



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres





Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

**ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA**

ÍNDICE GENERAL

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

Memoria

1. Objeto.....	14
1.1. Abstract.....	15
2. Alcance.....	16
3. Antecedentes.....	18
4. Normas y referencias.....	20
4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas.....	20
4.2. Bibliografía.....	21
4.2.1. Libros o publicaciones.....	21
4.2.2. Páginas webs.....	22
4.2.3. Vídeos.....	23
4.3. Programas de cálculo.....	24
5. Definiciones y abreviaturas.....	25
5.1. Definiciones.....	25
5.2. Abreviaturas.....	28
6. Requisitos de diseño.....	29
6.1. Instalación de cogeneración energética de biomasa.....	29
6.2. Localización de la planta.....	30
6.3. Consumo energético.....	31
6.3.1. Generalidades.....	31
6.3.2. Consumo doméstico.....	33
7. Análisis de soluciones.....	35
7.1. Localización de la planta.....	35

7.2. Tipo de biomasa empleada.....	37
7.2.1. Tipo de recurso.....	37
7.2.2. Especie seleccionada mayoritaria.....	40
7.2.3. Tipo de combustible.....	41
7.3. Proceso Térmico.....	43
7.3.1. Elección de la tecnología de aprovechamiento.....	43
7.3.2. Gas de síntesis.....	45
7.3.3. Elección del tipo de gasificador.....	45
7.3.4. Tipo de aprovechamiento del gas de síntesis.....	47
8. Resultados finales.....	50
8.1. Localización de la planta	50
8.2. Recurso empleado	53
8.3. Cogeneración.....	54
8.4. Ciclo de gasificación	60
8.4.1. Ciclo previo.....	60
8.4.2. Proceso de Gasificación de biomas.....	50
8.5. Ciclo aprovechamiento de la biomasa.....	51
8.5.1. Sistemas de extracción de los residuos.....	73
8.5.2. Dimensiones de la nave de almacenamiento de biomasa.....	76
8.5.3. Secado de biomasa.....	76
8.6. Tratamientos del gas de síntesis.....	77
8.6.1. Acondicionamiento.....	80
8.6.2. Enfriamiento.....	80

8.6.1. Sistema de lavado.....	81
8.7. Aprovechamiento del gas de síntesis.....	82
8.8. Potencias y energías generadas.....	84
8.9. Rendimientos.....	87
8.9.1. Rendimiento de la instalación.....	87
8.9.2. Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación.....	89
8.10. Formas de proporcionar la energía producida.....	90
8.10.1. Energía eléctrica.....	90
8.10.2. Energía térmica.....	91
8.11. Funcionamiento y descripción de la planta.....	92
9. Conclusiones.....	95

Anexo I. Cálculos

1. Esquema resumido ciclo general.....	7
2. Cálculo de consumo eléctrico del pueblo Quintanar de la Sierra.....	8
3. Cálculo PCI biomasa.....	10
4. Cálculo de potencias necesarias del grupo motogenerador.....	12
5. Ciclo de gasificación.....	16
5.1. Hipótesis.....	16
5.2. Características comunes gas producto.....	16
5.3. Características del gasificador necesario.....	19
6. Consumo de biomasa demandado por la planta.....	23
7. Energía eléctrica necesaria para el secado.....	25
8. Potencias y energías generadas.....	27
9. Rendimientos.....	30
9.1. Rendimiento de la instalación.....	31
9.2. Rendimiento eléctrico de la instalación.....	32

Anexo II. Biomasa

1. Introducción.....	5
2. Definición término.....	6
3. Resurgimiento del recurso.....	7
4. Carácter energético.....	8
5. Ventajas.....	10
5.1. Ventajas sociales.....	10
5.2. Ventajas económicas.....	11
5.3. Ventajas medioambientales.....	11
5.4. Caso concreto: prevención incendios.....	14
6. Inconvenientes.....	15
7. Clasificación biomasa.....	16
8. Biomasa forestal.....	18
8.1. Definición.....	18
8.2. Recursos aprovechables.....	18
8.3. Mercado de biomasa forestal en España.....	19
9. Panorama de las energías renovables y biomasa.....	19
9.1. Contexto mundial.....	19
9.2. Contexto europeo.....	21
9.3. En España.....	23
9.4. En Castilla y León.....	26
9.5. Burgos.....	27
10. Emisiones de CO ₂	28

Anexo III. Proceso Térmico

1. Proceso térmico.....	5
1.1. Termoquímicos.....	5
1.2. Bioquímicos.....	5
2. Gasificación.....	6
2.1. Introducción.....	6
2.2. Presión y temperatura.....	7
2.3. Agente gasificante.....	7
2.4. Tipos de gasificador.....	8
3. Finalidad del ciclo: Cogeneración.....	13
3.1. Introducción.....	13
3.2. Tipos de aprovechamiento.....	14
3.3. Elección de la tecnología de aprovechamiento.....	20
3.4. MACI ciclo de Otto.....	22

Anexo IV. Especificaciones de Equipos

1. Secador tipo trommel.....	5
2. Sistema gasificador.....	6
3. Grupo motogenerador.....	8
4. Transformador.....	13

Anexo V. Aspectos Económicos

1. Cogeneración.....	5
1.1. El calor útil producido en una planta de cogeneración.....	5
2. Perfil económico de Burgos.....	6
2.1. Cinco motivos para invertir en Burgos.....	7
3. Datos económicos.....	8
3.1. Usos térmicos.....	8
3.2. Usos eléctricos.....	9
4. Ayudas económicas.....	10
4.1. Europa.....	10
4.2. España.....	10
5. Necesidades.....	14
6. Consumo Óptimo.....	15

PLANOS

1. Plano 1. Plano de situación.
2. Plano 2. Diagrama del proceso de gasificación de biomasa.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

MEMORIA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

HOJA DE IDENTIFICACIÓN

TÍTULO DEL PROYECTO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN ENERGÉTICA A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

DATOS DEL PETICIONARIO

RAZÓN SOCIAL: TRABAJO FIN DE GRADO, ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA LAGUNA

DIRECCIÓN: CAMINO SAN FRANCISCO DE PAULA, S/N, CAMPUS DE ANCHIETA, SAN CRISTÓBAL DE LA LAGUNA, S/C. DE TENERIFE - ESPAÑA

TELÉFONO: +34 922 84 50 31

DATOS DEL AUTOR

JUAN ANTONIO BÁEZ DÍAZ

DNI: 43831248-X

E-MAIL: ja7baezdiaz@gmail.com

DATOS DEL TUTOR

AGUSTÍN M. DELGADO TORRES

DEPTO. ING. IND. ÁREA DE MÁQUINAS Y MOTORES TÉRMICOS

FECHA

MARZO 2017

Índice

1. Objeto	14
1.1. Abstract	15
2. Alcance	16
3. Antecedentes.....	18
4. Normas y referencias	20
4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas	20
4.2. Bibliografía.....	21
4.2.1. Libros o publicaciones.....	21
4.2.2. Páginas Webs.....	22
4.2.3. Vídeos.....	23
4.3. Programas de cálculo.....	24
5. Definiciones y abreviaturas	25
5.1. Definiciones.....	25
5.2. Abreviaturas	28
6. Requisitos de diseño	29
6.1. Instalación de cogeneración con biomasa	29
6.2. Localización de la planta	30
6.3. Consumo energético	31
6.3.1. Generalidades	31
6.3.2. Consumo doméstico	33
7. Análisis de soluciones	35
7.1. Localización de la planta	35
7.2. Tipo de biomasa empleada	37
7.2.1. Tipo de recurso	37
7.2.2. Especie seleccionada mayoritaria.....	40

7.2.3. Tipo de combustible.....	41
7.3. Proceso térmico.....	43
7.3.1. Elección de la tecnología de aprovechamiento energético	43
7.3.2. Gas de síntesis.....	45
7.3.3. Elección del tipo de gasificador	45
7.3.4. Tipo de aprovechamiento del gas de síntesis	47
8. Resultados finales	50
8.1. Localización de la planta.....	50
8.2. Recurso empleado	53
8.3. Cogeneración	54
8.4. Ciclo de gasificación.....	60
8.4.1. Ciclo previo.....	60
8.4.2. Proceso de Gasificación de biomasa	66
8.5. Ciclo aprovechamiento de la biomasa	70
8.5.1. Sistemas de extracción de los residuos	73
8.5.2. Dimensiones de la nave de almacenamiento de biomasa	76
8.5.3. Secado de biomasa	76
8.6. Tratamientos del gas de síntesis.....	77
8.6.1. Acondicionamiento	80
8.6.2. Enfriamiento.....	81
8.6.3. Sistema de lavado.....	81
8.7. Aprovechamiento del gas de síntesis	82
8.8. Potencias y energías generadas	84
8.9. Rendimientos	87
8.9.1. Rendimiento de la instalación	87
8.9.2. Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación.....	88
8.10. Forma de proporcionar la energía producida	90

8.10.1. Energía eléctrica	90
8.10.2. Energía térmica.....	91
8.11. Funcionamiento y descripción de la planta	92
9. Conclusiones.....	95

Índice de tablas

Tabla 1. Consumo eléctrico diario en España.	32
Tabla 2. Características del consumo doméstico.	33
Tabla 3. Resumen de los requisitos del cliente.	34
Tabla 4. Biomasa disponible parte de Burgos de la comarca de Pinares.	40
Tabla 5. Tipos de gasificadores.	46
Tabla 6. Comparativa de tipos de aprovechamiento.	48
Tabla 7. Planta estudio, Quintanar de la Sierra.	56
Tabla 8. Características grupo motogenerador seleccionado.	57
Tabla 9. Características necesarias del recurso.	60
Tabla 10. PCI de la especie pinus sylvestris.	62
Tabla 11. Características del gasificador empleado.	69
Tabla 12. Comparativa del proceso gasificación diseñado y gasificador HQ-1000.	70
Tabla 13. Contaminantes del gas de gasificación y efectos producidos.	78
Tabla 14. Requerimientos del syngas en función de su uso.	79
Tabla 15. Potencias generadas por la planta estudio.	84
Tabla 16. Prestaciones específicas de la planta estudio.	85
Tabla 17. Exigencia de REE mínimo según el Real Decreto 413/2014.	89
Tabla 18. Características de las etapas de la cogeneración con biomasa.	94

Índice de figuras

Figura 1. Esquema de una instalación de cogeneración energética de biomasa.....	30
Figura 2. Distribución del consumo eléctrico.....	32
Figura 3. Consumo mensual de un hogar medio español (REE).....	34
Figura 4. Previsiones de biomasa forestal en Burgos (AGENBUR, Estudio sobre el potencial de aprovechamiento de biomasa en la provincia de Burgos).	38
Figura 5. Localización Comarca de pinares (AGENBUR, Estudio potencial de biomasa).	39
Figura 6. Pinus Sylvestris (Wikipedia).....	41
Figura 7. Astillas (Biomasa Energética Sernemasa).	42
Figura 8. Gasificador tipo lecho móvil “downdraft” (McKendry, P. Energy production from biomass (part 3): gasification technologies, 2002).....	47
Figura 9. Mapa Burgos (AGENBUR).	50
Figura 10. Polígono industrial de El Majano (Imágenes del visor de Sodeburg).....	51
Figura 11. Polígono industrial de El Majano (Imágenes del visor de Sodeburg).....	52
Figura 12. Astillas (Asticam).....	53
Figura 13. Esquema resumido del ciclo cogeneración a partir de gasificación de biomasa....	55
Figura 14. Gráfica % capacidad Grupo-Potencia Eléctrica generada.	58
Figura 15. Gráfica % capacidad Grupo-Potencia Térmica generada.	59
Figura 16. Zona de tratamiento y almacenamiento recurso forestal (Manual de Combustible de madera).	63
Figura 17. Ejemplos de estructura arquitectónica en dos CLCB en Austria (Pölstal, Estiria) e Italia (Deutschnofen, Bolzano) (Manual de Combustible de madera).....	64
Figura 18. Secador tipo Trommel (Westsalem.com).....	65
Figura 19. Gasificador de lecho fijo "downdraft" (3033 Energía).	67
Figura 20. Tractor (IDAE).....	73
Figura 21. Astilladora (IDAE).....	74
Figura 22. Sistemas Logísticos de claros (Estudio PER 2011-2020, IDAE).....	75
Figura 23. Esquema general de la etapa tratamientos del gas.	79
Figura 24. Esquema detalle de la etapa tratamientos del gas.	80
Figura 25. Multiciclones (Gamoher Environmental).	81

Figura 26. Lavadores Venturi (Loplast).....	82
Figura 27. Aprovechamiento gas por MCI (Absorsistem).....	83
Figura 28. Grupo motogenerador Jenbacher tipo 3 (Powergen).....	83
Figura 29. Diagrama de Sankey de la gasificación de recursos forestales hasta su cogeneración energética.	86
Figura 30. Transformador (weg.net).....	90
Figura 31. Esquema funcionamiento planta.....	93

1. Objeto

El presente estudio tiene como fin el diseño de una planta de cogeneración (energía eléctrica y térmica) para abastecer completamente la localidad de Quintanar de la Sierra, Burgos. Se va a centrar en el abastecimiento eléctrico de dicha localidad especificando como objetivo secundario, pero presente, la necesidad térmica. Como recursos de esta planta se va a emplear biomasa forestal, concretamente en forma de astillas, localizados en el monte Urbión, perteneciente a la Comarca de Pinares.

Se fomenta el empleo de una energía renovable disponible para cubrir las necesidades energéticas presentes actualmente, por lo que se adquieren ventajas sociales, económicas y ambientales. Se realiza un estudio de viabilidad del uso de este tipo de energía renovable en territorio español.

Fundamentalmente, el estudio ocupa desde el aprovechamiento del recurso hasta la generación de energía, focalizándose en los principales procesos que se presentan.

El procedimiento de cogeneración que se estudia consta de tres ciclos principales, el ciclo de aprovechamiento y tratamiento del recurso de la biomasa, el ciclo de gasificación para la conversión del recurso en gas aprovechable para el MCI (motor de combustión interna), y por último, el ciclo de cogeneración formada por el grupo moto-generador y el transformador. El ciclo seleccionado, entre otros, es el más apropiado para instalaciones de escalas menores a 2 MW_e como es el caso que nos concierne; y además, se alcanza mayor rendimiento eléctrico y menor impacto ambiental.

1.1. Abstract

The objective of the project is the layout of a cogeneration plant (Combined Heat and Power or CHP) to supply completely the electric consumption of Quintanar de la Sierra, a town of Burgos, Spain. Therefore, like secondary objective, it is the heat consumption of this town. For that, some fuelwood specially wood chips, which are traditional biomass resources, are exploited. It is available in Urbión Forest, Comarca of Pinares.

Through this study, it promotes the renewable energy available in Spain to energy supply, achieving some social, economic and environmental advantages.

Basically, the study covers from the biomass use until the cogeneration of energy, focusing on the main processes.

The process of cogeneration is characterized by three mayor cycles: the exploiting and treatment of the biomass, the biomass gasification to convert solid resource into a gaseous combustible that will be used in a gas engine and the cogeneration cycle made by the group of the cogeneration and the power transformer. The chosen cycle is the best adapted to small scale power installations ($<2\text{MW}_e$), achieving a better electrical performance and lower environmental impact.

2. Alcance

El estudio presente concierne al diseño de una planta de cogeneración que emplea como recursos residuos de biomasa forestal, por lo que se ha apuesta por el uso de una de las energías renovables con mayor aprovechamiento y crecimiento a nivel nacional e internacional, como se aprecia en la actualidad. Según EurObserv'ER, ha crecido un 6,7% la producción de electricidad a partir de biomasa.

Se realiza de manera exhaustiva el emplazamiento específico de la planta en cuestión, por lo que sólo es posible su comparación con instalaciones que presenten una serie de similitudes como son su localización, tipo de combustible, importancia de la generación de electricidad frente a la energía térmica y escala de potencia eléctrica menor a generar (<2 MWe), entre otras.

Se diseña el proceso desde la llegada del recurso de biomasa hasta la cogeneración, tal y como las elecciones siguientes enumeran:

- Localización (pueblo a abastecer energéticamente y lugar de emplazamiento específico de la planta).
- Potencia eléctrica nominal necesaria a generar para abastecer completamente el consumo de los hogares presentes en la localidad seleccionada.
- Tipo de biomasa y combustible a utilizar como recurso energético.
- Tratamientos previos a la conversión del recurso en gas.
- Método de conversión del recurso a gas aprovechable.
- Agente gasificante.
- Tipo de gasificador.
- Tratamientos previos al aprovechamiento del gas de síntesis.
- Tipo de aprovechamiento del gas y especificación de equipos para ello.
- Equipo de cogeneración.

En general, se recalca los tres ciclos fundamentales que forman el diseño de la planta, como son el diseño de:

- Ciclo de aprovechamiento y tratamiento del recurso de biomasa hasta alcanzar las condiciones óptimas para su empleo.
- Ciclo energético de gasificación, que tiene como objeto la conversión del recurso en gases aprovechables por el motor de combustión interna.
- Ciclo de generación de energía eléctrica y calor útil, para alcanzar un consumo real necesario a abastecer por la planta.

El objetivo del estudio no ha sido el de su viabilidad económica en cuanto a su implantación, no obstante se ha presentado un pequeño documento que contiene el apoyo de la política europea en su desarrollo, una serie de ayudas económicas por parte del estado español y motivos para invertir en este tipo de plantas en la región de Burgos.

Por tanto, el presente estudio se centrará en la parte de diseño de la planta de cogeneración mediante el aprovechamiento de recursos de biomasa, principalmente en el abastecimiento de electricidad de los hogares de Quintanar de la Sierra.

Cabe destacar que quedan excluidas las siguientes partes del estudio:

- Instalaciones de contraincendios, eléctricas, electrónicas y climatización.
- Obra civil del proyecto.
- Estudio de seguridad y salud.
- Pliego de condiciones.
- Planificación.
- Mediciones y presupuesto.

3. Antecedentes

El estudio surge a partir de la necesidad de desarrollar las energías renovables cada día más, debido a la lenta sustitución del uso de combustibles fósiles para el abastecimiento energético de poblaciones. De hecho, también se busca lograr mayores eficiencias como es el caso de la cogeneración, es decir, la generación tanto de energía eléctrica como térmica.

Se ha tomado como ejemplos a seguir países como Suecia, Noruega, Finlandia y Austria, líderes en el abastecimiento a través de las energías limpias [39]. Éstos, en la mayoría de los casos, comercializan con combustibles fósiles con los demás países, y las ganancias económicas son empleadas en la inversión y desarrollo, cada vez más, de energías renovables como el abastecimiento total o en gran medida de las necesidades energéticas del país.

El caso del aprovechamiento energético a partir de la biomasa, surge como resultado de la gran disponibilidad en la península Ibérica, España. Siendo el tercer país de Europa en superficie forestal arbolada (solo por detrás de Suecia y Finlandia), por lo que presenta el mayor incremento de superficie de bosque, con un ritmo anual del 2,19%, muy superior a la media Europea (0,51 %) [11].

Además este tipo de instalaciones pueden ser importantes vías para hacer frente a las necesidades actuales de España, como son:

-El desempleo. Se crean 135 empleos/10000 habitantes por el aprovechamiento de la biomasa (logística, equipos, instalaciones, mantenimiento,...) por 9 empleos/10000 habitantes por el trabajo con petróleo y gas natural [11].

-Reducir la dependencia energética y el déficit exterior. Aumenta la seguridad energética y económica, por la independencia de las fluctuaciones de los precios de los combustibles provenientes del exterior.

-Escaso apoyo a la biomasa. Existen importantes objetivos en los principales países de la UE frente al escaso apoyo a la biomasa en España, a pesar de ser uno de los países de la UE con mayor disponibilidad de recursos a valorizar [11].

-Crisis económica. El aprovechamiento energético de la biomasa es una alternativa para generar riqueza en el sector forestal. Por ejemplo, el monte español necesita alternativas de

negocio complementarias a los tradicionales (papel, aserrío, tablero) para lo cual es necesario establecer un nuevo marco de relaciones [15].

-Prevención de incendios. “Si los montes fuesen negocio, probablemente se quemarían menos” [35]. La bioenergía constituye la mejor herramienta para la prevención de incendios.

-Cambio climático.

- Por medio de la cogeneración, el humo de la combustión se enfría antes de salir para aprovechar el calor residual en otros procesos.
- Una planta de biomasa media puede evitar 200000 toneladas de CO₂ al año que emitiría una central térmica de carbón [31]. Corresponde a un balance neutro de las emisiones de CO₂, al cerrar el ciclo del carbono que comenzaron las plantas al absorberlo durante su crecimiento, ya que este CO₂ sólo proviene de la atmósfera en la que vivimos y necesita ser absorbido continuamente por las plantas si se desea mantener en funcionamiento la producción energética con biomasa.
- Las cenizas resultantes se usan como abonos y fertilizantes agrícolas.

4. Normas y referencias

4.1. Disposiciones legales y normas aplicadas

-Directiva 2004/8/CE de 11 de Febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía y por la que se modifica la Directiva 92/42/CEE.

-Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.

-Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 ha sido aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

-Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-El Real Decreto 1565/2010, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

-Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

-La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que incluye, en su Artículo 78, los objetivos nacionales mínimos en materia de ahorro y eficiencia energética y energías renovables.

-UNE-EN 14961 – Biocombustibles sólidos.

-Ley de Montes 43/2003 de 21 de noviembre de 2003.

-Ley 24/2005, de 18 de noviembre, de reformas para el impulso a la productividad.

-La Ley 9/2006 y el Real Decreto Legislativo 1/2008 en lo que respecta a la regulación en materia ambiental.

-Norma UNE 157001: Criterios generales para la elaboración de proyectos.

4.2. Bibliografía

4.2.1. Libros o publicaciones

[1] “La biomasa y sus aplicaciones energéticas”, de Antonio Madrid, AMV ediciones, primera edición, año 2012.

[2] “Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética”, obra coordinada y dirigida por Guillermo San Miguel y Fernando Gutierrez, Universidad Politécnica de Madrid, año 2015.

[3] “Los biocombustibles” colección energías renovables de Manuel Camps Michelena y Francisco Marcos Martín, 2ª Edición, año 2008.

[4] “Biomasa y sus tecnologías energéticas aplicadas”, de Fernando Mateo - Francisco González, José Ignacio Linares - Alfonso Maillo, Guillermo Moreno – Victor de Ávila, Miguel Cabrera – Miguel Ángel Relaño, año 2012.

[5] “Energy production from biomass (part 1, part 2, part 3): Overview of biomass, de Peter Mckendry, año 2001.

[6] “Review of Combined Heat and Power Technologies”, de Office of energy efficiency and renewable energy, U.S. Department of Energy, año 1999.

[7] Artículo: Influence of the biomass gasification processes on the final composition of syngas. Energy Procedia 36 (2013) 596-606. Nuno Couto, Abel Rouboa, Valter Silva, Eliseu Monteiro, Khalid Bouziane. TerraGreen13 International Conference.

[8] Artículo: Gasificación de biomasa para la producción sostenible de energía. Revisión de las tecnologías y barreras para su aplicación. Luis Ernesto Arteaga-Pérez, Yannay Casas-Ledón, Jagni Cabrera-Hernández, Lizet Rodríguez Machín.

[8] “Termodinámica Lógica y Motores Térmicos”, de José Agüera Soriano, año 1999.

[9] “Manual de combustibles de madera”, de AVEBIOM, año 2008.

[10] “Libro Verde de la Energía” realizado por la Unión Europea en 2005.

4.2.2. Páginas Webs

[11] IDAE (Instituto para la Diversificación de y ahorro de la Energía): <http://www.idae.es/>

[12] AGENBUR (Agencia Provincial de la Energía de Burgos): <http://www.agenbur.com/>

[13] REE (Red Eléctrica de España): <http://www.ree.es/>

[14] ACCIONA Energía: <http://www.acciona-energia.com/>

[15] APPA (Asociación de productores de energías renovables): <http://www.appa.es/>

[16] INE (Instituto Nacional de Estadística): <http://www.ine.es/>

[17] Energía y Minería de Castilla y León, Junta de Castilla y León:
<http://www.energia.jcyl.es/>

[18] CIENER (Centro Internacional de la Energía):

<http://www.ciener.es/index.php/plantas-de-cogeneracion>

[19] ICOGEN: <http://icogen-sa.com/>

[20] ENDESA: <https://www.endesa.com/>

[21] ENERGRUP: <http://www.energrup.com/>

[22] EQTEC: <http://www.eqtec.es/es>

- [23] Quintanar de la Sierra: <http://www.quintanardelasierra.es/municipio>
- [24] Bosque Urbión: <http://www.urbion.es/>
- [25] Plantas de cogeneración: <http://www.plantasdecogeneracion.com/>
- [26] Árboles ibéricos: <http://www.arbolesibericos.es/>
- [27] Absorsistem: <http://www.absorsistem.com/>
- [28] Ecoticias <http://www.ecoticias.com/>
- [29] Twenergy: generación eléctrica: <https://twenergy.com/>
- [30] Gobierno de Aragón: <http://www.aragoninvestiga.org/>
- [31] Energías renovables: <http://www.energiasrenovablesinfo.com/>
- [32] FEDER (Fondo Europeo de Desarrollo Regional): <http://www.red.es/redes/>
- [33] ENERSILVA: <http://www.enersilva.org/>
- [34] El periódico de la energía: <http://elperiodicodelaenergia.com/>
- [35] Blog Tecnología y Energía verde: <http://tecnologiayenergiaverde.blogspot.com.es/>
- [36] Blog Greene: <http://greene.es/>
- [37] Sodebur (Sociedad para el Desarrollo de la Provincia de Burgos):
<http://www.sodebur.es/es/burgos/>
- [38] Iberdrola: <https://www.iberdrola.es/>
- [39] EurObservER: <https://www.eurobserv-er.org/>

4.2.3. Vídeos

- [40] ACCIONA: ¿Cómo funciona la biomasa? | Sostenibilidad
<https://www.youtube.com/watch?v=F2z1w9Xho44>
- [41] Planta de biomasa en Sangüesa (Navarra, España). ACCIONA

<https://www.youtube.com/watch?v=hwk8JtLaiBs>

[42] Cómo funciona una central eléctrica de biomasa. Endesa Educa.

<https://www.youtube.com/watch?v=ddsQfMNWnP4>

[43] Biomasa - La energía de la naturaleza (BIOPLAT):

<https://www.youtube.com/watch?v=s6OjgzC8IBQ>

[44] Visita planta cogeneración con biomasa. Grupo Nova Energía.

<https://www.youtube.com/watch?v=0UUPWT9ZgM8>

4.3. Programas de cálculo

Microsoft Office Word 2010.

Microsoft Office Excel 2010.

Portal web de búsqueda de suelo y techo industrial en la Provincia de Burgos de Sodebur.

AutoCAD 2014.

5. Definiciones y abreviaturas

5.1. Definiciones

- Biocombustible. Combustible sólido, líquido o gaseoso obtenido a partir de la biomasa.
- Calor residual. Energía calorífica que no ha sido utilizada en un proceso industrial térmico y es descargada a la atmósfera, suelo o aguas circundantes, en forma de calor, sin aprovechamiento. En los sistemas de cogeneración se aumenta la eficiencia energética a base de aprovechar ese calor residual para obtener agua caliente o vapor.
- Central eléctrica. Instalación donde se efectúa la transformación de una fuente de energía primaria en energía eléctrica.
- Central energética. Instalación donde se transforma una fuente de energía primaria en energía útil (normalmente electricidad y/o calor).
- Cogeneración. Producción simultánea de electricidad y calor a partir de una sola fuente energética, consiguiendo un mayor rendimiento final.
- Combustibles sólidos. Productos combustibles que se presentan en forma sólida.
- Combustibles fósiles. Sustancias combustibles proceden de residuos vegetales o animales almacenados en periodos de tiempo muy grandes. Son el petróleo, gas natural, carbón, esquistos bituminosos, pizarras y arenas asfálticas.
- Cultivo energético. Cultivo de especies de crecimiento rápido, renovables cíclicamente y que permiten obtener en gran cantidad una materia prima destinada a la producción de combustibles y carburantes de síntesis.
- Efecto invernadero. El que producen unos material y sustancias que tienen distinto comportamiento transmisivo en función de la longitud de onda de la radiación. Dejan pasar una parte importante de la radiación de onda corta (solar, por ejemplo) y reflejan la radiación de onda larga que emiten los cuerpos a temperaturas próximas a la del ambiente.
- Energía. Propiedad de los cuerpos que se manifiesta por su capacidad de realizar un cambio (de posición o de cualquier otro tipo).
- Energía eléctrica a partir de biomasa. Se obtiene, principalmente, a partir de la transformación de biomasa procedente de cultivos energéticos, de la biomasa forestal

primaria y de los residuos de las industrias. La tecnología a utilizar para conseguir energía eléctrica depende del tipo y cantidad de biomasa.

