITEL**
DIR. DE TELECOMUNICACIONES
FUNDACIÓN UNIVERSITARIA
SAN MATEO



M.Sc.
ROGELIO PALLARES
**DIRECTOR DE LA
ESCUELA DE INGENIERÍA
EN SISTEMAS Y SEGURIDAD
INFOMÁTICA**
MÉXICO



M.Sc.
RICARDO CEBALLOS
**DOCENTE
INVESTIGADOR**
DOCENTE INVESTIGADOR
FUNDACIÓN UNIVERSITARIA
SAN MATEO



Doctor
JOSÉ GRANADOS
**PRESIDENTE MESA
SECTORIAL DE
TELECOMUNICACIONES**
MESA SECTORIAL DE TELECOMUNICACIONES
CGO COLOMBIAN GENERAL OUTSOURCING LTDA.

TE ESPERAMOS!



**DÍA INTERNACIONAL DE LA MUJER
Y LA NIÑA EN LA CIENCIA**

**YA'AX-NA TE INVITA ESTE 12 DE FEBRERO
A VER EL CONVERSATORIO:**



**“LA MUJER EN
LA CIENCIA”**

**MARÍA MAGDALENA
MORALES GUILLÉN**

ENCUENTRA ESTE VIDEO EN: PARQUE TEMÁTICO YA'AX-NÁ
[HTTPS://WWW.FACEBOOK.COM/YAAXNAESTU](https://www.facebook.com/yaaxnaestu)



Consejo Nacional de Biogás A.C.

El Consejo Nacional de Biogás A.C. otorga la presente:

CONSTANCIA

A: *María Magdalena Morales Guillén*

Por haber aprobado el curso C1. Diseño de rellenos sanitarios con enfoque en aprovechamiento de biogás, el cual se llevó a cabo en línea los días 17, 19, 22 y 24 de marzo de 2021, con una duración de 16 horas. Este curso fue realizado dentro del marco del Proyecto "Desarrollo de Capacidades y Vinculación en el Sector de Aprovechamiento Energético de Residuos", financiado por medio de un *Grant Agreement* por la Cooperación Alemana al Desarrollo Sustentable en México (GIZ). Ciudad de México, a 17 de mayo de 2021.



Dr. Adalberto Noyola Robles
Presidente CNBiogás