- Energía térmica. Es con la energía que se obtiene agua o aire caliente, vapor, etc. Es la aplicación más extendida de la biomasa natural y residual.
- Energía útil. Energía de que dispone el consumidor después de la última conversión realizada por sus propios aparatos.
- Entalpía. Energía de una corriente que fluye, suma de la energía interna y el producto pv (energía de flujo).
- Exergía. Propiedad termodinámica que mide la calidad de la energía y sirve de referencia para la valoración de la eficiencia de los procesos energéticos. Se define como el trabajo (energía de mayor calidad) útil máximo que puede intercambiar un sistema que no está en equilibrio con el ambiente.
- Fotosíntesis. Es la función por la que las plantas absorben la energía lumínica del sol en unas células llamadas cloroplastos, que contienen una sustancia llamada clorofila, pigmento que absorbe la energía luminosa del sol. También toman el agua del suelo y el CO_2 de la atmósfera, produciéndose como resultado final hidratos de carbono.
- Gas natural. Gas combustible, rico en metano, que proviene de yacimientos naturales. Contiene cantidades variables de los hidrocarburos más pesados que se licúan a la presión atmosférica, así como vapor de agua; puede contener, también, compuestos sulfurados, como son el gas carbónico, nitrógeno o helio.
- Gases licuados del petróleo (GLP). Hidrocarburos en C3 y C4 y sus mezclas. Se mantienen gaseosos en condiciones normales de temperatura y presión y pasan al estado líquido elevando su presión o disminuyendo la temperatura. Los más corrientes son el propano y los butanos.
- Hidrocarburo. Compuesto químico cuyos elementos componentes son el hidrógeno y el carbono.
- Julio (J). Unidad de energía igual al trabajo por la fuerza de un newton (N) que desplaza su punto de aplicación un metro (m). Es la unidad básica de energía del Sistema Internacional de Unidades.
- Kilovatio. Unidad de potencia, es decir energía por unidad de tiempo: $1kW = 1000 W = 1000 J/s$.
- Kilovatio-hora. Unidad de energía, muy frecuente en electricidad: $1kWh = 3,6 \times 10^6$ Julios.

- Lecho fluidizado. Lecho de combustible asociado a partículas no combustibles manteniendo en suspensión mediante corrientes de aire.
- Líneas de alta tensión. Conjunto de conductores, aislantes y accesorios destinados a la conducción de energía eléctrica con tensión superior a 1 kV.
- Megavatio (MW). Un millón de vatios (W).
- Ozono. Es la molécula triatómica de oxígeno. Está presente en la estratosfera y en la troposfera y absorbe las radiaciones ultravioletas procedentes del sol.
- Pellet. Cuerpo cilíndrico o esférico cuya mayor dimensión es inferior a 1 cm, obtenido por la agregación de materiales finamente divididos. En el ámbito energético los materiales que los componen son residuos de madera o similar.
- Poder calorífico inferior (PCI). Cantidad de calor desprendida en la combustión completa de una unidad de combustible, supuesto no condensado el vapor de agua y recuperado el calor.
- Poder calorífico superior (PCS). Cantidad de calor desprendida en la combustión completa de una unidad de combustible estando condensado el vapor de agua y recuperado el calor.
- Potencia. Variación de la energía intercambiada con el tiempo. La unidad de potencia es el vatio (W): $1W = 1 J/s$.
- Rendimiento. Relación entre la cantidad de energía útil a la salida de un sistema y la cantidad de energía suministrada a la entrada.
- Residuo. Material rechazado como de ningún valor inmediato o abandonado como residuo de procesos o de actividades. Puede ser basuras agrícolas, industriales, comerciales y domésticos.
- Residuos forestales. Residuos provenientes de los tratamientos a que se somete a las masas forestales.
- Sistemas de climatización. Conjunto de dispositivos empleados para producir condiciones microclimáticas de confort.
- Syngas. Gas de síntesis o syngas (en inglés) es un combustible gaseoso obtenido a partir de sustancias ricas en carbono (hulla, carbón, coque, nafta, biomasa) sometidas a un proceso químico a alta temperatura. Contiene cantidades variables de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H₂).
- Tonelada equivalente de petróleo (tep). Unidad de medida convencional que se utiliza para hacer comparaciones estadísticas. Corresponde a la cantidad de energía que libera la combustión de una tonelada de petróleo crudo: $1 tep = 4,2 \times 10^7 J$.

- Turbina. Máquina que genera energía mecánica.
- Turbina de gas. Utiliza gas de síntesis procedente de la gasificación de un recurso sólido. Si los gases de escape de la turbina se aprovechan en un ciclo de vapor se habla de un ciclo combinado.
- Vatio (W). Unidad de potencia: $1\text{ W} = 1\text{ J/s}$, es más usual emplear el kilovatio (kW).

5.2. Abreviaturas

- CHP = Combined Heat and Power (cogeneración)
- tMS = toneladas de materia seca
- tep = Tonelada equivalente de petróleo
- PCI = Poder calorífico inferior
- PCS = Poder calorífico superior
- GLP = Gases licuados del petróleo

6. Requisitos de diseño

La empresa que ha contratado el estudio requiere implantar una planta de cogeneración a partir de biomasa en territorio español, y además que sea capaz de abastecer energéticamente la localidad en la que se encuentre.

Una de las vías de investigación de gran importancia que se ha seguido en el presente estudio, ha sido indagar en las plantas de generación de energía a partir de biomasa presentes en España como son las plantas de Acciona de Briviesca (Burgos), de Sangüesa (Navarra) y Miajadas (Cáceres) y numerosos casos de estudio como los de las empresas TAIM-WESER, Iberdrola, Grupo Guascor, Finaltair Energía, entre otras. Otra de las vías, ha sido la comunicación de forma telefónica y/o telemática.

Los requisitos a la hora de implantar la instalación han sido:

- Ser una instalación de cogeneración con biomasa.
- Localización específica de la planta en territorio nacional.
- Abastecer eléctricamente los hogares presentes en la localidad.

6.1. Instalación de cogeneración con biomasa

Que la planta sea de cogeneración, en el caso del estudio, se basa en la producción combinada de calor y electricidad, requiere para ello que exista dos aprovechamientos. El presente estudio se centrará en el aprovechamiento eléctrico. Además se expone que el cliente exige que la instalación tenga el mayor rendimiento eléctrico posible.

La cogeneración es entendida como la producción combinada de calor o frío útil y con valor económico justificable, y energía eléctrica o mecánica, explicada con más detalle en el Anexo III. Proceso Térmico. De hecho, los análisis de las distintas soluciones tendrán gran valor para lograr alcanzar los distintos procesos térmicos que consigan el mayor rendimiento

eléctrico de la instalación, como se puede ver más adelante en el apartado 7 de Análisis de soluciones.

Se requiere que el recurso explotado en la instalación sea biomasa. Destacando que se puede aplicar todos los ciclos que se llevan a cabo con otros combustibles [11].

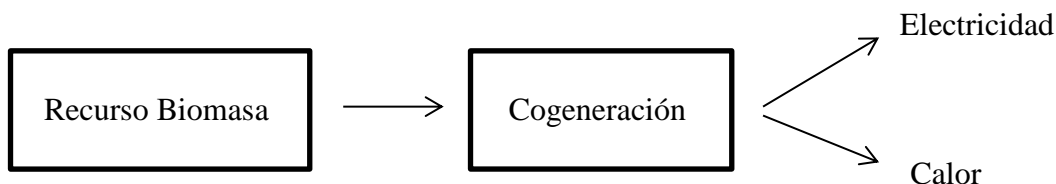


Figura 1. Esquema de una instalación de cogeneración energética de biomasa.

Unas de las principales causas por lo que se ha requerido dicho tipo de instalación ha sido porque se produce la energía donde se consume, por lo que provoca menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas. Además, presenta una mayor cantidad de ventajas que se detallan en el Anexo II. Biomasa.

6.2. Localización de la planta

Se requiere una localización de la planta próxima al lugar de explotación del recurso de la biomasa seleccionado, para así presentar una reducción de costes en general (transporte, organización, logística, etc.) y mayores facilidades de funcionamiento.

Debe ser una localidad perteneciente al territorio español, con recursos suficientes para su aprovechamiento y con una política a nivel autonómico que presente facilidades para su implantación.

Con ello, se busca por parte del cliente explotar zonas que se encuentran en desuso y adicionalmente, alcanzar ayudas económicas por parte del gobierno nacional para el desarrollo de este tipo de instalaciones.

6.3. Consumo energético

El objetivo principal de la instalación que se diseña es el abastecer completamente el consumo eléctrico de los hogares que forman la localidad que se seleccione. Además, de la generación de calor útil aprovechable en la región.

6.3.1. Generalidades

A continuación, se presenta como varía la distribución del consumo de energía en el territorio español, aunque se resalta que la localidad seleccionada posteriormente, presentará variaciones. No obstante, esta información es necesaria para conocer el comportamiento de la sector energético actualmente en España.

Se demanda electricidad en cada instante para llevar a cabo las siguientes tareas:

- Mantener la producción de fábricas.
- Desarrollar la actividad de comercios y empresas.
- Abastecer el consumo de los hogares.

En el gráfico realizado a continuación a partir de la REE [13], se representa cómo se divide el consumo de energía eléctrica en España:

Distribución del consumo eléctrico

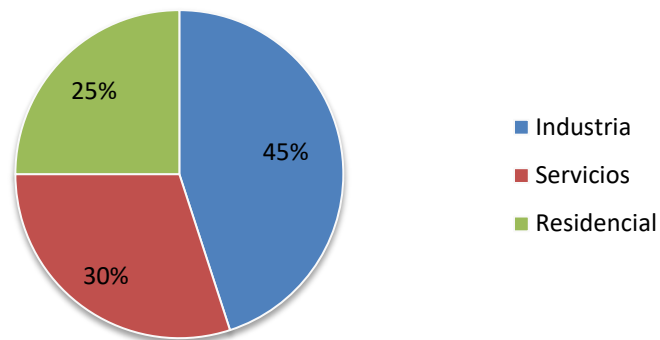


Figura 2. Distribución del consumo eléctrico.

Según el gráfico, el consumo industrial representa la mayor parte del consumo eléctrico, aunque cabe destacar que está bastante repartido entre el consumo de servicios, residencial y el industrial.

Cuando se demanda mayor cantidad de energía en determinados momentos del día a partir de datos de la REE, se le llaman horas punta o de mayor consumo eléctrico. Al caso contrario, es decir, a las horas de menor consumo se le define como horas valle.

Tabla 1. Consumo eléctrico diario en España.

	Invierno	Verano
Horas Punta	11:00 a 12:00 / 19:00 a 20:00	Horas del mediodía
Horas Valle	Horas nocturnas	Horas nocturnas

Fuente: Elaboración propia (REE).

En invierno, los mayores consumos corresponden a la actividad de empresas/servicios y hogares (uso de hornos y cocinas) durante el mediodía; y en las últimas horas del día, al coincidir la actividad comercial y la ocupación de hogares. Por el contrario, en verano, aparecen en las horas del mediodía coincidiendo con los momentos de mayor temperatura.

Las horas valle corresponde a las horas nocturnas, debido a la inactividad general salvo específicamente a la demanda industrial de grandes fábricas que mantienen un consumo importante por emplear energía 24 horas al día, obteniendo una gran ventaja económica al ser más barato el consumo durante estas horas. Algunos servicios también se mantienen en funcionamiento a estas horas, como son el alumbrado público, hospitales, equipamientos informáticos, etc.

6.3.2. Consumo doméstico

Se especifica este tipo de consumo, ya que es el objetivo principal a abastecer de la instalación. Mediante datos de la REE, la cantidad de energía que se consume en un hogar varía en función del tamaño y tipo de la vivienda, su ubicación y el número de ocupantes. Por lo que el consumo doméstico total de la localidad, será el producto del dato de consumo medio de un hogar expuesto y el número de viviendas presentes.

Tabla 2. Características del consumo doméstico.

	Anual
Consumo medio de un hogar	3,272 kWh
Facturación media	500 €
Emisiones de CO2 medias por hogar	1300 kg

Fuente: Elaboración propia (REE).

Una vez reflejados los datos anuales, a continuación se presenta el gráfico que proporciona la Red Eléctrica de España (REE) para la exposición del consumo mensual de un hogar medio en España a lo largo de un año natural.

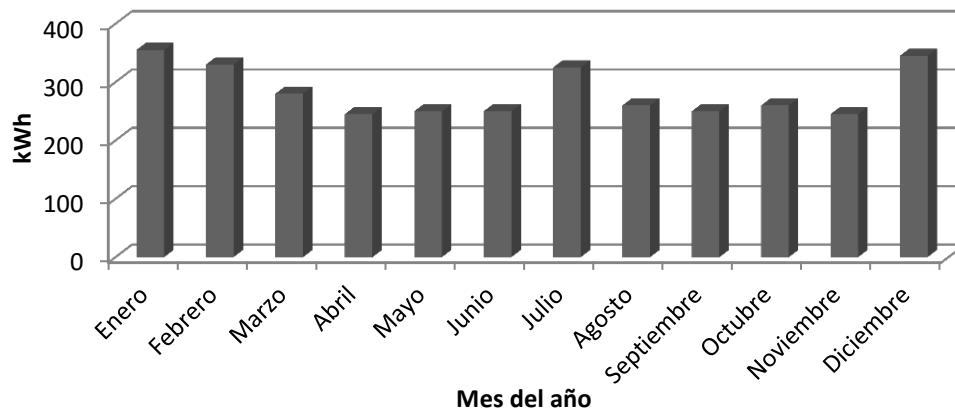


Figura 3. Consumo mensual de un hogar medio español (REE).

Tal y como se puede observar en la gráfica anterior los meses que experimentan un mayor consumo eléctrico son enero, febrero, julio y diciembre, dato de elevado valor de importancia a la hora de predecir el consumo de energía.

Para obtener una clara exposición de los requisitos de diseño elaborados por el cliente, se presenta la siguiente tabla a modo de resumen:

Tabla 3. Resumen de los requisitos del cliente.

Requisitos de diseño de la planta	Especificaciones
Planta de cogeneración con biomasa	Con el mayor rendimiento eléctrico posible
Localización de la planta	En territorio español
Consumo	Abastecer completamente el consumo eléctrico de los hogares de la localidad seleccionada, y parte de su consumo térmico

7. Análisis de soluciones

Para llegar al diseño final de la instalación, se requiere realizar una serie de elecciones y sus análisis respectivos, tal y como se muestra a continuación.

7.1. Localización de la planta

Las regiones donde existe mayor disponibilidad de biomasa y que son más propensas a la implantación de una instalación de este tipo, análisis por medio de organismos como el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) perteneciente al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, AGENBUR (Agencia Provincial de la Energía de Burgos), Sodebur (Sociedad para el Desarrollo de la Provincia de Burgos), entre otros, se ha concretado en Galicia, Castilla León, Barcelona y País Vasco.

Se ha realizado una investigación a cerca de la posibilidad de Tenerife como localización a la planta estudio, pero rápidamente se desechó al encontrar anuladas opciones de viabilidad de proyectos de aprovechamiento energético de este tipo actualmente. Al poseer insuficiente disponibilidad de biomasa útil que se requiere, siendo necesario la importación de recursos, y por tanto, la viabilidad se ve muy reducida.

A través de documentación del IDAE [11] se estudió la localización en la región de Galicia, debido al ser la comunidad española con mayor disponibilidad de recursos de biomasa y tener, en un futuro próximo, planes importantes de inversión y desarrollo de plantas de este tipo. No obstante, esta opción fue anulada debido a la insuficiente información acerca de las localizaciones y datos concretos de espacios propensos a su explotación; además de la barrera de la lengua gallega para la lectura e interpretación de los documentos trabajados.

Según el Plan Regional de ámbito sectorial de la bioenergía de Castilla y León [17], a nivel nacional destaca que un 52% del territorio de Castilla y León sea forestal y, más concretamente, que un 32% corresponde a superficie arbolada (arbolado denso o claro). Se

trata de la Comunidad Autónoma con mayor capital forestal en España, estimándose las existencias (2009) en más de 167.000.000 m³ de volumen maderable y en 200.000.000 t anhidra de material vegetal total.

Un estudio de disponibilidad de biomasa llevado a cabo por Sodebur [37] realizó una investigación y concluyó de manera positiva sobre la opción de Ávila. No obstante, se estableció una comunicación directa con dicho organismo, y se negó esa posibilidad al no presentar grandes ventajas para su implantación actualmente.

Tras varias investigaciones se analizó la región de Burgos, debido a su tradición agrícola y forestal, y al desarrollo de un capital humano excelentemente formado en ambos campos. Burgos dispone de una gran variedad de biomasa. Los últimos estudios según AGENBUR [12], apuntan a 179.198 toneladas/año de biomasa aprovechable de origen forestal, concentrada principalmente en dos zonas, las Merindades y Demanda- Pinares. Además, en ambas comarcas se desarrollan con mayor o menor intensidad, procesos productivos de transformación de la madera, actividad que libera materia prima para la bioenergía. También se valora poseer fácilmente una vía de comunicación con el área de biomasa de la Junta de Castilla y León, con el fin de obtener la necesaria documentación acerca de la región y así poder localizar de forma específica la planta y el tipo de aprovechamiento de recursos.

Una de las grandes ventajas de Burgos es la disponibilidad de suelo industrial (en el caso de las Merindades y Demanda-Pinares son 582.740 m² y 862.082,17 m², respectivamente) en zonas cercanas a los principales focos de producción de biomasa [12]. Esta situación facilita la implantación de empresas que trabajan con la biomasa como materia prima. Debido a ello, numerosos proyectos ya se han hecho realidad dentro de la Provincia. Por ello, posee beneficios socioeconómicos y medioambientales que conlleva el aprovechamiento energético de este recurso y sitúa al sector como uno de los que más potencial puede desarrollar en los próximos años.

Según el estudio de disponibilidad de biomasa en la provincia de Burgos realizado en 2013 por AGENBUR, una de las zonas con mayor proyección en cuanto al desarrollo de negocios por el aprovechamiento de la biomasa es el pueblo de Quintanar de la Sierra, que pertenece a la comarca expuesta. Tras un análisis, dicho pueblo es el seleccionado para la

localización de la planta y como localización de la nave, se plantea el polígono industrial de El Majano, por su proximidad a zonas de explotación del recurso.

Una vez que se ha concretado la localización de la planta, se quiere abastecer completamente la demanda eléctrica de los hogares que forman dicha localidad, presentándose un valor de 1258 hogares en la actualidad.

7.2. Tipo de biomasa empleada

Uno de los gruesos del estudio es la elección del tipo de biomasa como recurso explotado, a causa de la gran diversidad de los mismos. Se clasifican atendiendo a tres factores como se enuncia en la tabla 2 del anexo II. Biomasa, según su origen biológico, su procedencia y al tipo de combustible que pertenece.

7.2.1. Tipo de recurso

La región de Burgos presenta una gran disponibilidad de biomasa forestal y una serie de ventajas (sociales, económicas y ambientales) debido a su aprovechamiento, como se muestra en el anexo II. Biomasa, así que se optó por su elección. Además, es la primera provincia de Castilla y León en consumo de biomasa leñosa en el sector residencial, más de 80.000 tMS (toneladas de materia seca) [12], lo que implica la posibilidad de ampliar y mejorar la cadena de suministro de dicha biomasa.

A continuación se presenta mediante una figura con su correspondiente tabla de leyenda, la elevada disponibilidad de este tipo de recurso en la región:

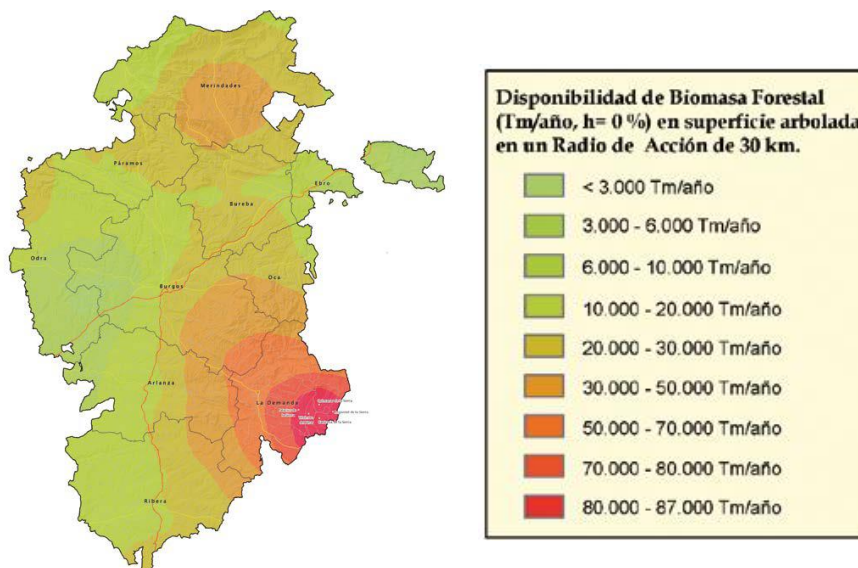


Figura 4. Previsiones de biomasa forestal en Burgos (AGENBUR, Estudio sobre el potencial de aprovechamiento de biomasa en la provincia de Burgos).

Como se puede apreciar en la figura anterior, la comarca de Pinares (señalada en color rojo), donde se establece la planta estudio, se precisa como la región de mayor disponibilidad de este recurso, llegando a valores de 80000-87000 toneladas al año. Siendo uno de los principales factores para la elección en este estudio.

La Comarca de Pinares de Burgos y Soria, que se extiende a los pies de los Picos de Urbión, es un ejemplo de espacio natural con una gran tradición de gestión forestal y una población fuertemente vinculada a sus bosques. Este bosque es la masa boscosa continua más extensa de la península ibérica, abarca 100.000 ha de superficie, entre las provincias Burgos y Soria (15 municipios de Burgos y 20 de Soria) [12].

Tal y como se puede observar en la siguiente imagen, está señalado los límites del bosque Urbión, donde se va a llevar a cabo el aprovechamiento de esta especie.

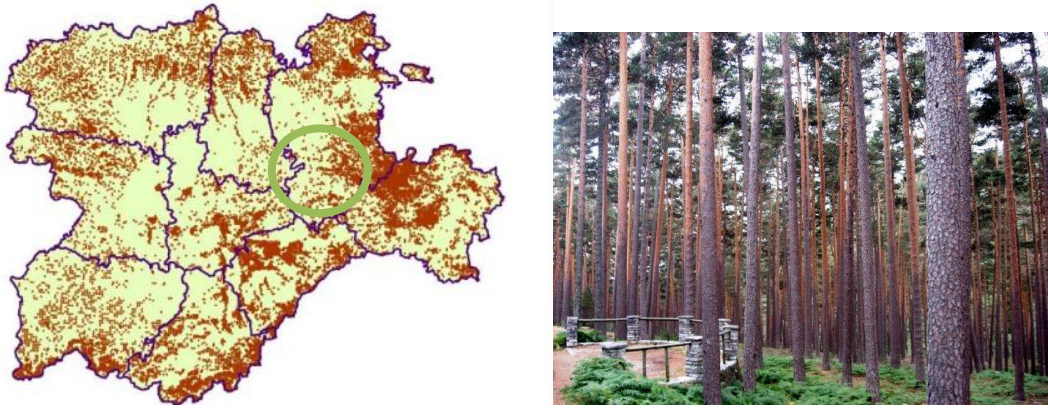


Figura 5. Localización Comarca de pinares (AGENBUR, Estudio potencial de biomasa).

El Bosque Modelo Urbión tiene como fin el promover la gestión integral y sostenible de los recursos forestales, su conocimiento y conservación en la zona de Pinares de Burgos y Soria, así como el mantenimiento de la población local y su calidad de vida [24].

Se observa, a continuación, la disponibilidad de biomasa potencial en la zona de Pinares, presentado en un informe realizado por la Agencia Provincial de la Energía de Burgos (AGENBUR). Los datos representan la biomasa forestal disponible en la zona burgalesa de dicha comarca.

Tabla 4. Biomasa disponible parte de Burgos de la comarca de Pinares.

Tipo de bosque	Tm/año (H=0%)	Ha	Tm/ha año (H=0%)	Tep/año
Pinus halepensis	-	-	-	-
Pinus nigra	1.516	1.779	0,85	701
Pinus pinaster	2.533	7.232	0,35	1.226
Pinus pinea	-	-	-	--
Pinus radiata	-	-	-	-
Pinus sylvestris	23.704	32.611	0,73	11.784
Encinar	586	1.522	0,38	265
Rebollar	10.353	23.691	0,44	4.964
Quejigar	149	578	0,26	64
Hayedo	941	2.605	0,36	436
Sabinar	371	3.215	0,12	208
Choperas de producción	507	488	1,04	188
Total general	40.660	73.720	0,55	19.836

Fuente: AGENBUR.

7.2.2. Especie seleccionada mayoritaria

Debido a los datos facilitados por AGENBUR, se precisa que la especie de mayor abundancia en territorio nacional y a nivel de la comarca de Pinares es el pinus sylvestris. Por lo que sería el recurso más aprovechable con fines energéticos debido a la cantidad existente en la zona de extracción.

Se caracteriza por ser un árbol que puede alcanzar hasta 40 m, con porte esbelto y tronco recto, aunque en ocasiones se puede encontrar con aspecto retorcido y tortuoso. La corteza de la parte superior del tronco y de las ramas gruesas es muy característica por su color asalmonado y sus finas láminas que se desprenden. Las hojas se disponen en parejas,

son aciculares, cortas, de 3 a 7 cm, flexibles y generalmente retorcidas, de un cierto color verde grisáceo o verde azulado [24].

Destacando que dicha especie de pino tiene un temperamento robusto, de luz, colonizando bien en terrenos desarbolados pero creciendo mal a la sombra de otras especies.



Figura 6. Pinus Sylvestris (Wikipedia).

Su preferencia son los lugares con precipitaciones superiores a los 600 mm aunque vive sin complicaciones en áreas de hasta 400 mm de precipitaciones [24].

7.2.3. Tipo de combustible

Como posibles combustibles existen numerosas opciones, destacando pellets y astillas al ser los más empleados para el aprovechamiento energético que concierne a la planta estudio. A través de distintas documentaciones de la Junta de Castilla y León se concluye con carácter general, que suele ser más rentable económicamente el uso de un combustible de biomasa más “bruta” que los pellets, como son las astillas, al necesitar pretratamientos más sencillos.

Las astillas son materiales o fragmentos irregulares de madera que dan lugar a un combustible local respetuoso con el medioambiente [3]. Para el proceso de generación de

astillas de madera no es necesario someter los bosques a la tala de árboles gracias a que se puede utilizar los restos de la madera que ofrece la naturaleza como por ejemplo, corteza, y ramas.



Figura 7. Astillas (Biomasa Energética Sernemasa).

El uso de este combustible natural es ideal tanto para instalaciones pequeñas, como para instalaciones de mayor potencia, además facilita una combustión libre de problemas y genera menos ceniza. Además está muy presente en el territorio español, debido que más del 50% de la biomasa que se consume son astillas con distintas calidades, dato reflejado en la figura 3 del anexo II. Biomasa, apartado Mercado de la biomasa forestal en España.

Como inconvenientes, surge la necesidad de un mayor espacio de almacenamiento que en el caso de los pellets y el hueso de aceituna. A causa de esto, el transporte sólo se justifica hasta una distancia corta, menor a 50 km, como es el caso de la planta estudio.

Hay que tener presente una serie de consideraciones como es su composición variable, siendo preciso el secado de la materia prima ya sea de forma natural o artificial hasta una humedad inferior al 45%; y por último, que presentan un contenido en cenizas inferior al 5% [3].

7.3. Proceso térmico

Una vez obtenida el recurso de biomasa, su transformación en energía se puede hacer de muchas formas, tal y como presenta el anexo III. Proceso Térmico, dónde se hace una exhaustiva descripción y comparación de los posibles soluciones.

7.3.1. Elección de la tecnología de aprovechamiento energético

Primeramente, se divide en métodos termoquímicos o métodos bioquímicos, seleccionándose el empleo de los termoquímicos para este caso, porque producen un mayor aprovechamiento de los recursos.

Estos métodos se basan en la utilización del calor como fuente de transformación de la biomasa, y están muy desarrollados para la biomasa seca. A su vez, se distinguen tres tipos de procesos que dependen de la cantidad de oxígeno presente en la transformación, todos ellos se producen en condiciones de altas temperaturas y baja humedad:

-Combustión.

-Pirólisis

-Gasificación.

Existen numerosas causas por la que el proceso de gasificación es el más adecuado en dicho caso [1] y [2], por ejemplo:

-Permite distintos aprovechamientos. Si se trata de biomasa líquida (aceites de pirólisis, biodiésel, etc.) o gaseosa (biogás o gas de síntesis), además de calderas, se pueden emplear tanto motores de combustión interna alternativos (MCIA) como turbinas de gas. En estos casos, la potencia eléctrica puede variar en un rango muy amplio, desde pocos kW hasta muchos MW.

-Elevado rendimiento eléctrico. Además de sustituir a combustibles ligeros de origen fósil, la gasificación permite obtener altos rendimientos eléctricos a partir de biomasa, cuestión muy difícil mediante combustión directa para generación de vapor y posterior expansión de éste en un turbo alternador. Mediante gasificación se pueden alcanzar rendimientos eléctricos de hasta un 30-32% mediante el uso de moto-generadores accionados por syngas (gas de síntesis proveniente de la transformación del recurso de biomasa a través de procesos químicos), mientras que con un ciclo Rankine convencional simple las cifras rondan un 22% de rendimiento eléctrico.

-El rendimiento del proceso de gasificación varía dependiendo de la tecnología. El combustible y el agente gasificante que se utilice, en el rango de 70-80%. El resto de la energía introducida en el combustible se invierte en las reacciones endotérmicas, en las pérdidas de calor de los reactores, en el enfriamiento del syngas, necesario para su secado (eliminación de vapor de agua) y filtración, y en el lavado (cuando es necesario eliminar los alquitranes).

-Mayor facilidad de manejo frente a un sólido. Ya que se pueden emplear distintos combustibles de manera homogénea, es decir, se pueden realizar modificaciones progresivas de combustibles en mucho rango, desde biomasa forestal hasta residuos.

-Impacto ambiental menor. Nivel bajo de los contaminantes generados en el proceso.

También se presentan una serie de desventajas con la elección de dicho proceso [1] y [2], como son las siguientes:

-Supone un incremento en la inversión en comparación con la combustión, debido a que es necesaria una mayor calidad de combustible.

-El principal problema es que se produce alquitranes, por lo que se ha de llevar a cabo un proceso de eliminación de ellos, para que así no exista ninguna complicación en la instalación como consecuencia.

-El agua de lavado de los gases debe ser tratada para alcanzar a los valores establecidos de emisión y vertido.

7.3.2. Gas de síntesis

Según el agente gasificante que se emplee se producen efectos distintos en la gasificación, y el syngas —producto final— varía en su composición y poder calorífico. Dependiendo del agente gasificante se obtiene un rendimiento u otro del proceso. La tecnología más empleada es la que utiliza aire como agente oxidante, por razones económicas y tecnológicas, por lo que va a ser la elección para dicho proyecto.

Pero también se puede emplear como agente gasificante:

-Vapor de agua u oxígeno.

-Hidrógeno.

Además el syngas que es obtenido por la gasificante mediante aire es el apropiado para motores de combustión interna convencionales, ya que como materia prima para la síntesis del metanol es un gas pobre.

7.3.3. Elección del tipo de gasificador

Un punto fundamental del presente estudio, es la elección del reactor de gasificación para el tratamiento de la biomasa. Cada uno de los reactores presenta ventajas e inconvenientes.

La elección depende de la capacidad de procesamiento, el tamaño del sistema de generación de energía en su conjunto, la calidad deseada del gas a obtener y el tipo y las características del recurso de biomasa empleado son factores que deciden su elección.

En la tabla siguiente, se presenta de forma precisa las principales características de los tipos de gasificadores (propulsados por aire), como la temperatura del gas de síntesis durante las reacciones químicas, la temperatura del gas de síntesis a la salida del gasificador, así como la cantidad a modo cuantitativo de alquitranes y partículas que se generan.

Tabla 5. Tipos de gasificadores.

	Temperatura (°C)		Alquitrán	Partículas	Capacidad	MWe	
	Reacción	Gas salida			Máx. (t/h)	Mín.	Máx.
Lecho Fijo							
Downdraft	1000	800	m. bajo	moderado	1.5	0.1	2
Updraft	1000	250	m. alto	moderado	10	1	10
Lecho Fluidizado							
Reactor único	85	800	normal	alto	10	1	20
Lecho Rápido	850	850	bajo	m. alto	20	2	50
Lecho circulante	850	850	bajo	m. alto	20	2	100
Lecho arrastrado	1000	1000	bajo	m. alto	20	5	100
Reactores gemelos	800	700	bajo	alto	10	2	50
Otros							
Horno rotatorio	800	800	alto	alto	10	2	30
Reactor ciclón	900	900 bajo	bajo	m. alto	5	1	10

Fuente Elaboración propia (Velo, E. Procesos termoquímicos de aprovechamiento de la biomasa, 2008).

Como se puede observar los gasificadores tipo lecho fluidizado, se utilizan para instalaciones de gran escala, mientras que los de tipo fijo abarcan menores escalas, como es el caso del proyecto en cuestión.

Se selecciona el gasificador tipo lecho móvil downdraft o de corrientes paralelas (los flujos de aire y gas son descendentes), al tener un bajo contenido en alquitranes y al concentrarse en instalaciones de escalas menores, potencia menor de 2 MW como es el caso

de estudio energético. Además, este tipo de configuración es más aceptable para aplicaciones en motores de combustión interna y turbinas de gas. Se destaca como ventaja principal, la obtención de un gas relativamente limpio frente al obtenido en los “updraft”.

Las desventajas son el contenido de cenizas y que se requiere un valor de humedad <20% en el gas producido; y por otra parte, el tiempo prolongado de encendido es de 20-30 min [2] y [4].

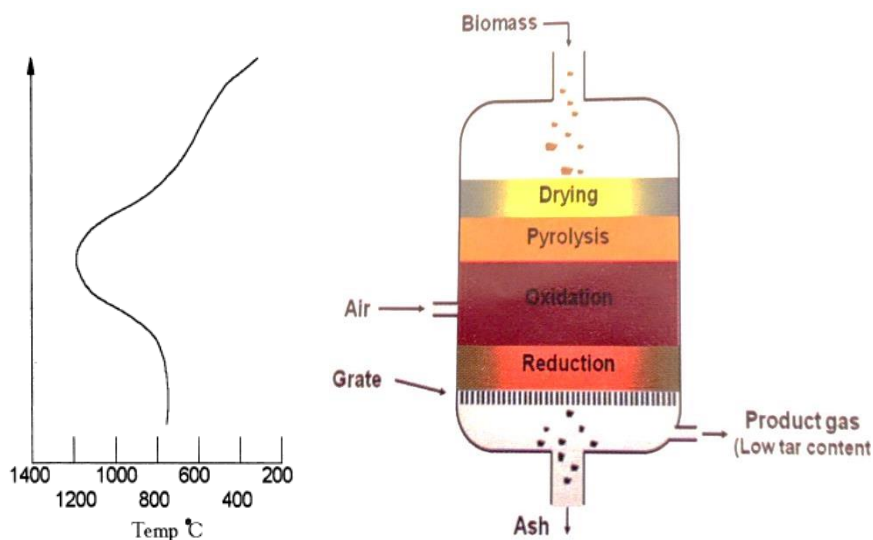


Figura 8. Gasificador tipo lecho móvil “downdraft” (McKendry, P. Energy production from biomass (part 3): gasification technologies, 2002).

7.3.4. Tipo de aprovechamiento del gas de síntesis

La termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía. Este tipo de procedimiento a partir de biomasa permite acercar la generación eléctrica y térmica a los centros de producción, reduciendo pérdidas de transporte y evitando la construcción de nuevas plantas de energía convencional que suministren esa demanda.

El aire se introduce como aporte de calor al proceso, mediante la combustión de parte del residuo carbonoso procedente de la biomasa introducida al reactor (gasificador). Se obtiene un gas de bajo poder calorífico, debido al alto contenido en nitrógeno del gas

generado. Este gas se puede utilizar como combustible en quemadores de calderas o turbinas de gas y en equipos de combustión interna.

Por medio de la siguiente tabla se realiza un análisis de los distintos tipos de aprovechamientos del gas de síntesis existentes:

Tabla 6. Comparativa de tipos de aprovechamiento.

	MACI	MACI	TURBINA DE	TURBINA DE GAS	
	C.DIESEL	C.OTTO	VAPOR	CILO SIMPLE	CICLO COMBINADO
Rendimiento eléctrico (%)	30-50	25-45	30-42	25-40	40-60
Rango de potencia (MW)	0.01-30	0.15-5	-	3-200	
Espacio requerido (m ² /kW)	0.02	0.02-0.03	<0.01	0.002-0.06	
Coste instalación (€/kWe)	78-1480		790-950	670-860	
Disponibilidad (%)	90-95	92-97	100	90-98	
Mantenimiento	Anual	Anual	>50000 h	30000-50000 h	
Tiempo de arranque	10s	10s	1h-1día	10min-1h	
Combustible	Gasoil, aceites residuales	GN, biogás, propano	Todos	GN, biogás, propano, aceites destilados	
Presión combustible (bar)	<0.35	0.07-3	-	8.5-35	
Ruido	Moderado	Moderado a	Moderado a	Alto (requiere edificio)	

	a alto (requiere edificio cerrado)	alto (requiere edificio cerrado)	alto (requiere edificio cerrado)	cerrado)
Uso calor recuperado	AC, vapor BP, “district heating”	AC, vapor BP, “district heating”	Vapor BP, “district heating”	Calor directo, AC, vapor BP- AP, “district heating”
Temperatura aprovechable (°C)	82-480	150-260	-	205-595

Fuente: Elaboración propia (Review of Combined Heat and Power Thechnologies).

Se concluye que los motores alternativos de combustión interna proporcionan los aprovechamientos más adecuados. Debido a que presentan mejores prestaciones como son los mayores rendimientos eléctricos, aunque menores rendimientos térmicos, menor tiempo de arranque necesario y que permite la producción de un intervalo menor de potencia que es de vital importancia en el caso de la planta de cogeneración en cuestión. De hecho, son útiles para el aprovechamiento de gases con bajo poder calorífico en comparación con las turbinas (de vapor y de gas) [5].

A parte de las elecciones de cada uno de los procesos a lo largo del estudio, también se ha realizado selecciones de equipos que componen el proceso de la instalación, por medio de informaciones técnicas proporcionadas por las empresas de fabricación. Como es el caso del secador tipo trommel, del gasificador, etc. Tal y como aparece en el anexo IV. Especificaciones de equipos.

8. Resultados finales

8.1. Localización de la planta

Se localiza la planta en Burgos, siendo la primera provincia de Castilla y León en consumo de biomasa leñosa en el sector residencial, más de 80.000 tMS [12], lo que implica la posibilidad de ampliar y mejorar la cadena de suministro de dicha biomasa.

La zona de Pinares dispone de una mayor concentración de biomasa y muy buenas posibilidades para establecer algún negocio basado en el uso de biomasa, al poseer 44157 tMS de pinos y frondosas [12].

En la siguiente imagen se puede apreciar las zonas de mayor concentración de biomasa en Burgos, destacando la zona de Pinares en color marrón (parte sureste)

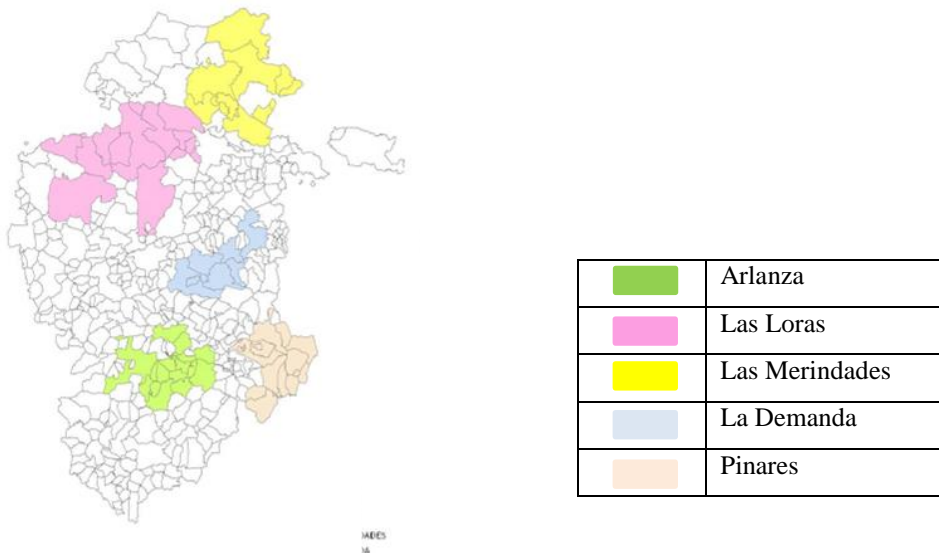


Figura 9. Mapa Burgos (AGENBUR).

Quintanar de la Sierra es un municipio del sureste de la provincia Burgos, Castilla y León, España. La extensión del municipio es de aproximadamente 60 km². El enclave donde

se encuentra este núcleo supera los 1.100 metros sobre el nivel del mar. Es uno de los municipios pinariegos de la comarca de Sierra de La Demanda [23].

El municipio de Quintanar de la Sierra forma parte de la Mancomunidad Alta Sierra de Pinares junto con los municipios vecinos de Regumiel de la Sierra, Neila, Canicosa de la Sierra, Palacios de la Sierra y Vilviestre del Pinar.

Dicho municipio tiene una población de 1939 habitantes, teniendo una máxima estacional de 2502 habitantes. Una altitud de 1113 m, posee 1258 viviendas familiares, 45 plazas hoteleras y 10 de turismo rural (1313 viviendas). Durante el siglo XX, la explotación comunal de los pinos, hayas y robles, ha supuesto un crecimiento poblacional de la villa y un aumento de la calidad de vida [23].

La localización exacta de la nave está presente en el polígono industrial de El Majano, situado en la localidad de Quintanar de la Sierra.

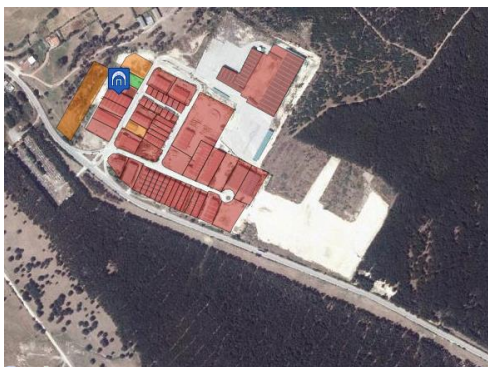


Figura 10. Polígono industrial de El Majano (Imágenes del visor de Sodeburg).

El polígono industrial está en estado de ampliación y consta de una superficie industrial del polígono de 84.152 m², superficies de zonas comunes de 9.512 m². Se encuentra situado junto a la carretera CL-117, se encuentra a 2,3 km del pueblo de Quintanar de la Sierra a unos 6 min aproximadamente y respecto a grandes ciudades: a 254 km de Madrid (2h 55min); de Burgos ciudad a 83,1 km (1h 4min); a 200 km de Valladolid (2h 13min); a 64,8 km de Soria (55min); a Logroño 1h 53 min (115km) y de Bilbao a 236 km (2h 27min) [37].

Se ha seleccionado la parcela 23 (señalada) con coordenadas GPS de 41° 58' 20.28" N, 3° 2' 4.884" W, al cumplir con la característica necesaria de gran superficie, al poseer 16.904m² [37]. Dicha parcela se encuentra en estado ocupada, por una empresa que se dedica a la industria de la madera, pero se va a suponer que dicha empresa la va a dejar libre ante la necesidad de trasladarse a una nave de mayor dimensión. Por ello, se procede a adquirir dicha parcela para la realización del proyecto presente.



Figura 11. Polígono industrial de El Majano (Imágenes del visor de Sodeburg).

8.2. Recurso empleado

El recurso que se emplea en la planta para la cogeneración de energía son las astillas de pino, por tanto es de origen primario por pertenecer a residuos forestales; de procedencia forestal; y es un biocombustible sólido.



Figura 12. Astillas (Asticam).

Según el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, la planta se ubica en:

-Grupo b.6 “Centrales de generación o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas, ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes.. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior”.

Atendiendo al combustible utilizado, el combustible utilizado corresponde a la nomenclatura facilitada por el Real Decreto anterior:

b.6.3: Residuos de aprovechamientos silvícolas de masas forestales, y la biomasa generada en las labores de mantenimiento de espacios verdes (que no está incluida en b.6.2), restos de desbroce, piñas,...

8.3. Cogeneración

El objetivo de la instalación es abastecer completamente el consumo eléctrico y parcialmente el consumo térmico de los hogares que forman Quintanar de la Sierra, para ello la cogeneración tiene que producir una potencia eléctrica de 850 kW_e y una potencia de energía térmica útil (aprovechable para vapor, agua caliente sanitaria, hielo, agua fría, aire frío...) de 935 kW_t a partir del aprovechamiento anual de 5450 Tm de astillas de pino.

Dichos valores son resultados de los cálculos llevados a cabo a lo largo del estudio, tal y como se explica de manera detallada en el anexo I. Cálculos, y que se presentarán de manera más resumida en este apartado.

Una vez subrayado el objetivo principal de la planta, la presentación de los resultados de diseño se inicia con el cálculo de la potencia eléctrica y térmica necesaria a generar, seguidamente de la elección del grupo de cogeneración, del ciclo de gasificación necesario, y finalmente, se llega al ciclo de aprovechamiento de biomasa.

El orden ha sido el presentado anteriormente, debido a la realización del diseño de la instalación.

El funcionamiento de la planta de cogeneración se divide en tres bloques principales, pero con acciones intermedias de gran importancia como se representan en el siguiente esquema:

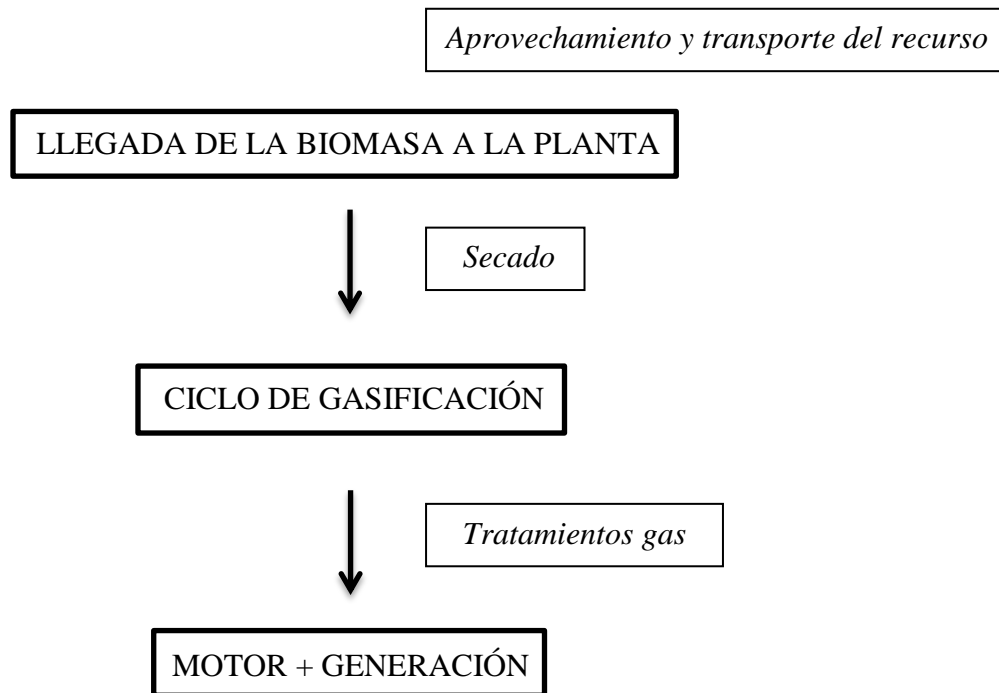


Figura 13. Esquema resumido del ciclo cogeneración a partir de gasificación de biomasa.

Para hallar el valor del consumo eléctrico de los hogares que forma Quintanar de la Sierra, se ha estimado el consumo eléctrico anual por hogar en la zona de Burgos por medio de dos vías diferenciadas, como son:

-Suponer que éste dato no varía en exceso entre Quintanar de la Sierra y Briviesca, lugar dónde se localiza la instalación de Acciona, al ser muy próximas entre sí. Señalando que realmente podría tener una pequeña variación.

-La otra vía es obtener el valor de dicho dato mediante la red eléctrica española (REE), que lo precisa con el valor de 3,272 MWh como dato medio nacional.

Por ende, se refleja que ambos valores son muy próximos. No obstante, como este parámetro varía según el tamaño y ubicación de los hogares, se va a tomar como valor correcto el calculado de la primera manera, es decir, tomando como modelo la planta de Acciona en Briviesca.

Energía media anual por hogar

$$= \text{Energía media anual generada Acciona} / \text{Hogares Briviesca} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$\text{Energía media anual por hogar} = \frac{12800 \text{ MWh}}{40000 \text{ hogares}} = 3,2 \frac{\text{MWh}}{\text{hogar}}$$

Al tener este consumo de energía eléctrica es posible estimar la potencia eléctrica anual para abastecer a los 1258 hogares de la localidad, como se expone a continuación:

En primer lugar se halla la energía media anual a generar:

Energía media anual a generar

$$= \text{Energía media anual/hogar} \times \text{Hogares Quintanar de la Sierra}$$

$$\text{Energía media anual a generar} = 3,2 \frac{\text{MWh}}{\text{hogar}} \times 1258 \text{ hogares} = 4025,6 \text{ MWh}$$

Mediante una serie de estimaciones de potencias eléctricas se alcanza el valor preciso para producir dicha cantidad de energía:

Tabla 7. Planta estudio, Quintanar de la Sierra.

Potencia Eléctrica nominal (MW)	Energía media anual (MWh)
0,3	2417,76
-	4025,6
0,5	4029,6

Observando la tabla anterior se expone que la producción de 0,5 MWe como potencia eléctrica nominal es suficiente para alcanzar abastecer la totalidad de hogares que forman Quintanar de la Sierra.

Destacando que lo más óptimo es generar un valor de potencia mayor para asegurar el abastecimiento de las viviendas presentes en la localidad ante algún tipo de imprevisto (como son catástrofes naturales, huelgas de trabajadores, etc.).

Por tanto, como precisa del uso de un grupo de cogeneración que produzca como mínimo ese valor de potencia eléctrica nominal de salida, tras una serie de búsquedas, se selecciona un grupo que puede desempeñar esta función con creces, como es el siguiente caso:

Tabla 8. Características grupo motogenerador seleccionado.

JENBACHER TIPO 3	J 316
Potencia de entrada (MW)	2,086
Potencia Eléctrica de salida (MW)	0,85
Rendimiento Eléctrico (%)	40,7
Potencia Térmica de salida (MW)	0,935
Rendimiento Térmico (%)	44,8
Rendimiento total (%)	85,6
Valores de emisión	No _x <500 mg/Nm ³

Fuente: Elaboración propia a partir de Jenbacher Gas Engines.

Este grupo ofrece una potencia eléctrica nominal de salida de 850 kW_e, como la necesaria es menor, se determina que el grupo de cogeneración no trabaja al 100% de su capacidad sino a un valor menor. No obstante, como el valor de capacidad para generar el valor de potencia que se requiere (500 kW_e) es muy bajo, en torno al 59% de su capacidad de funcionamiento, cálculo detallado en la ecuación 4 del anexo I. Cálculos. Se supone el uso del grupo al 100% de funcionamiento.

A continuación se presenta una comparativa entre dos gráficas, una correspondiente a emplear el grupo de cogeneración al 59% (*líneas en color rojo*) y otra al 100% (*líneas en color morado*):

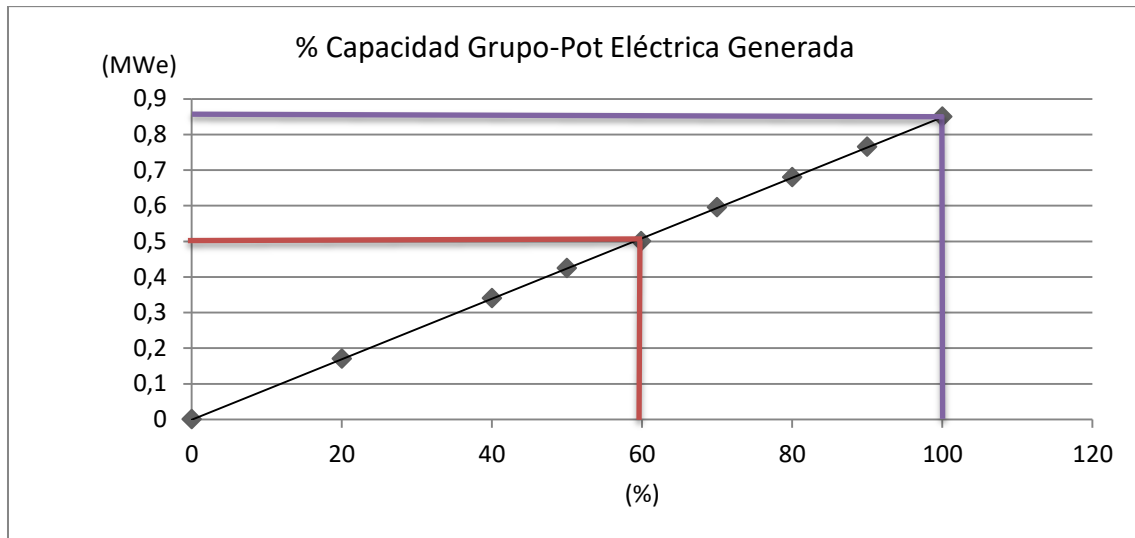


Figura 14. Gráfica % capacidad Grupo-Potencia Eléctrica generada.

De esta manera, se obtendrá mayor potencia eléctrica que la necesaria, por lo que utilizará para abastecer parte del consumo del resto de la localidad, como hoteles, restaurantes, tiendas, etc.

De igual manera, se calcula la potencia térmica que se va a generar mediante el grupo de cogeneración, presente en la tabla anterior del grupo seleccionado:

$$\text{Potencia térmica generada} = 935 \text{ kW} = 0,935 \text{ MWt}$$

El punto nominal de potencia térmica seleccionado se refleja en la gráfica siguiente:

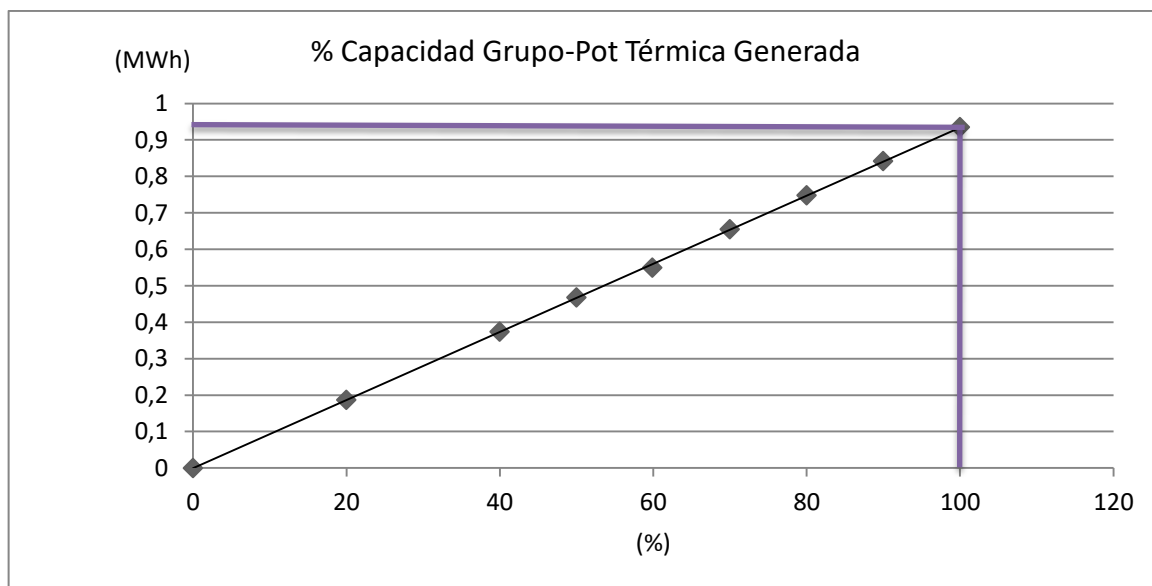


Figura 15. Gráfica % capacidad Grupo-Potencia Térmica generada.

Se procede a especificar la potencia de entrada necesaria, que será suministrada por el gas resultante del proceso de gasificación, presente en la tabla anterior:

$$\text{Potencia entrada al grupo de cogeneración} = 2,086 \text{ MW}$$

Alcanzando así, el mayor aprovechamiento del grupo de cogeneración seleccionado y por tanto, generando mayores potencias tanto eléctrica como térmica para solventar otras necesidades que pueda presentar la localidad a parte de los hogares presentes.

Así finalmente, se llega a que la cogeneración produce una potencia eléctrica de 850 kW_e y una potencia de energía térmica útil (aprovechable para vapor, agua caliente sanitaria, hielo, agua fría, aire frío...) de 935 kW_t.

Estos valores se localizan de manera detallada en anexo I. Cálculos, concretamente en la parte de “Cálculo de consumo eléctrico del pueblo Quintanar de la Sierra” y en la de “Cálculo de potencias necesarias”.

8.4. Ciclo de gasificación

A la entrada del grupo de cogeneración, se necesita un gas que suministra la potencia de entrada necesaria de 2,086 MW, tal y como se ha visto en el apartado anterior. Se detallará a continuación, el gas resultante del proceso de gasificación de biomasa, así como su ciclo previo y posterior necesarios.

8.4.1. Ciclo previo

Antes de la gasificación del recurso, se requiere alcanzar una serie de características previas presentes en este apartado.

El estudio técnico PER 2011-2020 realizado por el IDAE para la especie *pinus sylvestris*, refleja que la humedad en el momento de la corta de la especie seleccionada tiene un valor medio del 42.5 %.

Se precisa que los procesos necesarios de obtención y astillado de biomasa, se llevan a cabo en la zona de recogida, por tanto, las características requeridas a la entrada de la planta y a la del gasificador son las siguientes:

Tabla 9. Características necesarias del recurso.

Característica	A la entrada de la planta	A la entrada del gasificador
Humedad (%)	42,5	10-20 (ideal 15)
Densidad (kg/m ³)	200-250	200-250
Diámetro (mm)	0,1-20	0,1-20
Tamaño (mm)	2-100	2-100
PCI (kJ/kg)	-	-

Fuente: Elaboración propia basada en diversas informaciones investigadas.

El potencial energético de la biomasa, como en el caso de cualquier combustible, se mide en función del poder calorífico del recurso, o en función del poder calorífico del producto energético resultante de su tratamiento.

Se determina el PCI a la entrada del gasificador por medio de la expresión siguiente, tal y como recoge la norma UNE 164001 Ex, y se utiliza para el cálculo del PCI en base húmeda:

$$\text{PCI} = (\text{PCS}_0 \cdot 1000 (1 - H_m) - 11.27 \cdot (H_m \cdot 100) - 1322) / 1000 \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde el PCS_0 es el poder calorífico superior de la biomasa con humedad del 0%, dato obtenido a partir del mismo estudio, definido anteriormente del IDAE, para la especie estudiada.

$$\text{PCS}_0 = 21.1 \text{ MJ/kg}$$

Según la equivalencia de unidades se aplica la siguiente fórmula para la obtención de las tep (toneladas equivalentes de petróleo) equivalentes a una tonelada de biomasa verde (h%):

$$\text{tep}/_t = \text{PCI} \cdot 0.0239 \quad (\text{Ec. 2})$$

Tabla 10. PCI de la especie pinus sylvestris.

Humedad base húmeda (%)	PCI (kJ/kg)	PCI (kcal/kg)	tep/t
10	18988,565	4538,381	453,827
15	17933,509	4286,216	428,611
20	16878,453	4034,051	403,395
30	14768,340	3529,722	352,963
35	13713,284	3277,557	327,747
40	12658,227	3025,392	302,532
42.5	12130,699	2899,310	289,924
50	10548,115	2521,063	252,100

Mediante el uso del programa de cálculo Excel, se ha podido resaltar el valor de PCI de 17933,509 kJ/kg a 15%, ya que va a ser el necesario para el ciclo de gasificación. También, se observa cómo se llega finalmente a ese valor, por medio de una etapa necesaria de secado, desde un PCI del combustible de 12130,699 kJ/kg a 42,5% de humedad que corresponde al estado de llegada del recurso a la planta.

8.4.1.1. Almacenamiento

Una vez que se han transportado los residuos forestales del monte hasta la planta, éstos se depositan en el centro de logístico de biomasa (CLB). Compuesto por zonas de almacenamiento y secado de troncos y astillas, para finalmente alimentar al gasificador.



Figura 16. Zona de tratamiento y almacenamiento recurso forestal (Manual de Combustible de madera).

La mejor manera de almacenar y secar astillas es localizarlas en una superficie impermeable (cemento y/o asfalto) protegidas por un cobertizo en un lugar soleado y ventilado. Se experimentará un secado natural, mediante el cual se reducirá el contenido de humedad del recurso de 42,5%, pero no será suficiente para alcanzar el 15% requerido a la entrada del gasificador.

La estructura arquitectónica del cobertizo debe maximizar la ventilación del material almacenado y facilitar la rotación y manipulación de las astillas, tal y como se muestra en la figura siguiente:



Figura 17. Ejemplos de estructura arquitectónica en dos CLCB en Austria (Pölstal, Estiria) e Italia (Deutschnofen, Bolzano) (Manual de Combustible de madera).

Esta nave se utiliza para proteger los recursos de agentes atmosféricos, por ello tiene que tener las dimensiones necesarias para almacenar y garantizar la autonomía de la planta ante situaciones imprevistas, como situaciones de atrasos en las tareas previas a la llegada a la planta, a condiciones climatológicas,...y por tanto, así asegurar la generación de energía. También estará acondicionada para la prevención de incendios del combustible que se almacena.

Las dimensiones necesarias de la nave se especificarán más adelante, concretamente en el apartado 8.5.2. Dimensiones necesarias de la nave de almacenamiento de biomasa, debido a que varían en función del consumo de biomasa necesario por la planta.

8.4.1.2. Secado

No es posible alcanzar humedades por debajo del 20% en base húmeda, concretamente un 15% necesario, únicamente por medio de una climatología adecuada e infraestructura suficiente para el almacenamiento durante un período más o menos largo de tiempo, sino que es necesario recurrir al secado forzado.

Para dicha fase de reducción del contenido de humedad, se utilizarán secaderos rotativos tipo "Trommel". Estos secaderos consisten básicamente en un tambor cilíndrico, horizontal y de movimiento rotativo, en el cual se introduce el material a secar y el fluido térmico de secado a una temperatura de entre 300° y 800°C. Se utilizan cuando se emplea materiales muy húmedos y de granulometría gruesa, como son los recursos a utilizar. En estos equipos, el

canal de circulación es un cilindro que gira, facilitando el contacto entre los sólidos y el flujo secante. El movimiento de los sólidos se controla regulando la pendiente interior y el giro del cilindro.

Corresponde al secado directo, siendo el tipo de secado más empleado debido a su alta eficiencia y capacidad de producción, donde se utilizarán los gases calientes procedentes de cualquier foco de emisión de calor, en este caso los gases de escape de los motores de cogeneración.

Al utilizar secaderos a contracorriente, los flujos de gas y sólido viajan en sentidos distintos. De esta manera, los sólidos según avanzan van encontrando un ambiente cada vez más seco y de mayor temperatura, con lo que la deshidratación es más eficaz y constante.



Figura 18. Secador tipo Trommel (Westsalem.com).

Es importante apuntar que conforme disminuye la humedad del producto obtenido, más difícil y más caro es el proceso de secado. Esto se debe a la mayor resistencia a la transferencia de materia y a que el gradiente de humedad en la partícula es cada vez menor (fuerza impulsora).

Por medio del uso de este tipo de secadores, es posible pasar de un contenido de humedad un poco inferior del 42,5% al 15% de humedad, valor requerido a la entrada del proceso de gasificación del recurso. Para ello, se requiere consumir una potencia térmica de secado del recurso de la biomasa, que se especificará posteriormente en este documento en el apartado 8.5.3. Secado de la biomasa, a causa de depender del consumo de biomasa necesario por la planta.

8.4.2. Proceso de Gasificación de biomasa

Fenómeno que consiste en un conjunto de reacciones termoquímicas, que se produce en un ambiente pobre en oxígeno, y que da como resultado la transformación de un sólido en una serie de gases susceptibles en un motor, tras ser debidamente acondicionados.

El sistema de gasificación, está diseñado de acuerdo con el concepto de reactor de lecho fijo "downdraft" donde el contenido orgánico de la biomasa, en forma de astillas de madera, se extrae y convierte en el denominado gas de síntesis o syngás por medio de un proceso de gasificación controlado con defecto de aire. Dentro del lecho descendente formado por la biomasa tienen lugar de forma discontinua, las 4 siguientes etapas: secado, pirólisis, combustión y reducción.

En primer lugar se introducen los recursos sólidos de biomasa en la parte superior del reactor, y a medida que desciende se lleva cabo un proceso de secado, por entrar en contacto con una serie de gases presentes en el reactor. A continuación, se produce el fenómeno de pirólisis que consiste en la descomposición térmica de la biomasa originándose gases hidrocarbonados, líquidos (denominados alquitranes o *tars*) y residuos sólidos carbonosos (llamados *char*).

Los productos resultantes de la etapa anterior descienden hasta la zona de oxidación parcial donde se produce una combustión al entrar en contacto entre sí y con el agente gasificante (aire). Estas reacciones de oxidación son exotérmicas y elevan mucho su temperatura en torno a 1200-1500°C, donde se consigue su descomposición o craqueo proporcionando la energía necesaria para mantener térmicamente el proceso y reduciendo la calidad del gas.

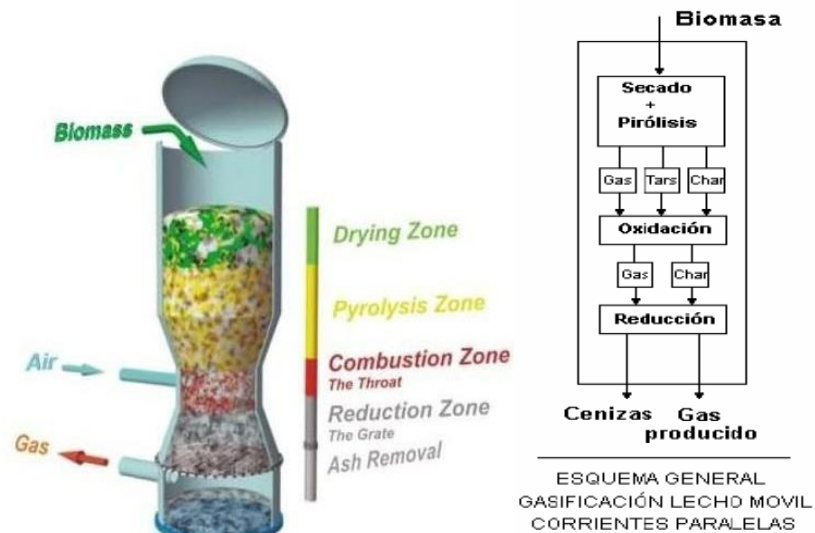


Figura 19. Gasificador de lecho fijo "downdraft" (3033 Energía).

Este flujo de corrientes paralelas (char residual) desciende hasta presentarse en la cuarta zona, de reducción, donde la falta de oxígeno unida a la disponibilidad de carbono, CO₂ y vapor de agua, hace que se produzca una recombinación hacia hidrógeno molecular y monóxido de carbono, aumentando su contenido energético, y por ello, su calidad como combustible gaseoso, ya que presenta un bajo contenido en alquitrans. Por ello, no se requiere procesos tan exhaustivos de limpieza. Por último, los gases calientes evaporan el agua contenida en la biomasa entrante.

El PCI del gas resultante se supone de 5,5 MJ/Nm³, siendo el valor más común en el tipo de gasificador seleccionado. Por tanto, se determina el consumo necesario del gas:

$$\text{Potencia gas} = \text{PCI} \times \text{caudal de gas} \quad (\text{Ec. 3})$$

Donde la potencia del gas que se requiere tiene un valor de 2,086 MJ/s (2,086 MW) que viene dado por la tabla 8, características del grupo moto-generador expuesta anteriormente en este documento.

$$\text{caudal de gas} = \frac{\text{Potencia gas}}{\text{PCI gas}}$$

$$\text{caudal de gas} = \frac{2,086 \text{ MJ/s}}{5,5 \text{ MJ/Nm}^3} = 0,379 \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}} = 1365,382 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

De esta manera, se determina que para obtener en el proceso de gasificación una potencia de salida de 2,086 MW, se necesita un caudal mínimo de gas de síntesis de 1365 Nm³/h.

Se ha supuesto un rendimiento global del 75%, siendo el valor más común según el esquema estudiado, y por medio de la definición de rendimiento del proceso de gasificación, se prosigue a obtener la potencia necesaria de entrada generada por el recurso de biomasa:

$$\eta_{\text{Gasificación}} = \frac{\text{Pot generada gas producto}}{\text{Pot generada biomasa}} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$\text{Pot gen biom} = \frac{2,086 \text{ MW}}{0,75} = 2,781 \text{ MW} = 2781 \text{ kW}$$

Conociendo este valor y el PCI de la biomasa a la entrada del gasificador de 17933,5 kJ/kg a 15% humedad (presentado anteriormente), es posible hallar el consumo necesario de biomasa por el gasificador.

$$\text{Pot generada biomasa} = \text{PCI}_{\text{Biomasa}} \times \text{consumo de biomasa} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\text{consumo de biomasa} = \frac{\text{Potencia generada biomasa}}{\text{PCI}_{\text{Biomasa}}}$$

$$\text{consumo de biomasa} = \frac{2781,333 \text{ kW}}{17933,509 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 0,155 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 558,329 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

A la entrada del gasificador, es necesario un consumo de 558,4 kg/h del recurso de biomasa para producir la potencia necesaria de entrada de 2,78 MW.

A continuación se expone el gasificador seleccionado para el ciclo, valores obtenidos mediante los cálculos a través del programa Microsoft Excel:

Tabla 11. Características del gasificador empleado.

Etapa Gasificación	
Tipo de Gasificador	Downdraft
Tipo de recurso	Residuos forestales en forma de astillas
Humedad recurso	15%
PCI biomasa (MJ/kg)	21,1
Consumo biomasa (kg/h)	558
Potencia biomasa (kW)	2781
Agente gasificante	Aire
Temperatura de operación (°C)	1200
Post-Gasificación	
PCI gas (MJ/Nm ³)	5,5
Consumo gas (Nm ³ /h)	1365,4
Potencia gas (kW)	2086
Rendimiento de operación	75%
Composición del gas	N ₂ (48%), H ₂ (17%), CO (21%), CO ₂ (13%), CH ₄ (1%)

Se presenta un posible modelo de gasificador a emplear en la planta, tabla 8. Características del gasificador Haiqui-Machine, presente en el anexo I. Cálculos. Éste puede llevar cabo las exigencias anteriormente enunciadas que tienen lugar en el ciclo. No obstante, se expone que dicho gasificador seleccionado no trabajará al 100%, por lo que es de mayor utilidad el uso de uno más acorde a la necesidad de la planta, para así obtener un mayor rendimiento de trabajo en este ciclo. Siendo los datos que más varían, el consumo del recurso de biomasa y el gas de síntesis que genera, como se puede reflejar en la tabla siguiente:

Tabla 12. Comparativa del proceso gasificación diseñado y gasificador HQ-1000.

	Proceso de gasificación	Gasificador HQ-1000
Consumo del recurso (kg/h)	558	1500
Gas producido (Nm ³ /h)	1365	3000

8.5. Ciclo aprovechamiento de la biomasa

Uno de los objetivos de este apartado es hallar la cantidad de biomasa necesaria a suministrar anualmente a la planta, y así verificar si es posible localizar la planta en la localidad seleccionada a priori. El consumo del recurso se basa en la parte que se suministra directamente desde su llegada del bosque, además de una cierta cantidad que se tiene en stock de seguridad de semanas.

Como se ha observado anteriormente, el consumo necesario de biomasa en el gasificador es de 1500 kg/h, pero debido a que no es necesaria una producción tan alta de potencia, sólo es necesario un consumo de 558 kg/h. Al considerar que la planta trabaja 8059,2 h/año, es decir, teniendo una disponibilidad del 92% de funcionamiento y que se requiere un consumo de astillas con humedad inferior al 15%, el consumo al año es de:

$$\text{Consumo de biomasa del gasificador} = 558,329 \frac{\text{kg}}{\text{h}} = 0,55833 \text{ Tm}/\text{h}$$

$$\text{Consumo biomasa del gasificador} = 0,55833 \text{ Tm/h} \times 8059,2 \text{ h} = 4500 \text{ Tm al año}$$

Para conseguir obtener ese índice de humedad del recurso se debe realizar la etapa de secado, anteriormente explicada. Por ello, se calcula la cantidad de biomasa al perder la totalidad de humedad.

Teniendo como dato que se requiere un consumo del recurso de 558 kg/h a 15% de humedad a la entrada del gasificador, cuando se pierde la totalidad de humedad (0% H) el consumo del recurso será de 474,6 kg/h.

$$\% H = \frac{p_{15} - p_0}{p_{15}} \text{ (Ec. 6)}$$

$$15\% H = \frac{558,329 \text{ kg/h} - p_0}{558,3298 \text{ kg/h}} \rightarrow p_0 = 474,58 \text{ kg/h (a 0\% de humedad)}$$

Al llegar al secador tipo Trommel, el recurso suele poseer una humedad del 40-45% propia de la especie origen como es pinus sylvestris en Burgos (exactamente según documentos que recoge el IDAE, el valor es de 42,5%):

$$42,5\% H = \frac{p_{42,5} - p_0}{p_0} \rightarrow p_{42,5} = 676,276 \text{ kg/h}$$

La planta para alcanzar los valores de cogeneración necesarios, necesitará consumir anualmente un valor aproximado de 676 kg/h del recurso inicial a 42,5% de humedad, es decir, 5450 Tm de astillas de pino, como se podrá observar a continuación:

$$\text{Consumo biomasa del gasificador} = \text{Consumo (Tm/h)} \times \text{horas funcionamiento al año}$$

(Ec.7)

$$\text{Consumo biomasa del gasificador} = 0,6763 \text{ Tm/h} \times 8059,2 \text{ h} = 5450,245 \text{ Tm}$$

Entonces el consumo de biomasa total por la planta será de $5,450 \times 10^6$ kg/año es decir, 5450,3 toneladas al año de astillas de pino del monte Urbión para abastecer la planta de gasificación.

Los datos de disponibilidad de recursos forestales en la comarca de pinares, parte burgalesa, se han expuesto en la tabla 4 de la parte de análisis de soluciones del presente documento. Dónde se precisa que se puede abastecer mediante la especie seleccionada de *pinus sylvestris* la planta de producción de energía en cuestión, que requiere un consumo anual de 5450 Tm. Teniendo en cuenta que antes posibles casos de problemas de disponibilidad de residuos de dicha especie, se puede realizar aprovechamientos de las demás especies, preferiblemente de los pinos presentes en esa área al poseer mayores similitudes con la especie estudiada para el caso de la planta.

La biomasa forestal que se aprovecha como combustible para la generación de energía proviene de los residuos generados directamente en las explotaciones forestales, denominados residuos forestales.

Estos residuos se obtienen a través de la realización de operaciones silvícolas y aprovechamientos madereros directamente en el medio forestal; estas acciones son programadas previamente ante la necesidad de preservar la sostenibilidad del espacio natural. Estas actividades de aprovechamientos son:

-Los tratamientos silvícolas para la mejora de las masas forestales, como son claras, clareos, podas, selección de rebrotes, etc.

-Cortas finales de pies maderables, que producen residuos compuestos por copas, ramas, despuntes, hojas, etc.

-Prevención de incendios, por ello se realiza la limpieza de monte, cortafuegos, limpieza de matorrales, etc.

8.5.1. Sistemas de extracción de los residuos

Se distinguen las siguientes fases, una vez realizados los tratamientos silvícolas que dan lugar a los residuos, como son:

1-Recogida y apilado del residuo forestal.

En la mayoría de los casos, los residuos quedan extendidos de forma dispersa, por tanto es necesario la integración de recolección y concentración de los mismos para optimizar su recogida. Se suelen utilizar diferentes tipos de tractores (autocargador, de arrastre, etc.) dependiendo principalmente del terreno y del tipo de residuo a trabajar.



Figura 20. Tractor (IDAE).

2-Acondicionamiento del mismo para su transporte.

Una vez, que los residuos estén concentrados, la baja densidad de la biomasa forestal residual representa un problema económico y de manipulación de la misma como puede ser el transporte. Así que mediante el astillado o compresión de residuos se obtiene la formación de unidades de alta densidad.



Figura 21. Astilladora (IDAE).

3-Transporte.

Como el astillado se realiza en un lugar distinto de la planta final, las astillas se transportan en camión y tráiler, raramente en un vehículo articulado, configurado con grandes cajas de una aleación ligera; se puede instalar una pala con cargador de cuchara en el camión y el tráiler para cargar de forma autónoma las astillas.

La distancia entre el bosque Urbión y la planta, localizada en el polígono industrial de El Majano, es de 5 km aproximadamente, y el tiempo necesario para ello es de 5 a 10 min que podría variar por causa de la existencia de tráfico, pero no en gran medida.

A continuación se presenta a modo resumen, una imagen con 4 sistemas logísticos posibles de llevar a cabo para el aprovechamiento de los recursos. El sistema logístico número 1, es el más adecuado para el caso de la planta estudio.

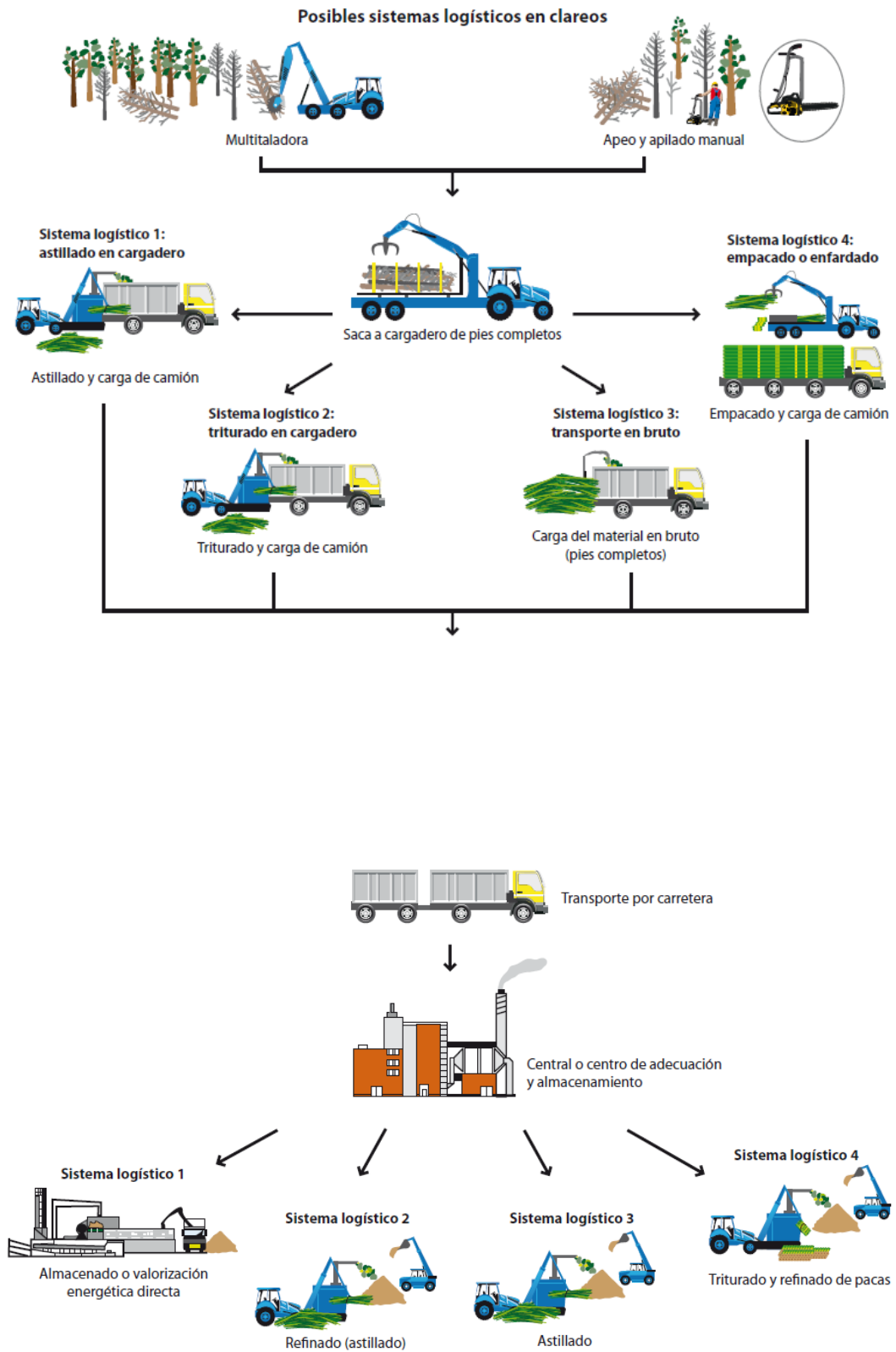


Figura 22. Sistemas Logísticos de clareos (Estudio PER 2011-2020, IDAE).

8.5.2. Dimensiones de la nave de almacenamiento de biomasa

Suponiendo una garantía de autonomía de 15 días de suministro del recurso, la nave deberá almacenar unas 224 toneladas de astillas al presentar un consumo de biomasa anual es de 5450 Tm/año.

El espacio necesario para una tonelada de biomasa leñosa astillada es aproximadamente de 2 m² [9], por lo que la superficie necesaria de la nave debe ser de 448 m². Al ser una nave de forma rectangular, se supone la dimensión del lado mayor de 30 m, y el menor de 15 m.

8.5.3. Secado de biomasa

Como se ha expuesto anteriormente, la humedad inicial del recurso es de 42,5% antes de hacerlo pasar por el secador Trommel que se encargará de obtener un valor del 15% de humedad, declarado óptimo en la entrada del gasificador.

La etapa de secado se realiza a 100°C de temperatura, y consiste en la evaporación de agua contenida en el recurso, por tanto se procede a hallar la cantidad de vapor de agua necesaria para pasar de una humedad del recurso del 42,5% al 15%.

$$\dot{m}_{\text{vapor de agua}} = p_{42,5} - p_{15} \quad (\text{kg/h}) \quad (\text{Ec.8})$$

$$\dot{m}_{\text{vapor de agua}} = 676,276 \text{ kg/h} - 558,329 \text{ kg/h} = 117,947 \text{ kg/h}$$

Mediante el uso de la tabla 10. Propiedades del agua saturada, presente en el Anexo I. Cálculos, la variación de entalpía a 100°C de temperatura tiene un valor de 2257,0 kJ/kg. Se calcula la potencia térmica necesaria para realizar el secado necesario:

$$\text{Potencia térmica de secado} = \dot{m}_{\text{vapor de agua}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}}\right) \times \Delta H \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}}\right) \quad (\text{Ec.9})$$

$$\text{Potencia térmica de secado} = 0,033 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \times 2257,0 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 73,946 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}$$

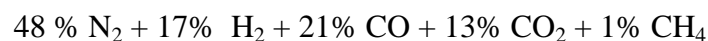
Por ello, la potencia térmica necesaria para el secado de la biomasa de 42,5 % de humedad hasta el 15% es aproximadamente de 74 kW.

8.6. Tratamientos del gas de síntesis

El gas pobre, abandona el gasificador downdraft por el fondo, y tiene como principal ventaja, la relativa baja producción de alquitranes, debido a que es obligado a atravesar la zona caliente donde tiene lugar el craqueo de los alquitranes.

A carga total se forman pocos alquitranes como consecuencia de la alta velocidad del gas, pero se aumenta la cantidad de cenizas arrastradas. El gas pobre que se obtiene tiene una temperatura relativamente alta, por lo que la eficiencia es baja.

El gas resultante está formado mayoritariamente por:



Además de estos componentes valiosos e inertes, se forman a su vez otras impurezas, por lo que se obtiene un gas susceptible de utilización en el equipo de cogeneración de energía. Se presenta en la tabla siguiente, los contaminantes que se forman:

Tabla 13. Contaminantes del gas de gasificación y efectos producidos.

Contaminante	Descripción	Problemas
Partículas	Cenizas, char	Erosión
Haluros	Cl, Br, F	Corrosión, envenenamiento
Metales alcalinos	Na, K	Catalizadores
Otros metales traza	Hg, etc.	Legislación
Compuestos N	NH ₃ , HCN	Emisiones
Compuestos S	H ₂ S	Emisiones, corrosión, envenenamiento
Alquitranes	Ligeros, pesados	Taponamientos, atascos

Fuente: Libro: Elaboración propia a partir de “Tecnologías para el uso y transformación de la biomasa energética”.

Cabe destacar que el talón de Aquiles en el desarrollo a gran escala de la gasificación de biomasa, son los alquitranes (o “tar”). Se entienden como “el conjunto de especies orgánicas que se originan en los procesos de descomposición térmica o de oxidación parcial (gasificación) de cualquier material orgánico, siendo por lo general compuestos aromáticos” recogido en el libro *Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética* [2]. Los problemas que originan pueden ser la condensación en las líneas, obstrucción, desactivación de adsorbentes y catalizadores.

Como los requisitos varían según el tipo de aprovechamiento del gas, en la siguiente tabla, se presenta los requerimientos necesarios en el caso de estudio como es el aprovechamiento del syngas por medio de un motor de gas.

Tabla 14. Requerimientos del syngas en función de su uso.

	Motor de gas
H ₂ /CO	Indiferente
CO ₂	No crítico
Hidrocarburos	Alto
Contaminante	Pocas partículas, alquitranes y metales
Poder calorífico	Alto
Presión (bar)	Baja
Temperatura (°C)	Baja

Fuente: Elaboración propia a partir del boletín grupo español carbón.

Es necesario de realizar una etapa previa de depuración y acondicionamiento del gas, llevada a cabo por equipos que se les denominará como “equipos de tratamiento de gases”. Los estados que se presentan (4 y 5) están especificados en los esquemas detallados siguientes y en la tabla 16. Estados del ciclo de cogeneración de la planta.

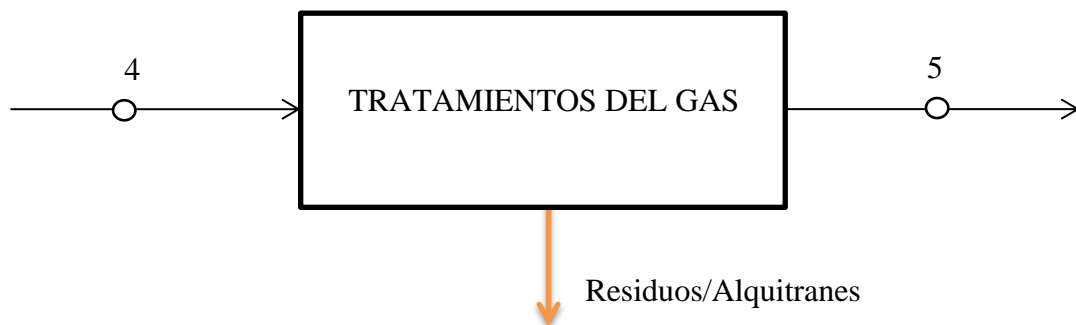


Figura 23. Esquema general de la etapa tratamientos del gas.

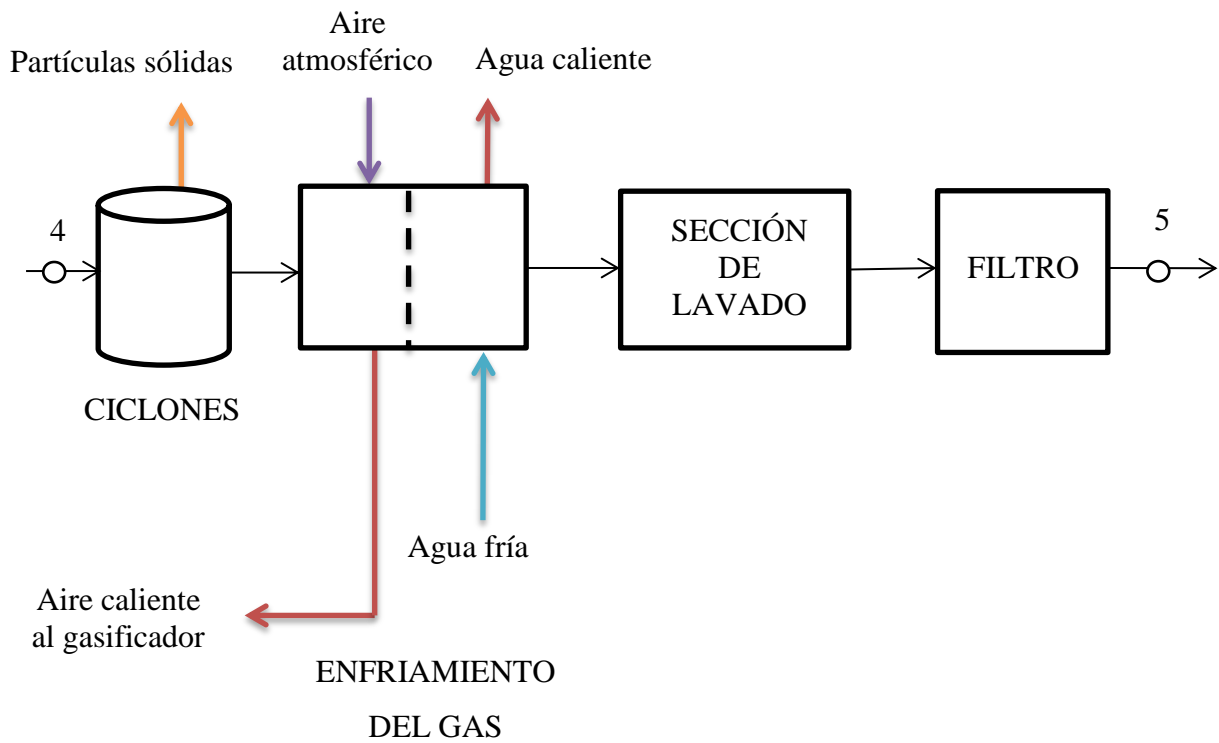


Figura 24. Esquema detalle de la etapa tratamientos del gas.

8.6.1. Acondicionamiento

En primer lugar, por medio de separadores multiciclones especiales para altas temperaturas y de alto rendimiento, se lleva a cabo un sistema de limpieza que elimina alquitranes y partículas sólidas en suspensión presentes en el gas en cuestión. El gas tiene una temperatura igual a la de gasificación, unos 800°C.



Figura 25. Multiciclones (Gamoher Environmental).

8.6.2. Enfriamiento

A continuación, con el uso de un equipo de recuperación de calor se realiza la extracción de energía térmica presente en el gas. Un primer enfriamiento por cesión de este calor al aire atmosférico, que se utiliza como agente gasificante en el reactor, para que al ser calentado no distorsione la reacción.

Por medio de un intercambiador de calor gas-agua, se lleva a cabo un nuevo enfriamiento, hasta unos 100°C para poder ser filtrados, y separar las últimas partículas por debajo de 5 micras en filtros especiales.

8.6.3. Sistema de lavado

Antes del filtrado, se hacen uso de lavadores Venturi y de filtros, encargados de eliminar alquitranes y de absorber los gases tóxicos presentes en el syngas; finalmente se llega a un gas óptimo (limpio y frío) para su aprovechamiento en el motor generador.

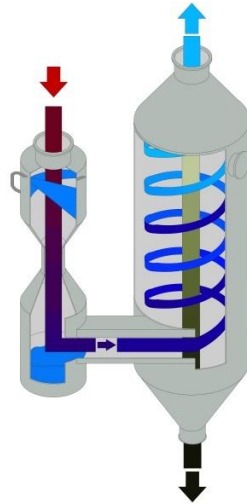


Figura 26. Lavadores Venturi (Loplast).

Dos grandes ventajas de este sistema es el control de las reacciones, y la eliminación de alquitranes de la corriente gaseosa. En este tipo de reactores no importa la cantidad de cenizas generadas por el material a procesar.

8.7. Aprovechamiento del gas de síntesis

Una vez se han cumplido todos los requisitos especificados en los apartados anteriores, el syngas puede ser aprovechado por motores alternativos de combustión interna de ciclo Otto, que no necesitan de otros combustibles auxiliares para su funcionamiento. Para ello, es necesario el uso de un motor que sea capaz de proporcionar las características energéticas que se requieren en esta planta.

Los motores alternativos de combustión interna se basan en convertir la energía química contenida en un producto combustible en energía eléctrica y térmica. El funcionamiento de un motor alternativo se basa en conseguir mediante los movimientos lineales y alternativos de los pistones el movimiento de giro de un eje. La energía eléctrica se

genera por medio de un alternador acoplado directamente al eje del motor, mientras que la energía térmica se obtiene en forma de gases de escape y agua caliente de los circuitos de refrigeración.

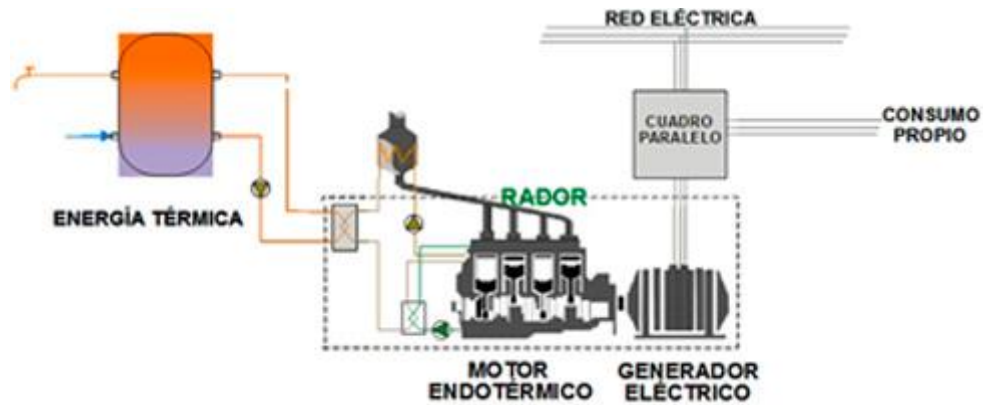


Figura 27. Aprovechamiento gas por MCI (Absorsistem).

Para ello, se va hacer uso del grupo motogenerador Jenbacher tipo 3 al poder abastecer las exigencias necesarias en la planta de cogeneración estudio, especificadas en el Anexo I. Cálculos, estos motores llevan acoplados alternadores síncronos para la generación de electricidad.

Siendo capaz de producir una potencia eléctrica de 850 kW_e y una potencia de energía térmica útil de 935 kW_t a partir del aprovechamiento anual de 5450 Tm de astillas de pino, tal y como se ha expuesto anteriormente.



Figura 28. Grupo motogenerador Jenbacher tipo 3 (Powergen).

Los motores Jenbacher tipo 3 ofrecen ahorros probados en el servicio y el consumo de combustible, ofreciendo a los clientes una excelente eficiencia.

- La refrigeración de mezcla en dos etapas permite una alta flexibilidad
- El bypass del turbocompresor iguala las condiciones extremas de operación
- LEANOX * control de quemado pobre asegura emisiones mínimas
- Alta eficiencia eléctrica y térmica para un máximo retorno de la inversión.
- Diseño robusto y flexible con alta fiabilidad en gases difíciles.

8.8. Potencias y energías generadas

Como se ha reflejado en apartados anteriores, las potencias nominales producidas por la planta son:

Tabla 15. Potencias generadas por la planta estudio.

Tipo de potencia nominal	Capacidad (kW)
Potencia Eléctrica	850
Potencia Térmica	935
Potencia Térmica de secado	74

$$\text{Potencia térmica}_{\text{Red}} = \text{Potencia térmica}_{\text{Generada}} - \text{Potencia térmica}_{\text{Secado}} \quad (\text{Ec.10})$$

$$\text{Potencia térmica}_{\text{Red}} = 861 \text{ kWt}$$

Por lo tanto, la potencia térmica que se suministra al exterior alcanza un valor de 861 MWt.

Se prosigue a determinar la energía térmica que viene definida por:

$$\text{Energía térmica} = \text{Pot térm} \times t_{\text{funcionamiento}} \quad (\text{Ec. 11})$$

$$E_t = 0,861 \text{ MWt} \times 8059,2 \text{ h} = 6939,405 \text{ MWh}$$

Finalmente se determina la energía eléctrica que viene definida por:

$$\text{Energía eléctrica} = \text{Pot elec} \times t_{\text{funcionamiento}} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$E_e = 0,85 \text{ MWe} \times 8059,2 \text{ h} = 6850,32 \text{ MWh}$$

Se expone una tabla resumen con las características de la planta estudio, realizada mediante el programa Microsoft Excel:

Tabla 16. Prestaciones específicas de la planta estudio.

Característica planta	Valor
Horas de funcionamiento al año (h/año) [Disponibilidad 92%]	8059,2
Consumo de biomasa planta (Tm/año)	5450
Potencia Térmica de secado (MW)	0,074
Consumo de biomasa gasificador (Tm/año)	4500
Potencia biomasa (MW)	2,781
Potencia gas (MW)	2,086
Rendimiento de gasificación (%)	75
Consumo del gas grupo de cogeneración (Nm ³ /h)	1365,4
Capacidad de funcionamiento Grupo-Cogeneración (%)	100
Potencia Eléctrica nominal (MW)	0,85
Energía Eléctrica (MWh)	6850,3
Rendimiento Eléctrico Grupo-Cogeneración (%)	40,7
Potencia Térmica nominal (MW)	0,861
Energía Térmica (MWh)	6939,4
Rendimiento Térmico Grupo-Cogeneración (%)	44,8
Rendimiento Total Grupo-Cogeneración (%)	85,6

A continuación, se presenta el diagrama de Sankey del balance del ciclo de potencia del sistema de cogeneración a partir de biomasa explicado paso a paso, como se distribuye a lo largo de la planta. Observando que las mayores pérdidas tienen lugar en el proceso de gasificación (25%) y en el proceso de cogeneración del syngas (14,4%).

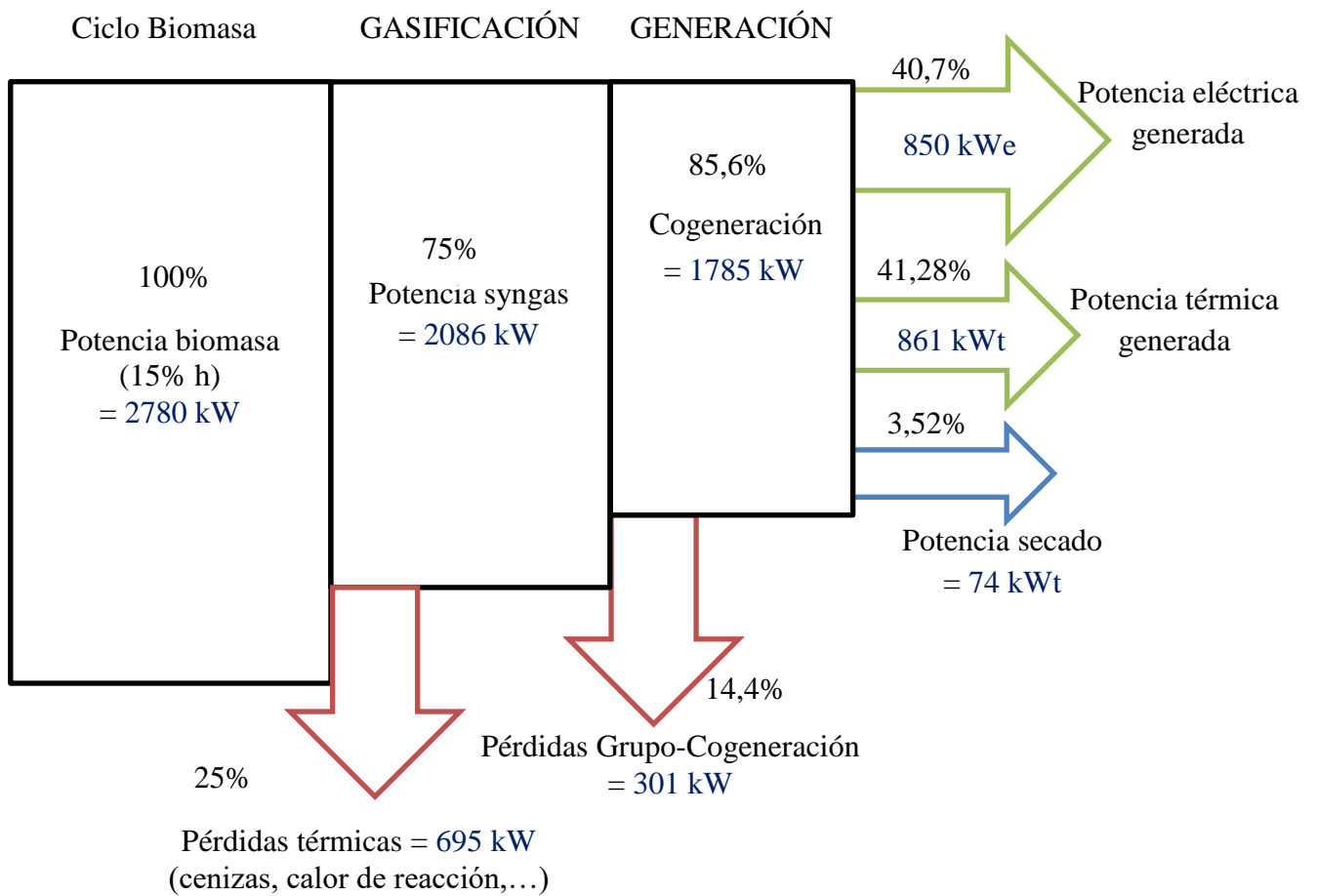


Figura 29. Diagrama de Sankey de la gasificación de recursos forestales hasta su cogeneración energética.

8.9. Rendimientos

Según el Real Decreto 413/2014 la instalación de estudio se clasifica como:

Categoría b. Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles. Esta categoría se clasifica en 8 grupos, siendo el de la instalación de estudio:

Grupo b.6. Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Así que se tiene que respetar unos valores mínimos exigidos de rendimientos, tal y como se expone a continuación.

8.9.1. Rendimiento de la instalación

El rendimiento de la instalación de cogeneración viene dado por la expresión:

$$R = \frac{E + V}{Q} \quad (\text{Ec.13})$$

Dónde,

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador, en el caso de la planta es de 850 kW.

V = producción de calor útil, en el caso de la planta es de 935 kW.

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustible, en el caso de la planta es de 2278,806 kW.

Entonces, se sustituye esos valores en la expresión:

$$R = \frac{850 + 935}{2278,806}$$

$$R = 78,33 \%$$

8.9.2. Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación

El rendimiento eléctrico equivalente de la instalación viene dado por la fórmula siguiente:

$$REE = \frac{E}{[Q - \left(\frac{V}{RefH}\right)]} \quad (\text{Ec. 14})$$

Dónde,

E, Q y V han sido identificados anteriormente.

Ref H: es el valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga. Publicado en el anexo III de la Decisión de la Comisión Europea de 21 de diciembre de 2006 por la que se establecen valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/87 del Parlamento Europeo y el Consejo DOCE 6/2/2007.

Como se puede observar en la tabla 13. Valores de referencia del rendimiento para la producción separada de calor que se presenta en el anexo I. Cálculos, para el empleo de combustibles forestales el valor de Ref H es del 78%. Entonces la definición del rendimiento eléctrico de la instalación viene dada por la expresión anteriormente definida:

$$REE = \frac{850}{[2278,806 - \left(\frac{935}{0,78}\right)]}$$

$$\text{REE} = 78,7 \%$$

Según el anexo XIV. Condiciones de eficiencia energética exigidas a las instalaciones de cogeneración incluidas en la disposición transitoria novena del Real Decreto 413/2014 expone que el rendimiento eléctrico equivalente (REE) de las instalaciones de cogeneración en el periodo anual deberá ser igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla:

Tabla 17. Exigencia de REE mínimo según el Real Decreto 413/2014.

Tipo de combustible	REE (%)
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59

Fuente: Elaboración propia (Real Decreto 413/2014).

De hecho, también expone seguidamente que para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual a 1 MW (como es el caso de la instalación), el valor del rendimiento eléctrico equivalente mínimo será un 10% inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

Entonces, el valor final de REE mínimo exigido a la instalación pro el aprovechamiento de combustibles sólidos será:

$$\% \text{REE}_{\text{Mínimo}} = 49 - (0,1 * 49) = 44,1\%$$

Siendo el valor obtenido de REE = 78,7% superior al mínimo exigido, cumpliendo así con el Real Decreto.

8.10. Forma de proporcionar la energía producida

8.10.1. Energía eléctrica

Los alternadores del grupo, por medio de los correspondientes elementos de protección y control, están conectados a una estación transformadora. De hecho de esta forma, se disminuyen las pérdidas de transporte, por medio del uso de transformadores se eleva la tensión producida por el motor-generator para ser llevada a la red general mediante las líneas de transporte.



Figura 30. Transformador (weg.net).

Una vez, elevada la tensión mediante el transformador, se vierte a la red general mediante las líneas de transporte correspondientes. El punto de acceso y conexión a la red

será de responsabilidad de la empresa distribuidora de electricidad, en este caso presente en la región de Burgos, Iberdrola Distribución.

8.10.2. Energía térmica

La cogeneración para fines de calefacción de edificios, así como para enfriamiento, consiste en la producción de electricidad y, de manera secuencial, en la utilización de la energía útil de forma de vapor, agua caliente, o gases de escape directo. Los ciclos más comunes para calentamiento, ventilación y acondicionamiento de aire son el ciclo de compresión de vapor y el ciclo de absorción.

La planta dispondrá de una zona de intercambio térmico donde se deriva el fluido caloportador a diferentes usos dentro de la instalación (consumo del secador tipo Trommel para el recurso) y a terceros como es la exportación de calor, agua caliente o vapor a la localidad en cuestión, Quintanar de la Sierra, al tratarse de una planta de cogeneración (CHP). Dicha zona que pendiente de diseño.

El calor se genera tanto en la zona de gasificación como en los motores alternativos de la planta. En principio, en las etapas de gasificación del recurso, el valor calorífico existente del material residual de una etapa sirve como fuente de energía para la siguiente, lo que supone un gran ahorro de energía para reducir la entrada de calor auxiliar.

Se realiza una recuperación de calor por medio de intercambiadores de calor para la producción de energía calorífica ya sea en forma de vapor de agua, aceite térmico, circuitos ACS o en ciclos orgánicos (ORC), etc. Así se asegura la utilización de la energía del residuo en su totalidad.

8.11. Funcionamiento y descripción de la planta

La biomasa llega a la planta en forma de astillas con las exigencias indicadas, desempeñándose los procesos de extracción y transporte. Luego, por medio un secador tipo Trommel, el recurso obtiene las características que se requieren de humedad (15%) para su gasificación. Una vez adquiridas dichas propiedades, se deposita en una tolva, siendo necesario el suministro continuo de biomasa con un caudal de 558 kg/h a la entrada del gasificador.

A continuación se produce esa descarga las astillas en el gasificador por medio de una cinta transportadora, y se llevan a cabo las 4 fases de la gasificación del recurso como son el secado, pirólisis, combustión y reducción. Produciéndose un caudal de gas de síntesis de 1365 Nm³/h.

Será necesario realizar una serie de tratamientos al gas resultante como son su acondicionamiento, enfriamiento y lavado, mediante separadores multiciclones, un equipo de recuperación de calor, intercambiador de calor, y finalmente lavadores venturi. Todo ello para lograr eliminar alquitranes e impurezas presentes para su aprovechamiento en el motor, una vez alcanzadas las características requeridas.

Por último, este gas que actúa como combustible alimentando el motor de combustión interna, provoca el movimiento del alternador, luego éste transforma esa energía mecánica en energía eléctrica que será suministrada a la red eléctrica de suministro con una potencia nominal de 850 kW. También, se aprovecha la energía que contiene los gases de escape, adquiriendo un valor de potencia térmica de 935 kW; de los cuáles 74 kW se emplearán para el uso del secador tipo Trommel para el secado del recurso. Finalmente se alcanza un valor de 861 kW para abastecer el consumo térmico de la localidad.

A continuación se presenta el esquema general de la instalación diseñada, y la tabla de características de las distintas fases que forman el ciclo completo de cogeneración a partir del recurso de biomasa.

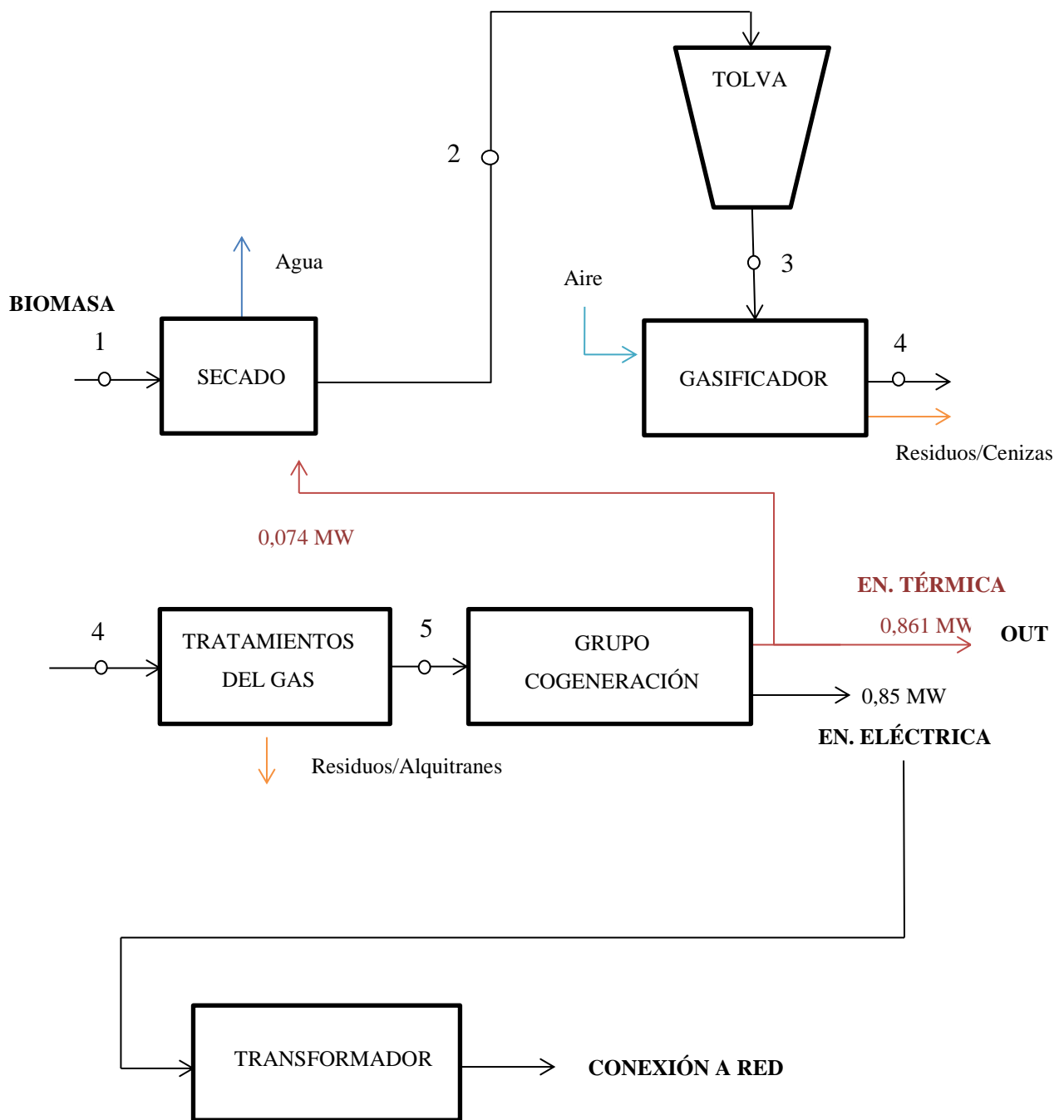


Figura 31. Esquema funcionamiento planta.

Tabla 18. Características de las etapas de la cogeneración con biomasa.

ESTADO INICIAL DEL RECURSO	
Tipo de recurso	Residuos forestales en forma de astillas
Humedad (%)	42,5
Forma	Variable
ETAPA POST-SECADO	
Tipo de recurso	Residuos forestales en forma de astillas
Humedad (%)	15
Forma	Regular
Densidad (kg/m ³)	200-250
Diámetro (mm)	0,1-20
Tamaño (mm)	2-100
Humedad recurso (%)	15
PCI biomasa (MJ/kg)	21,1
Consumo biomasa (kg/h)	558,329
Potencia biomasa (MW)	2,781
ETAPA GASIFICACIÓN	
Tipo de Gasificador	Downdraft
Agente gasificante	Aire
Temperatura de operación (°C)	1200
PCI gas (MJ/Nm ³)	5,5
Consumo gas (Nm ³ /h)	1365,382
Potencia gas (MW)	2,086
Rendimiento de operación	75%
Composición del gas	N ₂ (48%), H ₂ (17%), CO (21%), CO ₂ (13%), CH ₄ (1%)
ETAPA COGENERACIÓN	
Grupo	Moto-Generador
Capacidad de funcionamiento (%)	100
Potencia Eléctrica nominal (MW)	0,85
Energía Eléctrica (MWh)	6850,32
Rendimiento Eléctrico (%)	40,7
Potencia Térmica nominal (MW)	0,935
Potencia Térmica secado (MW)	0,074
Potencia Térmica uso final (MW)	0,861
Energía Térmica (MWh)	6939,405
Rendimiento Térmico (%)	44,8
Rendimiento Total (%)	85,6

Fuente: Elaboración propia

9. Conclusiones

La cogeneración es una actividad consolidada actualmente, al presentar numerosas ventajas, como es el incremento del rendimiento total de la instalación y que permite el aprovechamiento de distintos tipos de energía.

El recurso en cuestión, biomasa forestal, presenta mayor gasto de inversión inicial que los de una instalación convencional, tanto por la extracción y transporte del recurso, como por el uso de maquinarias complejas. No obstante, se destaca que la planta diseñada no presentará elevados gastos a priori, al haber seleccionado procesos y máquinas de mayor rendimiento para el aprovechamiento de dicho recurso en las distintas etapas del proceso. Como es el fenómeno de gasificación, ciclo de mayor rendimiento eléctrico obtenido mediante este tipo de recurso, así como el uso de motores alternativos para la cogeneración y la localización cercana al bosque de explotación Urbión, situada en la Comarca de Pinares, Burgos, España.

Además se presenta numerosas ventajas, como el fomento de una nueva actividad económica en zonas rurales, debido a que contribuye a la diversificación y seguridad energética sin depender de las continuas fluctuaciones de los precios de combustibles provenientes del exterior, al ser un recurso gestionable y abundante, según las necesidades o picos de demanda. Se añaden a su vez ventajas medioambientales, como es la reutilización de materiales, ya que se alcanza el reciclaje y la eliminación de residuos en los bosques, favoreciendo así, a la prevención de incendios ante la ausencia de políticas forestales serias y óptimamente planificadas en territorio nacional.

Como se ha visto a lo largo del estudio, la localización de la planta es idónea para el tipo de instalación energética, ya que además de presentar numerosos datos de disponibilidad y aprovechamiento del tipo de recurso de biomasa, se enumeran importantes motivos para dicha inversión, como son la existencia de empresas agrícolas que guían este desarrollo industrial y disponibilidad de suelo industrial cercanos a las zonas de explotación de recursos. Adicionalmente, se presenta una sólida política acerca del aprovechamiento energético de la biomasa en la región de Burgos, mediante planes de energía, investigaciones e implantaciones de empresas energéticas cada vez mayor.

Se concluye que se abastece fácilmente el consumo eléctrico de las viviendas de la localidad, alcanzando así el objetivo principal del estudio presente, y respetando el valor mínimo de rendimiento eléctrico requerido para este tipo de instalación según la normativa vigente. De hecho, se puede lograr un mayor consumo eléctrico en la localidad, por ejemplo en el abastecimiento de locales, hoteles, recintos deportivos,...a partir de la energía eléctrica y térmica restantes.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

ANEXO I. CÁLCULOS

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

Índice

1. Esquema resumido ciclo general.....	7
2. Cálculo de consumo eléctrico del pueblo Quintanar de la Sierra	8
3. Cálculo PCI biomasa.....	10
4. Cálculo de potencias necesarias del grupo motogenerador.....	12
5. Ciclo de gasificación	16
5.1. Hipótesis	16
5.2. Características comunes gas producto	16
5.3. Características del gasificador necesario	19
6. Consumo de biomasa demandado por la planta	23
7. Energía térmica necesaria para el secado	25
8. Potencias y energías generadas	27
9. Rendimientos.....	30
9.1. Rendimiento de la instalación.....	31
9.2. Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación	32

Índice de tablas

Tabla 1. Planta de biomasa Briviesca, Acciona.....	8
Tabla 2. Planta estudio, Quintanar de la Sierra.	9
Tabla 3. Características comunes del combustible de un gasificador downdraft.....	10
Tabla 4. PCI de la especie pinus sylvestris.....	12
Tabla 5. Características grupo motogenerador seleccionado.	13
Tabla 6. Características generales de diseño y operación del reactor Downdraft para gasificación de biomasa.....	18
Tabla 7. Características del gasificador empleado.	21
Tabla 8. Características del gasificador Haiqui-Machine.....	22
Tabla 9. Comparativa del proceso gasificación diseñado y gasificador HQ-1000.....	22
Tabla 10. Propiedades del agua saturada.....	26
Tabla 11. Potencias generadas por la planta estudio.	27
Tabla 12. Prestaciones específicas de la planta estudio.....	28
Tabla 13. Valores de referencia del rendimiento para la producción separada de calor.	32
Tabla 14. Exigencia de REE mínimo según el Real Decreto 413/2014.....	33

1. Esquema resumido ciclo general

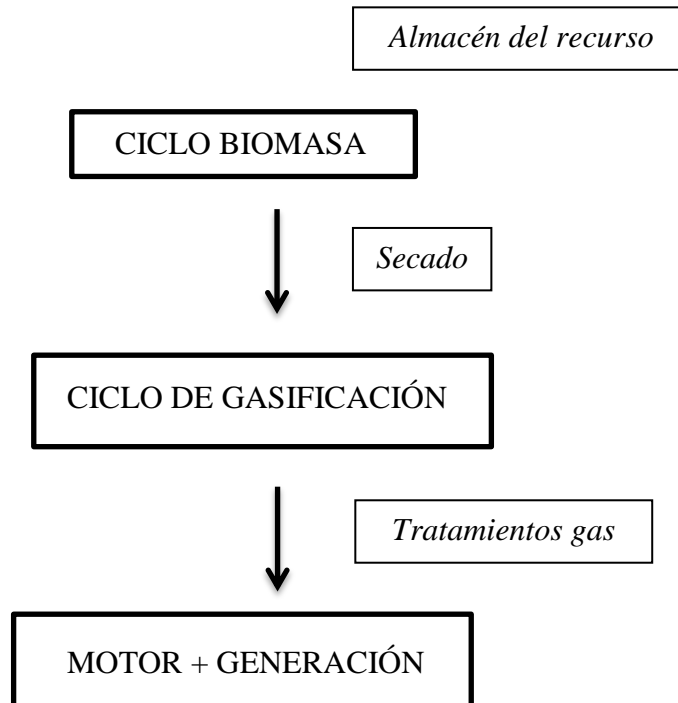


Figura 1. Esquema resumido del ciclo cogeneración a partir de gasificación de biomasa.

2. Cálculo de consumo eléctrico del pueblo Quintanar de la Sierra

El objetivo de la planta estudio es el del abastecimiento eléctrico de la localidad de Quintanar de la Sierra, en la comarca de Pinares, Burgos. Tras numerosas investigaciones, a través de páginas oficiales de la región, y el empleo de comunicaciones sin éxito con éstas, con el fin de obtener posibles estimaciones sobre el consumo energético de dicha localidad, se ha llevado a cabo numerosas búsquedas de ejemplos de plantas que operan en la zona.

De esta manera se ha llegado al ejemplo de la planta de biomasa de Briviesca, que la controla Acciona Energía, localidad muy próxima a la seleccionada en este estudio, y se ha obtenido los siguientes datos de ella:

Tabla 1. Planta de biomasa Briviesca, Acciona.

Planta Modelo Acciona	
Potencia Eléctrica nominal (MW)	16
Energía Media anual generada (MWh)	128000
Consumo de paja cereal (Tm/año)	702000
Hogares	40000

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Acciona.

A través de dichos datos, se prosigue a la obtención del consumo eléctrico anual por hogar en esta zona de Burgos, suponiendo que al ser muy próximas, el consumo anual por hogar no varía en exceso, señalando que se tendría una pequeña variación con los datos reales.

Energía media anual por hogar

$$= \frac{\text{Energía media anual generada Acciona}}{\text{Hogares Briviesca}} \quad (\text{Ec. 1})$$

$$\text{Energía media anual por hogar} = \frac{12800 \text{ MWh}}{40000 \text{ hogares}} = 3,2 \frac{\text{MWh}}{\text{hogar}}$$

El valor obtenido coincide con el proporcionado por la red eléctrica española (REE), que expone que el consumo medio anual de un hogar español es de 3,272 MWh (diario de 9 kWh), aunque éste varía según el tamaño y ubicación de los hogares, por lo que se va a tomar como valor correcto, el calculado anteriormente ya que corresponde al valor perteneciente a la misma zona de consumo de Burgos.

Al tener el consumo de energía eléctrica anual por hogar es posible estimar la potencia eléctrica anual para abastecer a los 1258 hogares de la localidad, como se expone a continuación:

En primer lugar se halla la energía media anual a generar:

Energía media anual a generar

$$= \text{Energía media anual/hogar} \times \text{Hogares Quintanar de la Sierra}$$

$$\text{Energía media anual a generar} = 3,2 \frac{\text{MWh}}{\text{hogar}} \times 1258 \text{ hogares} = 4025,6 \text{ MWh}$$

Dicho valor es la energía media anual que se necesita generar para abastecer a los hogares que forman la localidad completamente. Se han hecho estimaciones de potencias eléctricas mediante el programa de cálculo Excel, con el fin de llegar a producir dicha cantidad de energía:

Tabla 2. Planta estudio, Quintanar de la Sierra.

Potencia Eléctrica nominal (MW)	Energía media anual (MWh)
0,3	2417,76
-	4025,6
0,5	4029,6

Observando la tabla de estimaciones, se determina suficiente la producción de 0,5 MWe como potencia eléctrica nominal para alcanzar abastecer la totalidad de hogares que forman Quintanar de la Sierra.

Lo más óptimo va a ser generar un valor de potencia mayor para asegurar el abastecimiento de las viviendas presentes en la localidad ante algún imprevisto. De hecho, se puede llegar abastecer parte del resto de la localidad, como hoteles, restaurantes,... alcanzando de esta manera un óptimo aprovechamiento del recurso, del ciclo de generación y en general, del proyecto de planta.

En casos de que exista déficit de generación de energía a causa de la disponibilidad puntual de los recursos, como por ejemplo como consecuencias de catástrofes naturales, huelgas de trabajadores,...el abastecimiento de la localidad vendría por la acción de la red eléctrica española, que en dicha región está suministrada por la empresa Iberdrola.

3. Cálculo PCI biomasa

Se van a presentar las características comunes que debe tener el recurso procedente de la biomasa a la entrada del gasificador downdraft basadas en diversas informaciones investigadas.

Tabla 3. Características comunes del combustible de un gasificador downdraft.

Característica	Intervalo
Humedad (%)	10-20 (ideal 15)
Densidad (kg/m ³)	200-250
Diámetro (mm)	0,1-20
Tamaño (mm)	2-100

El tipo de biomasa empleada para el estudio viene definida para su uso, primas, tarifas,... en la categoría b.6.3. del RD 661/07 definido como residuos forestales.

En el estudio de Influence of the biomass gasification processes on the final composition of syngas, 2013, se expone que el gas producto depende fuertemente de la condiciones de la biomasa empleada, del tipo de reactor y de condiciones de presión y temperatura.

El potencial energético de la biomasa, como en el caso de cualquier combustible, se mide en función del poder calorífico del recurso, o en función del poder calorífico del producto energético resultante de su tratamiento.

Se determina el PCI a la entrada del gasificador por medio de la expresión siguiente, tal y como recoge la norma UNE 164001 Ex y se utiliza para el cálculo del PCI en base húmeda:

$$PCI = \frac{(PCS_0 \cdot 1000 (1 - H_m) - 11.27 \cdot (H_m \cdot 100) - 1322)}{1000} \quad (\text{Ec. 2})$$

Donde el PCS_0 es el poder calorífico superior de la biomasa con humedad del 0%, dato obtenido a partir del estudio técnico PER 2011-2020 del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía) para la especie estudiada como es el pinus sylvestris.

$$PCS_0 = 21.1 \text{ MJ/kg}$$

El mismo documento procedente del IDAE enuncia que la humedad en el momento de la corta de la especie pinus sylvestris tiene un valor medio del 42.5 %.

Según la equivalencia de unidades se aplica la siguiente fórmula para la obtención de las tep equivalentes a una tonelada de biomasa verde (h%):

$$\text{tep}/_t = PCI \cdot 0.0239 \quad (\text{Ec. 3})$$

Tabla 4. PCI de la especie pinus sylvestris.

Humedad base húmeda (%)	PCI (kJ/kg)	PCI (kcal/kg)	tep/t
10	18988,565	4538,381	453,827
15	17933,509	4286,216	428,611
20	16878,453	4034,051	403,395
30	14768,340	3529,722	352,963
35	13713,284	3277,557	327,747
40	12658,227	3025,392	302,532
42.5	12130,699	2899,310	289,924
50	10548,115	2521,063	252,100

Mediante el uso del programa de cálculo Excel, se ha podido resaltar el valor de PCI de 17933,509 kJ/kg a 15%, ya que va a ser el seleccionado para el ciclo estudio. También, se observa cómo se llega finalmente a ese valor, por medio de una etapa de secado, desde un PCI del combustible de 12130,699 kJ/kg a 42,5% de humedad que corresponde al estado en el que llega el recurso a la planta.

4. Cálculo de potencias necesarias del grupo motogenerador

Como la planta va a generar una potencia eléctrica nominal de 0,5 MW_e, se ha seleccionado el siguiente grupo de cogeneración para abastecerlo.

Tabla 5. Características grupo motogenerador seleccionado.

JENBACHER TIPO 3	J 316
Potencia de entrada (MW)	2,086
Potencia Eléctrica de salida (MW)	0,85
Rendimiento Eléctrico (%)	40,7
Potencia Térmica de salida (MW)	0,935
Rendimiento Térmico (%)	44,8
Rendimiento total (%)	85,6
Valores de emisión	No _x <500 mg/Nm ³

Fuente: Elaboración propia a partir de Jenbacher Gas Engines.

El cual ofrece una potencia eléctrica de salida de 0,850 MW_e, como la necesaria es menor, se determina que el grupo de cogeneración no trabaja al 100% de su capacidad sino a un valor menor, que se halla a continuación:

% capacidad de funcionamiento grupo =

$$\frac{\text{Pot elec salida necesaria (MW)}}{\text{Pot elec salida grupo (MW)}} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$\% \text{ capacidad de funcionamiento grupo} = \frac{0,5 \text{ MW}}{0,85 \text{ MW}} \times 100 = 58,82\%$$

De este modo, se determina que se trabaja al 58,82 % de su capacidad para generar el valor de potencia eléctrica necesaria de 0,5 MW_e.

A continuación se representa una gráfica que relaciona el porcentaje de capacidad del grupo de cogeneración y la potencia eléctrica capaz de generar, siendo el triángulo formado la zona de elección de trabajo, por encima de la producción de 0,5 MW_e necesarios y el 100% de capacidad de trabajo del grupo.

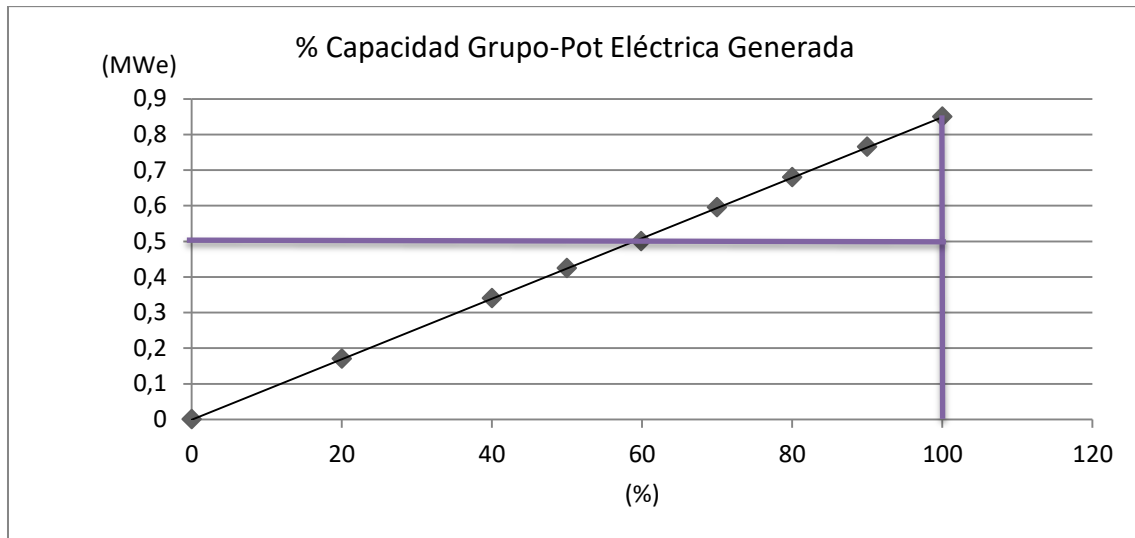


Figura 2. Gráfica % capacidad Grupo-Potencia Eléctrica generada.

Observándose que los puntos siguen una línea casi constante, sin existir variaciones importante que dicten la elección clara de un punto u otro.

Al presentar una capacidad de muy bajo porcentaje de trabajo (58,82%) para producir la potencia eléctrica necesaria, se va a optar por un aprovechamiento del grupo al 100% de su capacidad en la mayoría de los casos, es decir generando 0,85 MW_e de potencia nominal, que además de abastecer a las viviendas de la localidad, se aprovechará para locales y hoteles presentes.

Se procede a especificar la potencia de entrada necesaria, que será suministrada por el gas resultante del proceso de gasificación, presente en la tabla anterior:

$$\text{Potencia entrada al grupo de cogeneración} = 2,086 \text{ MW}$$

De igual manera, se calcula la potencia térmica que se va a generar mediante el grupo de cogeneración, presente en la tabla anterior del grupo seleccionado:

$$\text{Potencia térmica generada} = 935 \text{ kW} = 0,935 \text{ MWt}$$

El punto nominal seleccionado se refleja en la gráfica siguiente:

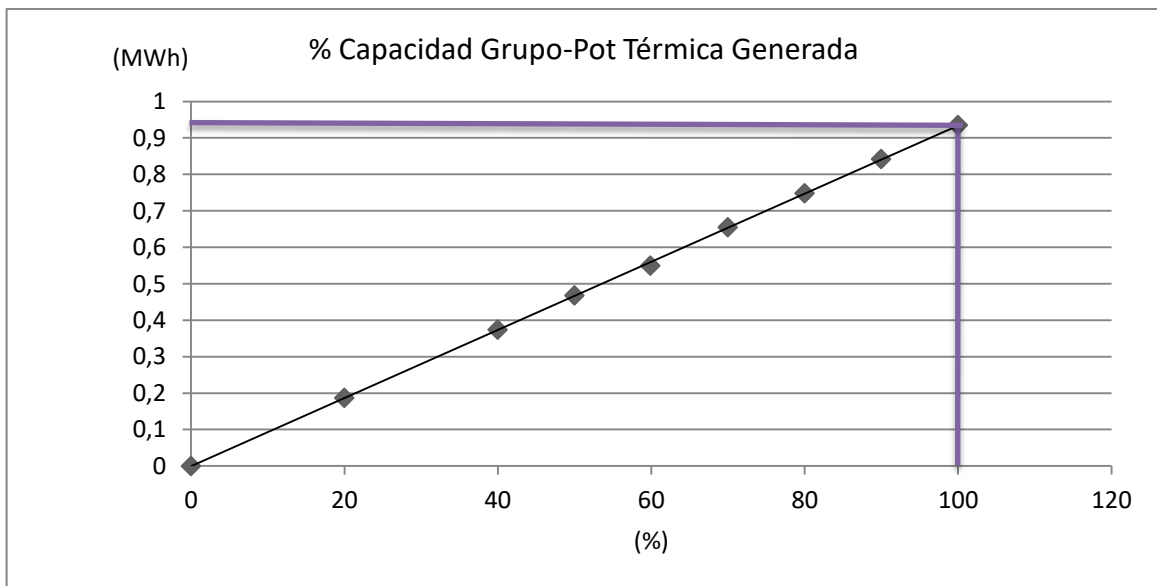


Figura 3. Gráfica % capacidad Grupo-Potencia Térmica generada.

De la misma manera que en la gráfica anterior, los puntos de funcionamiento del grupo cogenerador no sufren variaciones importantes que provoquen una elección más eficiente que otra. Se señala por tanto, que el trabajar al 100% en la mayoría de los casos, será la elección mejor para el grupo y la instalación en cuanto a su aprovechamiento energético.

5. Ciclo de gasificación

5.1. Hipótesis

El modelo funcional genera un proceso de transformación de biomasa a gas pobre, mediante los principios de la Primera Ley de equilibrio termodinámico para las reacciones dadas y el principio de la energía libre de Gibbs. El modelo de gasificación tiene lugar atendiendo a las siguientes suposiciones:

- Modelo de flujo estacionario.
- Condiciones de referencia son $T_0 = 25^\circ\text{C}$ y $P_0 = 1 \text{ atm}$.
- El tiempo de residencia de las reacciones es el necesario para que exista un equilibrio.
- La temperatura y presión del gas pobre son las mismas en todo el proceso de gasificación.
- Se emplearán relaciones de gas ideal para la propiedades de los gases.
- Transferencias de calor y presión de operación en el proceso de gasificación se asumen constantes.

5.2. Características comunes gas producto

Los rendimientos obtenidos y las características de los gases producidos en la gasificación dependen, esencialmente, de las condiciones presentes en la reacción (temperatura, presión, agente gasificante, tiempo de reacción), del tipo de reactor utilizado (lecho fijo “updraft” y “downdraft”, lecho fluido, arrastre de gas) y de la aplicación de distintos sistemas de tratamiento y limpieza de los gases producidos.

Se puede exponer que no existe una estequiometría exacta del proceso de gasificación, ya que varía de forma evidente según distintos parámetros como la velocidad de calentamiento, el tiempo de permanencia de los gases en los reactores y la temperatura que se alcance en el proceso, pudiendo alcanzar finalmente un gas de composición estable, que más

tarde será empleado en alguna aplicación externa al reactor para la producción de energía en motores de combustión interna para producir energía eléctrica y térmica.

Sabiendo esto y anunciando que se va usar aire como agente gasificante y el reactor de lecho fijo downdraft, se genera un gas producto con las siguientes características:

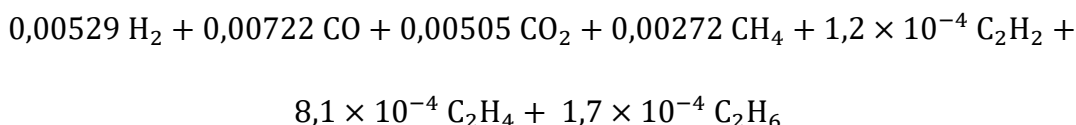
-Formado mayoritariamente por CO, H₂, CH₄, H₂O, N₂ y CO₂.

-Diluido en nitrógeno atmosférico.

-Características del gas producto a partir de la especie de pino:

Los principales componentes combustibles de la madera son la celulosa, las hemicelulosas y la lignina, que son compuestos de carbono, hidrógeno y oxígeno. Otros componentes combustibles menores en la madera son grasas, resinas y ceras. El mayor componente no combustible de la madera es el agua, que representa hasta el 50% de la madera recién cortada. Aunque el contenido de ceniza es bajo (<1%).

Moles:



-Poder calorífico inferior limitado que se suele variar entre 4 y 6 MJ/Nm³ (muy inferior a otros combustibles gaseosos), más usual 5,5 MJ/Nm³ = 5500 kJ/Nm³. De esta manera se va a suponer ese valor en este estudio.

-A menor temperatura se produce menores emisiones de sólidos y tar por lo que se requieren menores costes en la limpieza del gas producto.

-Una composición típica del gas producto podría ser:

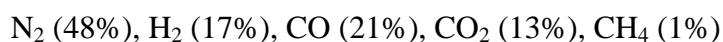


Tabla 6. Características generales de diseño y operación del reactor Downdraft para gasificación de biomasa.

Gasificador	Lecho móvil downdraft
Temperatura de operación (°C)	700-1200
Control de proceso	Simple
Capacidad óptima (MWt)	0,2-5
Humedad máxima (% base húmeda)	25
Cenizas máxima (% base seca)	6
Tamaño partícula típico (mm)	40-100
Morfología del combustible	Uniforme
Densidad aparente (kg/m ³)	>500
Temperatura del gas de salida (°C)	700
Contenido de alquitranes (g/Nm ³)	0,015-3,0
Eficiencia de gas caliente [η GC] (%)	75-80
Eficiencia de gas frío [η GF] (%)	65-75
Presión típica de operación (bar) <i>[Presión atmosférica]</i>	1
Agente gasificante típico	Aire/agua
Tar (mg/Nm ³)	10-6000
Partículas (mg/Nm ³)	100-8000
LHV (MJ/Nm ³)	4,0-5,6
PCI del gas (MJ/Nm ³)	4,5-5,0
Aplicación del gas	Motor eléctrico
Temperatura de fusión de ceniza (°C)	>1250

Fuente: Elaboración propia a partir de: Libro de Tecnologías para el uso y transformación de biomasa energética/ Documento: Influence of the biomass gasification processes on the final composition of syngas.

5.3. Características del gasificador necesario

A la salida del gasificador, se obtiene un gas producto que suministra la potencia de entrada necesaria al grupo de cogeneración, 2,086 MW, y se ha supuesto el PCI de dicho gas como 5,5 MJ/Nm³ siendo el valor más común en dichos gases resultantes del tipo de gasificador aplicado. Por tanto, se determina el consumo necesario del gas:

$$\text{Potencia gas} = \text{PCI} \times \text{caudal de gas} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$\text{caudal de gas} = \frac{\text{Potencia gas}}{\text{PCI gas}}$$

$$\text{caudal de gas} = \frac{2,086 \text{ MJ/s}}{5,5 \text{ MJ/Nm}^3} = 0,379 \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}} = 1365,382 \frac{\text{Nm}^3}{\text{h}}$$

De esta manera se determina que para obtener en el proceso de gasificación una potencia de salida de 2,086 MW, se necesita un caudal mínimo de gas de síntesis de 1365,382 Nm³/h.

Mediante la definición de rendimiento del proceso de gasificación, se ha supuesto un rendimiento global del 75%, valor más común según el esquema estudiado, con la finalidad de obtener la potencia de entrada necesaria procedente del recurso de la biomasa:

$$\eta_{\text{Gasificación}} =$$

$$\frac{\text{Pot generada gas producto}}{\text{Pot generada por el recurso biomasa}} \quad (\text{Ec. 6})$$

$$\text{Potencia generada biomasa} = \frac{\text{Potencia generada gas producto}}{\eta_{\text{Gasificación}}}$$

$$\text{Potencia generada biomasa} = \frac{2,086 \text{ MW}}{0,75} = 2,781 \text{ MW} = 2781,333 \text{ kW}$$

De este modo, es posible hallar el consumo necesario del recurso de biomasa por el gasificador, conociendo el PCI de la biomasa a la entrada del gasificador de 17933,509 kJ/kg a 15% humedad.

$$\text{Pot generada por el recurso de biomasa} = \text{PCI}_{\text{Biomasa}} \times \text{consumo de biomasa (Ec. 7)}$$

$$\text{consumo de biomasa} = \frac{\text{Potencia generada biomasa}}{\text{PCI}_{\text{Biomasa}}}$$

$$\text{consumo de biomasa} = \frac{2781,333 \text{ kW}}{17933,509 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 0,155 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 558,329 \frac{\text{kg}}{\text{h}}$$

Resulta necesario a la entrada del gasificador un consumo del recurso de biomasa de 558,4 kg/h para poder producir la potencia necesaria de entrada de 2,781 MW.

A continuación se expone el gasificador seleccionado para el ciclo, valores obtenidos mediante los cálculos a través del programa Microsoft Excel:

Tabla 7. Características del gasificador empleado.

Etapa Gasificación	
Tipo de Gasificador	Downdraft
Tipo de recurso	Residuos forestales en forma de astillas
Humedad recurso	15%
PCI biomasa (MJ/kg)	21,1
Consumo biomasa (kg/h)	558,329
Potencia biomasa (MW)	2,781
Agente gasificante	Aire
Temperatura de operación (°C)	1200
Post-Gasificación	
PCI gas (MJ/Nm ³)	5,5
Consumo gas (Nm ³ /h)	1365,382
Potencia gas (MW)	2,086
Rendimiento de operación	75%
Composición del gas	N ₂ (48%), H ₂ (17%), CO (21%), CO ₂ (13%), CH ₄ (1%)

A continuación se presenta un posible modelo de gasificador a emplear en la planta, ya que permite llevar cabo las exigencias anteriormente enunciadas que tienen lugar en el ciclo, señaladas numéricamente entre paréntesis:

Tabla 8. Características del gasificador Haiqui-Machine

Modelo	Haiqui-Machine	HQ-1000
Requisitos combustible de biomasa	Humedad (%)	< 20
	Características de tamaño	Mínimo: 10 mm
		Máximo: 100 mm
Datos a la salida del Gasificador	Consumo del recurso (kg/h)	1500
	Gas producido (Nm ³ /h)	3000
	PCI del gas (kcal/Nm ³)	>1100-1300
	Composición del gas	CO -19 ± 3% H ₂ -18±2% CO ₂ - 8±3% CH ₄ -6±2% N ₂ -50%

Fuente: Haiqui-Machine

Tal y como se puede observar el gasificador seleccionado no trabajará al 100%, por lo que es de mayor utilidad el uso de un reactor más acorde a la necesidad de la planta, para así obtener un mayor rendimiento de trabajo en este ciclo de conversión.

Siendo los datos más llamativos, el consumo del recurso de biomasa y el gas de síntesis que genera, como se puede reflejar a continuación:

Tabla 9. Comparativa del proceso gasificación diseñado y gasificador HQ-1000.

	Proceso de gasificación	Gasificador HQ-1000
Consumo del recurso (kg/h)	558	1500
Gas producido (Nm ³ /h)	1365	3000

6. Consumo de biomasa demandado por la planta

Se debe hallar la cantidad de biomasa necesaria a suministrar anualmente a la planta, para verificar si es posible localizarla en la localidad seleccionada a priori. El consumo del recurso se basa en la parte que se suministra directamente desde su llegada del bosque, además de una cierta cantidad que se tiene en stock de seguridad de semanas.

Como se ha observado anteriormente, el consumo necesario de biomasa en el gasificador es de 1500 kg/h, pero debido a que no es necesaria una producción alta de potencia, sólo es necesario un consumo de 558,329 kg/h. Al considerar que la planta trabaja 8059,2 h/año, es decir teniendo una disponibilidad del 92% de funcionamiento, y que se requiere un consumo de toneladas de astillas con humedad inferior al 15%, tal y como se puede apreciar a continuación:

$$\text{Consumo de biomasa del gasificador} = 558,329 \text{ kg/h} = 0,55833 \text{ Tm/h}$$

$$\begin{aligned} \text{Consumo biomasa del gasificador} &= 0,55833 \text{ Tm/h} \times 8059,2 \text{ h} = 4499,986 \text{ Tm al año} \\ &= 4500 \text{ Tm al año} \end{aligned}$$

Para conseguir obtener ese índice de humedad en el recurso, en primer lugar éste debe pasar por un secador, dónde se suele trabajar con valores en torno al 50% de humedad. Por ello, se calcula la cantidad de biomasa al perder la totalidad de humedad.

Cabe destacar que existen dos tipos de términos de humedad, como son:

Humedad en base húmeda, cantidad de agua que contiene el sólido húmedo.

$$H_h [\%] = \frac{m_{\text{agua}}}{m_{\text{seca}} + m_{\text{agua}}} \times 100 \quad (\text{Ec. 8})$$

Humedad en base seca, cantidad de agua en el sólido.

$$H_s[\%] = \frac{m_{\text{agua}}}{m_{\text{seca}}} \times 100 \quad (\text{Ec. 9})$$

Teniendo como dato que se requiere un consumo del recurso de 558,329 kg/h de 15% de humedad, cuando se pierde la totalidad de humedad (0% H) el consumo del recurso será de 474,58 kg/h.

$$15\% H = \frac{p_{15} - p_0}{p_{15}}$$

$$15\% H = \frac{558,329 \text{ kg/h} - p_0}{558,329 \text{ kg/h}} \rightarrow p_0 = 474,58 \text{ kg/h} \text{ (a 0\% de humedad)}$$

Como al llegar al secador tipo Trommel, el recurso suele poseer una humedad del 40-45% propia de la especie origen como es pinus sylvestris en Burgos (exactamente según documentos que recoge el IDAE, el valor es de 42,5%):

$$42,5\% H = \frac{p_{42,5} - p_0}{p_0} \rightarrow p_{42,5} = 676,276 \text{ kg/h}$$

Se observa que el consumo del recurso inicial, a 42,5% de humedad, es de 676,3 kg/h. Como el funcionamiento de la planta es de 8059,2 h/año, el consumo de biomasa anual viene reflejado en la siguiente ecuación:

$$\text{Consumo biomasa del gasificador} = \text{Consumo} \left(\frac{\text{Tm}}{\text{h}} \right) \times \text{horas funcionamiento al año} \quad (\text{Ec. 10})$$

$$\text{Consumo biomasa del gasificador} = 0,6763 \frac{\text{Tm}}{\text{h}} \times 8059,2 \text{ h} = 5450,245 \text{ Tm}$$

Entonces el consumo de biomasa total por la planta será de $5,450 \times 10^6$ kg/año es decir, 5450,3 toneladas al año de astillas de pino del monte Urbión para abastecer la planta de gasificación.

Se afirma que se puede abastecer por medio de, mayoritariamente, astillas procedentes de *pinus sylvestris*, debido a la información proporcionada por la tabla 4 que se encuentra en el documento de la memoria.

7. Energía térmica necesaria para el secado

Como se ha expuesto anteriormente, la humedad inicial del recurso es de 42,5% antes de hacerlo pasar por el secador Trommel que se encargará de obtener un valor del 15% de humedad, declarado óptimo en la entrada del gasificador.

La etapa de secado se realiza a 100°C de temperatura, y consiste en la evaporación de agua contenida en el recurso, por tanto se procede a hallar la cantidad de vapor de agua necesaria para pasar de una humedad del recurso del 42,5% al 15%.

$$\dot{m}_{\text{vapor de agua}} = p_{42,5} - p_{15} \quad (\text{kg/h}) \quad (\text{Ec. 11})$$

$$\dot{m}_{\text{vapor de agua}} = 676,276 \text{ kg/h} - 558,329 \text{ kg/h} = 117,947 \text{ kg/h}$$

$$\dot{m}_{\text{vapor de agua}} = 117,947 \text{ kg/h} = 0,033 \text{ kg/s}$$

Se hace uso de la tabla de agua saturada:

Tabla 10. Propiedades del agua saturada.

Temperatura (°C)	Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)		
		Líquido sat.	Vaporización	Vapor sat.
90	0,7014	376,92	2283,2	2660,1
95	0,8455	397,96	2270,2	2668,1
100	1,014	419,04	2257,0	2676,1
110	1,433	461,30	2230,2	2691,5

Fuente: Elaboración propia a partir de Moran Shapiro, Fundamentos Termodinámica Técnica.

Tal y como se puede observar en la tabla anterior, la variación de entalpía a 100°C de temperatura tiene un valor de 2257,0 kJ/kg. Se calcula la potencia térmica necesaria para realizar el secado necesario:

$$\text{Potencia térmica de secado} = \dot{m}_{\text{vapor de agua}} \left(\frac{\text{kg}}{\text{s}} \right) \times \Delta H \left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right) \quad (\text{Ec. 12})$$

$$\text{Potencia térmica de secado} = 0,033 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \times 2257,0 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\text{Potencia térmica de secado} = 73,946 \frac{\text{kJ}}{\text{s}}$$

Así que la potencia térmica necesaria para el secado del recurso de la biomasa hasta el 15% de humedad es de 73,946 kW, es decir, en torno a 0,074 MW.

8. Potencias y energías generadas

Observando los cálculos llevados a cabo en Microsoft Excel, las potenciales nominales que genera la planta tienen el valor de:

Tabla 11. Potencias generadas por la planta estudio.

Tipo de potencia nominal	Capacidad (kW)
Potencia Eléctrica	850
Potencia Térmica	935
Potencia Térmica de secado	74

Para cumplir con los requisitos técnicos necesarios a la entrada del gasificador, parte del valor de potencia térmica generada se va a emplear en la etapa de secado del recurso. De este modo, la potencia térmica para suministrar a la red del pueblo es de:

$$\text{Potencia térmica}_{\text{Red}} = \text{Potencia térmica}_{\text{Generada}} - \text{Potencia térmica}_{\text{Secado}} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$\text{Potencia térmica}_{\text{Red}} = 935 \text{ kWt} - 74 \text{ kWt}$$

$$\text{Potencia térmica}_{\text{Red}} = 861 \text{ MWt}$$

Por lo tanto, la potencia térmica a suministrar al exterior por la planta estudio alcanza un valor de 0,861 MWt.

Se prosigue a determinar la energía térmica que viene definida por:

$$\text{Energía térmica} = \text{Pot térm} \times t_{\text{funcionamiento}} \quad (\text{Ec. 14})$$

$$E_t = 0,861 \text{ MWt} \times 8059,2 \text{ h} = 6939,405 \text{ MWh}$$

Finalmente se determina la energía eléctrica que viene definida por:

$$\text{Energía eléctrica} = \text{Pot elec} \times t_{\text{funcionamiento}} \quad (\text{Ec. 15})$$

$$E_e = 0,85 \text{ MWe} \times 8059,2 \text{ h} = 6850,32 \text{ MWh}$$

Se expone una tabla resumen con las características de la planta estudio, realizada mediante el programa Microsoft Excel:

Tabla 12. Prestaciones específicas de la planta estudio.

Característica planta	Valor
Horas de funcionamiento al año (h/año) [Disponibilidad 92%]	8059,2
Consumo de biomasa planta (Tm/año)	5450,245
Potencia Térmica de secado (MW)	0,074
Consumo de biomasa gasificador (Tm/año)	4499,686
Potencia biomasa (MW)	2,781
Potencia gas (MW)	2,086
Rendimiento de gasificación (%)	75
Consumo del gas grupo de cogeneración (Nm ³ /h)	1365,382
Capacidad de funcionamiento Grupo-Cogeneración (%)	100
Potencia Eléctrica nominal (MW)	0,85
Energía Eléctrica (MWh)	6850,32
Rendimiento Eléctrico Grupo-Cogeneración (%)	40,7
Potencia Térmica nominal (MW)	0,861
Energía Térmica (MWh)	6939,405
Rendimiento Térmico Grupo-Cogeneración (%)	44,8
Rendimiento Total Grupo-Cogeneración (%)	85,6

A continuación, se presenta el diagrama de Sankey del balance del ciclo de potencia del sistema de cogeneración a partir de biomasa explicado paso a paso, como se distribuye a lo largo de la planta. Observando que las mayores pérdidas tienen lugar en el proceso de gasificación (25%) y en el proceso de cogeneración del syngas (14,4%).

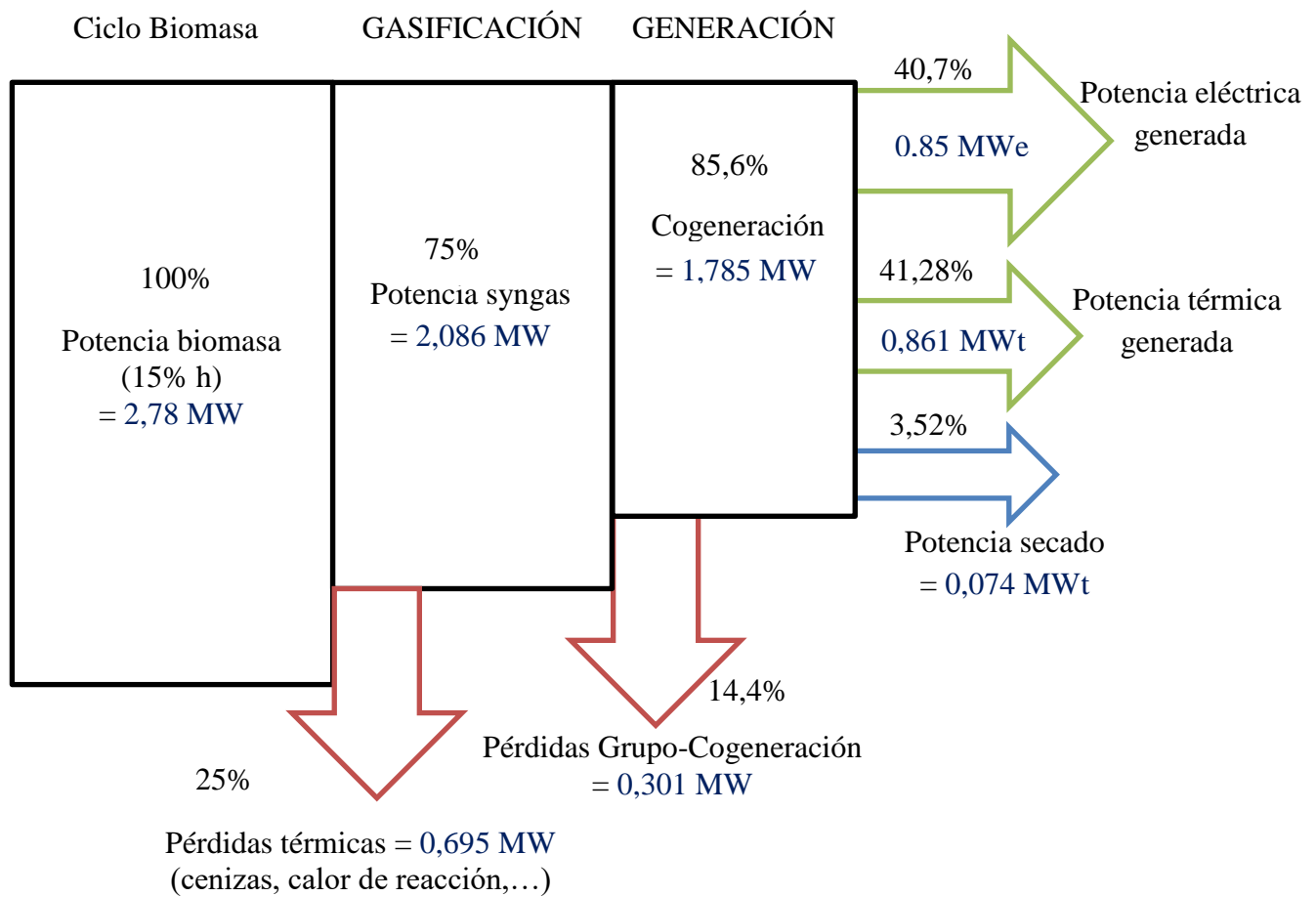


Figura 4. Diagrama de Sankey de la gasificación de recursos forestales hasta su cogeneración energética.

9. Rendimientos

Según el Real Decreto 413/2014 la instalación de estudio se clasifica como:

Categoría b. Instalaciones que utilicen como energía primaria alguna de las energías renovables no fósiles. Esta categoría se clasifica en 8 grupos, siendo el de la instalación de estudio:

Grupo b.6. Centrales de generación eléctrica o de cogeneración que utilicen como combustible principal biomasa procedente de cultivos energéticos, de actividades agrícolas ganaderas o de jardinerías, de aprovechamientos forestales y otras operaciones silvícolas en las masas forestales y espacios verdes. Se entenderá como combustible principal aquel combustible que suponga, como mínimo, el 90% de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Acreditación del REE

Cualquier instalación de cogeneración a la que le sea exigible el cumplimiento de un REE mínimo deberá calcular y acreditar a final de año el rendimiento eléctrico equivalente real alcanzado por su instalación. También el calor útil producido por la planta, se deberá acreditar y justificar.

Inspecciones de las cogeneraciones

La Administración General del Estado llevará a cabo inspecciones periódicas y aleatorias a lo largo del año en curso sobre las instalaciones de cogeneración que son objeto de cumplimiento del requisito del rendimiento eléctrico equivalente, basándose en los criterios de elección e indicaciones que la Secretaría General de la Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio imponga en cada caso, ajustándose el número total de inspecciones realizadas anualmente a un mínimo del 10% del total de instalaciones de cogeneración existentes, que representen al menos el 10% de la potencia instalada dentro del subgrupo correspondiente. Estas inspecciones se extienden hasta la verificación de los procesos y condiciones técnicas y de confort que den lugar a la demanda de calor útil.

Se realiza a través de la Comisión Nacional de la Energía, en colaboración con los órganos competentes de las Comunidades Autónomas correspondientes.

9.1. Rendimiento de la instalación

El rendimiento de la instalación de cogeneración viene dado por la expresión:

$$R = \frac{E + V}{Q} \quad (\text{Ec. 16})$$

Dónde,

E = energía eléctrica generada medida en bornes de alternador, en el caso de la planta es de 850 kW.

V = producción de calor útil, en el caso de la planta es de 935 kW.

Q = consumo de energía primaria, medida por el poder calorífico inferior de los combustible, en el caso de la planta es de 2278,806 kW.

Entonces, se sustituye esos valores en la expresión:

$$R = \frac{850 + 935}{2278,806}$$

$$R = 78,33 \%$$

9.2. Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación

El rendimiento eléctrico equivalente de la instalación viene dado por la fórmula siguiente:

$$REE = \frac{E}{[Q - (\frac{V}{RefH})]} \quad (\text{Ec. 17})$$

Dónde,

E, Q y V han sido identificados anteriormente.

Ref H: es el valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor, de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo o norma que lo transponga. Publicado en el anexo III de la Decisión de la Comisión Europea de 21 de diciembre de 2006 por la que se establecen valores de referencia de la eficiencia armonizados para la producción por separado de electricidad y calor de conformidad con lo dispuesto en la Directiva 2004/87 del Parlamento Europeo y el Consejo DOCE 6/2/2007.

Se presenta a continuación mediante la siguiente tabla:

Tabla 13. Valores de referencia del rendimiento para la producción separada de calor.

	Tipo de combustible	Vapor/agua caliente	Uso directo de gases de escape
Combustibles sólidos	Hulla/coque	88%	80%
	Lignito/briquetas de lignito	86%	78%
	Turba/ briquetas de turba	86%	78%
	Combustibles de madera	86%	78%
	Biomasa agrícola	80%	72%
	Residuos biodegradables (municipales)	80%	72%
	Residuos no renovables (municipales e industriales)	86%	72%
	Esquisito bituminoso	86%	78%

Fuente: Elaboración propia (Diario Oficial de la Unión Europea).

Como se puede observar, para el empleo de combustibles forestales el valor de Ref H es del 78%; se llega al valor del rendimiento eléctrico de la instalación mediante la expresión anteriormente definida:

$$\text{REE} = \frac{850}{[2278,806 - \left(\frac{935}{0,78}\right)]}$$

$$\text{REE} = 78,7 \%$$

Según el anexo XIV Condiciones de eficiencia energética exigidas a las instalaciones de cogeneración incluidas en la disposición transitoria novena del Real Decreto 413/2014 expone que el rendimiento eléctrico equivalente (REE) de las instalaciones de cogeneración en el periodo anual deberá ser igual o superior al que le corresponda según la siguiente tabla, como es el caso:

Tabla 14. Exigencia de REE mínimo según el Real Decreto 413/2014.

Tipo de combustible	REE (%)
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49
Combustibles líquidos en motores térmicos	56
Combustibles sólidos	49
Gas natural y GLP en motores térmicos	55
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59
Otras tecnologías y/o combustibles	59

Fuente: Elaboración propia (Real Decreto 413/2014).

También expone seguidamente que para aquellas instalaciones cuya potencia instalada sea menor o igual a 1 MW (como es el caso de la instalación), el valor del rendimiento eléctrico equivalente mínimo será un 10% inferior al que aparece en la tabla anterior por tipo de tecnología y combustible.

Entonces, el valor final de REE mínimo exigido a la instalación pro el aprovechamiento de combustibles sólidos será:

$$\% \text{REE}_{\text{Mínimo}} = 49 - (0,1 * 49) = 44,1\%$$

Siendo el valor obtenido de REE = 78,7% superior al mínimo exigido.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

ANEXO II. BIOMASA

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

Índice

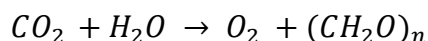
1. Introducción	5
2. Definición término	6
3. Resurgimiento del recurso.....	7
4. Carácter energético.....	8
5. Ventajas	10
5.1. Ventajas sociales.....	10
5.2. Ventajas económicas	11
5.3. Ventajas medioambientales	11
5.3. Caso concreto: prevención incendios	14
6. Inconvenientes.....	15
7. Clasificación biomasa	16
8. Biomasa forestal.....	18
8.1. Definición	18
8.2. Recursos aprovechables.....	18
8.3. Mercado de biomasa forestal en España.....	19
9. Panorama de las energías renovables y biomasa.....	20
9.1. Contexto mundial	20
9.2. Contexto europeo.....	22
9.3. En España	24
9.4. En Castilla y León	26
9.5. Burgos.....	27
10. Emisiones de CO ₂	28

1. Introducción

La biomasa es materia de origen orgánico, vegetal o animal que se puede utilizar para fines energéticos.

La energía de la biomasa proviene en última instancia del Sol. Debido a que los vegetales absorben y almacenan una parte de la energía solar que llega a la tierra; y a los animales en forma de alimento y energía. Cuando la materia orgánica almacena la energía solar, también crea subproductos que no sirven para los animales ni para fabricar alimentos, pero sí para hacer energía de ellos.

En el proceso de fotosíntesis, las plantas verdes transforman productos minerales, como son el dióxido de carbono y el agua, en sustancias orgánicas y oxígeno por acción de la radiación solar. La materia orgánica que se obtiene posee un alto valor energético asociado a su estructura interna y se denomina biomasa vegetal. En dicho proceso, la energía contenida en la radiación solar se transforma en energía química, siendo el esquema básico y general de la reacción el que se indica a continuación:



El rendimiento de la transformación energética asociada a este proceso es bajo. En primer lugar, del conjunto de longitudes de onda del espectro solar, sólo la radiación solar comprendida en el rango de la longitud de onda de 0,4 a 0,7 m es válida para el proceso, lo cual supone una cierta restricción. En segundo lugar, no toda la radiación solar que incide sobre la planta es absorbida por ésta, ya que aproximadamente el 30% es reflejada. Como la propia fotosíntesis tiene un rendimiento bajo, próximo al 30%, y que se producen pérdidas de energía debido a la existencia de otros procesos que tienen lugar en las plantas, se obtiene finalmente que el rendimiento en el proceso de generación de biomasa a partir de la energía solar sea muy bajo, entre 3% y el 5% [4].

Sin embargo, a pesar del bajo rendimiento, la cantidad de plantas terrestres y acuáticas repartidas por la tierra, junto con la de CO₂ en la atmósfera y la radiación solar que llega a estas plantas, permiten una producción anual de biomasa vegetal cifrada en 1,7x10¹¹ toneladas, con un contenido energético cercano a 3x10²¹ J dicho valor representa 10 veces el consumo mundial de energía primaria en 1993, que fue de 3,27x10²⁰ J [4]. Estas cifras,

enmarcadas en el panorama energético mundial, justifican el interés por la biomasa como fuente de energía primaria, no perdiendo de vista el hecho de que se trata de una fuente de energía renovable.

Desde el descubrimiento del fuego, la biomasa ha sido la fuente de energía más importante para la humanidad. A mediados del siglo XIX, se impone el uso de combustibles fósiles, por lo que la biomasa es sustituida por el carbón y más tarde por otras fuentes energéticas como el petróleo. Hasta que se produce poco a poco el resurgimiento del recurso de la biomasa a causa de una serie de factores (económicos, sociales y ambientales).

2. Definición término

En este apartado se van a presentar una serie de definiciones del término biomasa, para así alcanzar una clara y completa percepción del mismo. De forma general se puede decir, que cualquier definición de biomasa debe englobar principalmente dos términos: orgánico y renovable.

Según el IDAE, se define el término biomasa como la “materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o provocado, utilizable como fuente de energía”, es decir, cualquier sustancia orgánica de origen vegetal o animal, incluyendo los materiales que resultan de su transformación natural o artificial. En la actualidad, la biomasa engloba al grupo de productos energéticos y materias primas de tipo renovable que se originan a partir de la materia orgánica, quedando por tanto excluidos los combustibles fósiles o los productos orgánicos derivados de ellos, aunque también tuvieron un origen biológico en épocas remotas.

Así pues, la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), utiliza la definición de la Especificación Técnica Europea CEN/TS 14588 para catalogar la “biomasa” como “todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización”.

Según la directiva 2003/30/CE: biomasa es “fracción biodegradable de productos de desecho y residuos procedentes de la agricultura, silvicultura y de las industrias relacionadas, así como de la fracción biodegradable de residuos industriales y municipales”.

Hay otra característica que diferencia a la biomasa de otros recursos energéticos, y es el hecho de que es un recurso potencialmente renovable. El carbón, el gas, el petróleo y otros combustibles fósiles, no se consideran biomasa, aunque deriven de material vivo. El tiempo necesario para la formación de estos combustibles (millones de años) hacen que no pueden ser considerados como renovables.

A continuación se va a presentar la definición establecida por la Unified Bioenergy Terminology, UBET, de FAO y el Comité Europeo de Estandarización, CEN:

Biomasa: “material de origen biológico excluido el procedente de formaciones geológicas y que se ha fosilizado”.

Biocombustible: “combustible elaborado directa o indirectamente a partir de biomasa”.

Bioenergía: “energía de los biocombustibles”.

3. Resurgimiento del recurso

Desde tiempos remotos se ha utilizado la biomasa como fuente energética para realizar tareas cotidianas, así que no se trata de un recurso extraño ni desconocido. Sin embargo, cuando el uso de combustibles fósiles comenzó a tomar fuerza, la biomasa se vio relegada a un plano inferior, donde su aportación a la producción de energía primaria era insignificante.

Actualmente a causa de diversos factores, detallados a continuación, se ha experimentado un resurgimiento del recurso como fuente energética. Los factores que han guiado a alcanzar un grado importante como fuente energética a la biomasa son:

- El encarecimiento del precio del petróleo.
- El aumento de la producción agrícola.
- Necesidad de buscar usos alternativos a la producción agrícola.
- Cambio climático.
- Posibilidad de utilizar los conocimientos científicos y técnicos para optimizar el proceso de obtención de energía.
- Marco económico favorable para el desarrollo de plantas que utilizan biomasa como combustible, gracias a las subvenciones en cuanto a la producción que reciben las plantas generadoras de energía con esta fuente.
- Dificultad normativa para desarrollar otro tipo de proyectos, dejando a la biomasa como la alternativa más razonable para rentabilizar una inversión económica.

4. Carácter energético

El potencial energético de la biomasa, como en el caso de cualquier combustible, se mide en función del poder calorífico del recurso, o en función del poder calorífico del producto energético resultante de su tratamiento.

En numerosas ocasiones, se elimina la biomasa porque entorpece las labres agrarias o ganaderas que la generan. Con esto, se desperdicia una fuente de energía de gran importancia, realizando una comparación en términos medios el poder calorífico inferior (PCI) de la biomasa permite obtener aproximadamente 15000 kJ/kg (equivalente a poco más de 3500

kcal/kg y a 4kWh/kg), el PCI del gasóleo es de 42000 kJ/kg y el de la gasolina es de 44000 kJ/kg aproximadamente [1]. Entonces por cada tres kilogramos que se desperdicia de biomasa, se desaprovecha el equivalente a un kilogramo de gasolina.

Se prosigue a la identificación de los términos anteriormente nombrados:

Poder calorífico (PC): “Calor generado en la combustión por kg de combustible”. El poder calorífico es la clave en el uso energético de un recurso de biomasa y partir de éste se determina su calidad como combustible, principalmente. Según la manera de medir se llega a poder calorífico superior (PCS) y poder calorífico inferior (PCI).

-Poder calorífico superior (PCS): “Calor desprendido por un kilogramo de biomasa forestal, y su valor se mide en bomba calorimétrica”, en inglés “gross heating value”. La combustión, como ya hemos indicado, se realiza a volumen constante. El agua de combustión es recogida en forma líquida. Su valor depende de la humedad de la muestra.

-Poder calorífico inferior (PCI). “Calor desprendido por un kilogramo de combustible” en inglés, “lower heating value”. En una combustión en la que el agua del combustible se libera en forma de vapor. Si esta agua se condensa desprendería calor y se obtendría entonces PCS, añadiendo al PCI este calor desprendido. Por tanto el PCI es menor que el PCS, y a mayor humedad del combustible, mayor resulta ser esta diferencia.

Unidad empleada para estos términos es kcal/kg que es aplicada a un combustible, indica el número de kilocalorías que se obtendrían en la combustión de 1 kg de ese combustible.

5. Ventajas

La biomasa es la energía renovable (100%, por ello ayuda a reducir la huella de carbón) que aprovecha todo lo que la tierra proporciona. El uso energético de este recurso presenta numerosas ventajas, no sólo para el propietario de la instalación sino también para el conjunto de la sociedad.

Desde el punto de vista económico, el aprovechamiento de este recurso disminuye considerablemente la factura energética al reducir la cantidad de combustibles que se debe obtener del exterior. Se pueden distinguir principalmente ventajas sociales, económicas y ambientales.

5.1. Ventajas sociales

La principal ventaja social que desarrolla el empleo de este recurso para la generación de energía, es la generación de empleo local y desarrollo de las áreas rurales.

Beneficia el desarrollo económico de las zonas tradicionalmente deprimidas. Los biocombustibles crean en torno a 50 o 100 veces más empleo en la UE que los combustibles fósiles, la electricidad a partir de biomasa entre 10 y 20 veces más, y la calefacción el doble [11].

El fomento de la producción de biomasa para uso energético permite el desarrollo de una nueva actividad en las áreas rurales, sobre la base de un mercado con una demanda continua y sin fluctuaciones, que genera puestos de trabajo estables, bien remunerados y supone una nueva fuente de ingresos para las industrias locales. De acuerdo con lo expuesto por el Comité de las Regiones en su dictamen sobre el Libro Blanco de las Energías Renovables, a igual potencia instalada se crean hasta cinco veces más puestos de trabajo con energías renovables que con combustibles convencionales.

5.2. Ventajas económicas

- En la actualidad se puede afirmar que existe tecnología fiable y costes competitivos, por ello es un fuerte competidor del gas natural y derivados del petróleo.
- Contribuye a la diversificación energética. La tecnología para generación de electricidad es conocida, cuenta aún con un margen muy importante de mejora en eficiencia. Lo mismo sucede con las actividades de abastecimiento.
- Aumenta la seguridad energética y económica, por la independencia de las fluctuaciones de los precios de los combustibles provenientes del exterior.
- Recurso abundante. La biomasa es una alternativa para generar riqueza en el sector forestal.
- Desarrollo de entornos rurales. El aumento de ingresos de las industrias locales y el aumento de la población dan lugar a la aparición de nuevas infraestructuras y servicios en áreas rurales, como son las carreteras, los centros hospitalarios y educativos, y los servicios a la población en general.
- Es un combustible renovable que se puede gestionar, según necesidades o picos de demanda.
- Tiene precios competitivos y más estables que los de cualquier combustible fósil.

5.3. Ventajas medioambientales

- La reutilización de materiales significa reciclaje y eliminación de residuos. El aprovechamiento de la masa forestal residual como combustible para calderas de biomasa es una de las soluciones para facilitar el saneamiento de los bosques. En este último caso podrían incluirse los rastrojos y podas agrícolas, cuya quema tradicional en el campo conlleva un riesgo añadido de incendios, y que pueden encontrar un nuevo mercado en la producción de energía.

-La biomasa es capaz de producir energía térmica y/o eléctrica, siendo una energía limpia, moderna y segura.

-Una planta de biomasa media puede evitar 200000 toneladas de CO₂ al año que emitiría una central térmica de carbón [31].

-Las cenizas resultantes se usan como abonos y fertilizantes agrícolas.

-No contribuye al incremento de CO₂ en la atmósfera ni al efecto invernadero. La mayor ventaja es el balance neutro de las emisiones de CO₂, al cerrar el ciclo del carbono que comenzaron las plantas al absorberlo durante su crecimiento, ya que este CO₂ sólo proviene de la atmósfera en la que vivimos y necesita ser absorbido continuamente por las plantas si se desea mantener en funcionamiento la producción energética con biomasa. Según datos del PER, en el año 2010, con un incremento de la potencia eléctrica con biomasa de 1.695 MW y un incremento en la energía primaria procedente de biomasa térmica de 582,5 ktep, las emisiones evitadas de CO₂ superarían los nueve millones de toneladas

-Las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno, partículas y otras sustancias contaminantes son mínimas.

-La implantación de cultivos energéticos en tierras abandonadas evita la erosión y degradación del suelo. Es posible la reforestación de tierras agrícolas o desforestadas con cultivos energéticos, herbáceos o leñosos, con destino a la producción de biomasa, que aumentarían la retención de agua y la disminución de la degradación y erosión del suelo.

-La subida del coste de la biomasa es inferior a lo que se prevé crezcan los combustibles fósiles, debido a que siempre se encuentra por debajo del gasóleo y es más estable.

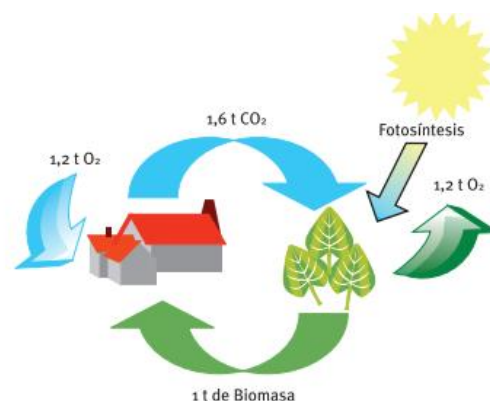


Figura 1. Ciclo del CO₂ (H₂O renovable).

Como ha ocurrido con la eólica y la solar, la implantación de la biomasa en determinados territorios facilita también el desarrollo de experiencias y proyectos de educación ambiental en los que se intenta resaltar la importancia de esta fuente energética.

A continuación se presenta una tabla resumen de las ventajas medioambientales por el hecho de realizar limpieza de residuos forestales con la finalidad de recalcar la necesidad, y además se experimenta un posible aprovechamiento energético:

Tabla 1. Resumen Ventajas de los trabajos de limpieza de residuos forestales con destino a la producción de biomasa.

Favorece la regeneración natural de la masa principal
Facilita la repoblación artificial de la masa forestal
Posibilita el crecimiento del arbolado
Mejora la calidad del arbolado y de sus productos derivados
Disminuye considerablemente el peligro de plagas e incendios
Facilita el resto de las operaciones selvícolas
Incrementa la capacidad de aprovechamiento de productos forestales
Facilita el resto de las operaciones selvícolas
Incrementa la capacidad de aprovechamiento de productos forestales
Facilita los movimientos por el monte
Incrementa el hábitat de cierta fauna silvestre
Mejora estéticamente el monte
Aumenta la capacidad de acogida recreativa

Fuente: Elaboración propia (IDAE).

5.3. Caso concreto: prevención incendios

Una de las ventajas más importantes es la prevención de incendios, por lo que se explicará con un poco más de detenimiento aunque pertenezca a las ventajas medioambientales, debido a que los incendios son uno de los problemas más graves que aparecen actualmente.

Aunque la mayoría de los incendios que actualmente se producen son intencionados, existen factores que contribuyen claramente a potenciar sus efectos devastadores, como son:

- El aumento de la biomasa o combustible en el monte.
- El progresivo y exponencial abandono del ámbito rural, con la pérdida de aprovechamientos y usos tradicionales del monte.
- La ausencia de políticas forestales serias y planificadas a medio y largo plazo, que aseguren inversiones que motiven a los propietarios a cuidar los bosques.
- El coste de las medidas gestión no puede ser asumido de forma sostenible si el monte no produce ingresos suficientes para sus propietarios (centro coste vs centro negocio).

Por todo ello, se puede defender que la bioenergía constituye la mejor herramienta para la prevención de incendios, ya que permite valorizar un residuo, justificar las inversiones necesarias mostrando el valor de lo salvado y potenciar una gestión forestal, tanto pública como privada, que permita conseguir masas forestales estables, estructuradas y menos vulnerables (claras, clareos, resalveo reduciendo la densidad de pies, revisión de turnos e intensidades,...).

6. Inconvenientes

El aprovechamiento de estos recursos también presentan pequeños inconvenientes respecto al empleo de combustibles fósiles, como son los siguientes:

-Requiere espacio. Se necesitan grandes áreas para diferentes procesos destinados a su obtención, y lo mismo ocurre en las zonas destinadas para su almacenamiento. Debido a que se necesita de una mayor cantidad de biocombustible que de combustible fósil para conseguir la misma cantidad de energía. Debido a tener una menor densidad energética que los combustibles fósiles.

-La biomasa es la única tecnología renovable que requiere ir a por el combustible y esto plantea algunas dificultades.

-La inversión es más cara. El negocio de suministro de biomasa forestal depende de muchas variables, entre ellas, de la tipología del monte y de la inversión (muy alta) en maquinaria adecuada.

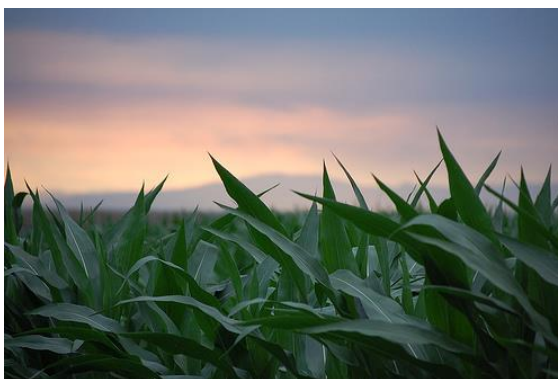


Figura 2. Recursos forestales (Endesa Educa).

-Rendimientos de las calderas de biomasa son algo inferiores a los de las calderas de combustibles fósiles.

-Mayores costes de operación y mantenimiento (respecto a los que representan los combustibles fósiles líquidos o gaseosos) por tener mayor complejidad en los sistemas de

alimentación y eliminación de cenizas. Sin embargo, cada vez existen en el mercado sistemas más automatizados que van disminuyendo este problema.

-Los canales de distribución no están tan desarrollados como los de los combustibles fósiles.

-La mayoría de los recursos provenientes de la biomasa tienen elevado contenido en humedad por lo que tiene que aplicar procesos previos al aprovechamiento como es el caso del secado.

-Trabas administrativas: inflación legislativa.

7. Clasificación biomasa

Para representar la clasificación de biomasa se hace uso de una tabla, que se divide según su origen biológico, su procedencia y el tipo de combustible, realizada por medio de las investigadas llevadas a cabo a lo largo del documento.

Tabla 2. Clasificación del recurso de biomasa según distintos factores.

Origen Biológico	Biomasa primaria	Formada en la naturaleza mediante la fotosíntesis de las plantas (todo tipo de residuos primarios)
	Biomasa secundaria	Formada por los seres heterótrofos alimentados de la biomasa primaria (incluye residuos ganaderos)
	Biomasa terciaria	Formada por la actividad humana (residuos provenientes de la transformación de alimentos)
Procedencia	Agrícolas	Residuos de cosechas y cultivos energéticos.
	Forestales	Residuos a partir de la limpieza de bosques
	Ganaderas	Residuos del ganado (estiércoles y purines)
	Industriales	Residuos de la industria alimentaria, de madera y papelera.
	Urbanas	Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.
	Acuosas	Proviene de las plantas acuáticas y algas.
Tipo de combustible	Sólidos (pellets, briquetas, astillas, etc.)	Compuestos por materia orgánica de origen vegetal o animal o producidos a partir de la misma.
	Líquidos o biocarburantes (biodiesel y bioetanol)	Compuestos por materia orgánica a partir de aceites vegetales, grasas animales o cultivos con alto contenido en azúcares.
	Gaseosos	De origen no fósil a partir de la descomposición de materia orgánica en condiciones de ausencia de oxígeno.

El recurso que se emplea en la planta para la cogeneración de energía son las astillas de pino, por tanto es de origen primario por pertenecer a residuos forestales; de procedencia forestal; y es un biocombustible sólido.

8. Biomasa forestal

8.1. Definición

El Plan Regional de Ámbito Sectorial de la Bionergía de Castilla y León (PBCyL) entiende por biomasa forestal, “cualquier vegetal procedente de terrenos forestales que sea apto para producir energía”.

La biomasa de origen forestal procede del aprovechamiento principal de masas forestales, originadas mediante actividades de cultivo, cosecha y en caso necesario, procesado de materias primas recolectadas y cuyo destino final sea el energético.

El primer paso que toda industria debe dar para valorar la posibilidad del aprovechamiento energético de la biomasa es evaluar la cantidad y calidad de los recursos de biomasa propios o de los productores/distribuidores a los que tenga acceso, de manera que se obtenga el combustible a bajo coste.

8.2. Recursos aprovechables

El combustible habitual en los países nórdicos, Austria, Alemania, etc., es la madera en forma de astilla para las instalaciones grandes y pellets para las instalaciones de menor

dimensión o más confinadas. Otros combustibles como el hueso de aceituna, cáscara de almendra, cáscara de piñón, etc. son de características intermedias entre astillas y pellets. Las calderas de alta tecnología desarrolladas en estos países están preparadas para todos estos combustibles.

El combustible habitual en España son virutas, serrines, cortezas en la industria de la madera, y cáscara de piña, hueso de aceituna o cáscara de almendra en las comarcas donde se generan (biomasas mediterráneas).

8.3. Mercado de biomasa forestal en España

En España se producen aproximadamente 50 millones de toneladas de biomasa al año susceptibles de aprovechamiento energético, de las cuales se utilizan solo 10. Por lo que se presenta una gran oportunidad de aprovechamiento con fines energéticos.

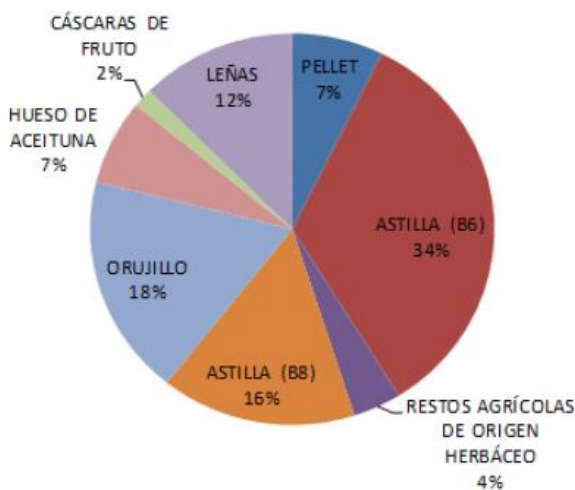


Figura 3. Peso de las distintas tipos de biomasa en el mercado Nacional

(IDAE).

Más del 50 % de la biomasa que se consume son astillas con distintas calidades, en segundo lugar por peso en el mercado se encuentra el orujillo con un 18 %, y el tercer lugar corresponde a hueso de aceituna y pellet, ambos con el 7%. Los pellets no aparecen en la figura ya que son una segunda transformación de las astillas.

9. Panorama de las energías renovables y biomasa

9.1. Contexto mundial

En los últimos años el panorama energético mundial ha variado notablemente. Se han posibilitado la aparición de sistemas de aprovechamiento de la biomasa cada vez más eficientes, fiables y limpios debido al elevado coste de los combustibles fósiles y los avances técnicos. Actualmente, la biomasa como energía renovable se considera una seria alternativa a los combustibles fósiles, adquiriendo un papel fundamental para el cumplimiento de los acuerdos del protocolo de Kyoto. España reúne condiciones adecuadas para el aprovechamiento biomásico, con un amplio mercado potencial, fomentado e incentivado por las Administraciones Públicas.

La Agencia Internacional de la Energía calcula que el 10% de la energía primaria mundial procede de los recursos asociados a la biomasa. Una importante parte de ese porcentaje corresponde a los países pobres y en desarrollo, donde resulta ser la materia prima más utilizada para la producción de energía.

Tabla 3. Distribución del consumo de energía en 2011 a nivel mundial, estimado en 13107,3 Mtep.

Tipo de energía	Distribución en el mundo (%)
Petróleo	31,5
Gas natural	21,3
Carbón	28,8
Nuclear	5,1
Renovables	13,0
% sobre el total de las renovables	
Biomasa	74,9
Hidráulica	17,6
Eólica	2,2
Solar y geotermia	5,3

Fuente: Elaboración propia (IEA Statistics Renewables Information 2013).

Según datos del Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO), “algunos países pobres obtienen el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles”. En África, Asia y América del Sur representa la tercera parte del consumo energético y para más de dos mil millones de personas es la principal fuente de energía en el ámbito doméstico. Este organismo reconoce que “la mejora del uso eficiente de los recursos de la energía ofrece oportunidades de empleo, beneficios ambientales y una mejor infraestructura rural”. De hecho considera que con el uso eficiente de estas fuentes de energía se podría alcanzar dos de los objetivos de desarrollo del milenio: “erradicar la pobreza y el hambre y garantizar la sostenibilidad del medio ambiente”

El Panel intergubernamental sobre Cambio Climático, ha previsto que a finalizar la presente centuria la cuota de participación de la biomasa en la producción mundial de energía debería de estar entre el 25 y el 46%.

Existe evidencia de que mayores mejoras en tecnologías de generación eléctrica, sistemas de producción de cultivos energéticos y desarrollo de sistemas de suministro pueden hacer que disminuyan los costes de generación eléctrica y de producción de calor a unos niveles muy atractivos en muchas regiones.

9.2. Contexto europeo

En la unión europea, cinco países portan el 56.7% de la energía primaria producida con biomasa: Francia, Suecia, Alemania, Finlandia y Polonia. Los consumidores principales de biomasa (consumo per cápita) son los países nórdicos y bálticos, junto con Austria y encabezados por Finlandia.

Por ejemplo, en Austria se pasó de 28000 instalaciones de calderas de biomasa con potencias inferiores a 100 kW en 2004 a 47000 en 2006 [34].

La Asociación Mundial de la Bioenergía (AMB) ha publicado recientemente el informe: Global bioenergy statistics 2016 report, referido a 2013. Destacando la importancia de la bioenergía en algunas ciudades del norte de Europa, como Estocolmo y Gotemburgo en Suecia, Copenhague en Dinamarca y Ulm en Alemania. “En la batalla contra el cambio climático, las ciudades desempeñan un papel decisivo”, concluye el informe. Además éste expone que:

-En Estocolmo, menos del 20% de la energía procede de fuentes fósiles, gracias al uso de redes de calor, en su mayoría abastecidas con biomasa. Además de que la totalidad de la flota de autobuses públicos de la capital sueca reposta biometano, biodiésel o etanol. En Gotemburgo también dominan las redes de calor, ya que llegan al 90% de los hogares, y es una ciudad puntera en el aprovechamiento de varias líneas de residuos para enriquecer biogás y usarlo en el transporte.



Se considera que ya ha alcanzado un coste competitivo para sustituir totalmente a los combustibles fósiles en el suministro de calor y en parte en el sector del transporte y en la generación de electricidad.

Como conclusión, el informe recuerda que la bioenergía crece a un ritmo constante y que se debería mejorar la producción sostenible de carbón vegetal. En cuanto a la sostenibilidad, también en este informe la AMB pide copiar políticas forestales que se lleven a cabo en países como Suecia y Finlandia. Defiende el gran potencial del uso de residuos agrícolas y forestales, que sigue existiendo una importante falta de datos actualizados y fiables en el campo de la bioenergía y que ésta “seguirá siendo un gran contribuyente a la matriz energética global y parte de la solución para una futura sociedad sostenible”.



Por tanto, tanto Suecia como Finlandia son dos claros ejemplos a seguir por España, que:

-Se sitúa en tercer lugar del continente en superficie forestal arbolada (18.3 millones de hectáreas en 2009), sólo por detrás de Suecia y Finlandia.

-Es el país con mayor incremento de superficie de bosque, con un ritmo anual del 2.19%, el cual es muy superior a la media europea (0.51%).

-La posibilidad anual (madera por extracción) es aproximadamente de 46 millones de m³ y el volumen de cortas en 19 millones de m³. La tasa de extracción es del 41%, la europea es del 69%.

La Comisión Europea publica escenarios referentes a cómo la UE podría alcanzar las metas fijadas para 2020 en cuanto al peso de las energías renovables, como el consumo anual de biomasa (sin incluir biocarburantes) para calor y electricidad pasaría de los 800 TWh en 2007 a 1.650 TWh en 2020, lo cual supone un incremento de 850 TWh, el mismo incremento que la suma de todas las demás energías renovables.

9.3. En España

En España se ha dejado atrás la fase de lanzamiento de las energías renovables y se encuentra en la de consolidación y desarrollo. Resultando una política de apoyo a las energías renovables, en el marco del Plan de Energías Renovables 2005-2010, el crecimiento en los últimos años ha sido notable, llegando al 13,2% del consumo final bruto de energía y continúa exponiendo:

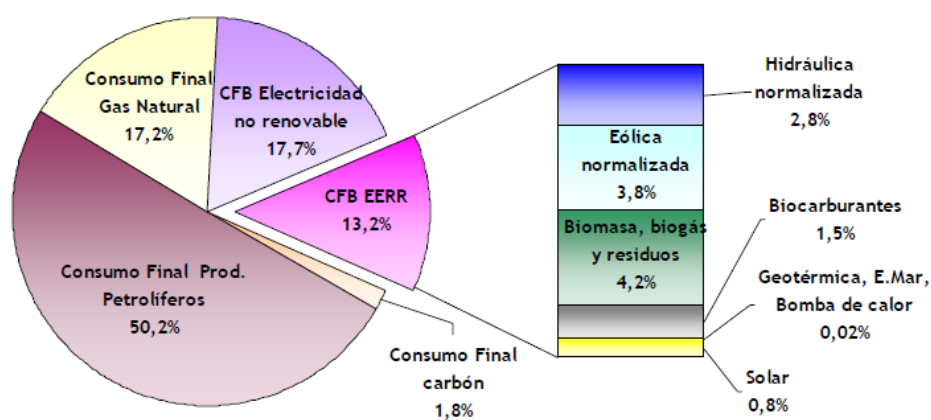


Figura 4. Consumo final bruto de energía en 2010 (IDAE).

La contribución a la producción bruta de electricidad en España en 2010 fue de un 32,3%. El crecimiento de la producción eléctrica con biomasa se logrará mediante la generación a través de pequeñas cogeneraciones y centrales eléctricas en el entorno de los 15 MW, para lo que se establecen nuevos programas de financiación y mejoras en el sistema de retribución de la energía eléctrica renovable (especialmente para instalaciones menores de 2 MW).

España ha pasado de tener una existencia de biomasa en 1992 de 597 millones de m³ a 928 millones de m³ en 2003. Se sitúa en tercer lugar de Europa en superficie forestal arbolada (18,3 millones de hectáreas en 2009), por detrás de Suecia y Finlandia; y es el país de Europa con mayor incremento de superficie de bosque, con un ritmo anual del 2,19%, muy superior a la media Europea (0,51 %).

En cuanto al consumo térmico final de biomasa, mediante residuos de industrias agroforestales y restos de cultivos agrícolas principalmente, se abastece una potencia instalada de 533 MW.

En España, el objetivo se traduce en que las fuentes renovables representen al menos el 20% del consumo de energía final en el año 2020 —mismo objetivo que para la media de la UE—, junto a una contribución mínima del 10% de fuentes de energía renovables en el transporte para ese año. Objetivos que, a su vez, han quedado recogidos en la Ley 2/2011, de Economía Sostenible. Para ello, el marco nacional de apoyo a la I+D+i (Plan Nacional de Investigación, desarrollo e innovación) ha facilitado que España alcance una posición de liderazgo en energías renovables, con grandes empresas y centros tecnológicos de investigación y desarrollo de prestigio internacional, como el CIEMAT (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas) y el CENER (Centro nacional de energías renovables).

En la siguiente tabla se recoge un extracto del Plan de Energías Renovables (PER) elaborado por el IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía):

Tabla 4. Resumen de las previsiones del Plan de Energías Renovables (PER) de España para el periodo 2011-2020 (los valores de energía primaria se expresan en Mtep).

Fuente	2010	2020	Incremento	Proporción (%)	
				2010	2020
Hidráulica	2,72	2,82	0,10	21,5	13,6
Solar	0,78	3,31	2,53	6,2	15,9
Eólica	3,64	6,24	2,60	28,7	30,0
Geotermia	0	0,03	0,03	0,0	0,1
Biomasa	5,53	8,41	2,88	43,6	40,4
TOTAL	12,67	20,81	8,14	100,0	100,0
Biomasa					
Electricidad	0,36	1,05	0,69	6,5	12,6
Aplic. Térm.	3,73	4,65	0,92	67,5	55,3
Biocarburantes	1,44	2,71	1,27	26,0	32,2
TOTAL	5,53	8,41	2,88	100,0	100,0

Fuente: Elaboración propia (PER publicados por el IDAE).

En los últimos años se ha focalizado en el desarrollo de los cultivos energéticos y de la mecanización específica para la recogida, extracción y tratamiento de biomasa. En cuanto a las aplicaciones, la implantación de tecnologías modernas para la biomasa térmica en edificios y los desarrollos tecnológicos en gasificación y ciclos ORC para la implantación de cogeneraciones hacen prever, para los próximos años, una importante expansión de la biomasa en el sector térmico en edificios e instalaciones industriales.

A nivel nacional el BIOPLAT (Plataforma tecnológica española de la biomasa) identifica los retos tecnológicos encuadrados en dos cadenas de valor: utilización de biocombustibles sólidos mediante combustión directa y la producción y utilización de biocombustibles sólidos para gasificación.

9.4. En Castilla y León

En la actualidad, el consumo de energía primaria en Castilla y León es cercano a 10,5 Mtep cada año. Más del 90% se basa en fuentes fósiles, especialmente carbón y petróleo, mientras que el 7% es renovable. El porcentaje de fuentes fósiles es debido al uso de carbón en centrales térmicas y de petróleo en transporte [17].

A continuación se presenta el consumo de energía primaria en Castilla y León:

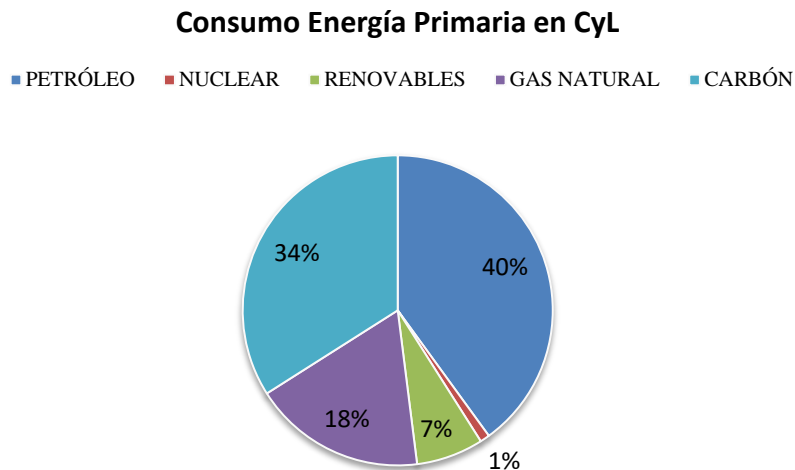


Figura 5. Consumo energía primaria en CyL (Elaboración propia).

La Biomasa es mayoritariamente de origen agrario: agrícola (60%) y forestal (30%) y poca aportación de biomasa de origen urbano. Existen 23 plantas de generación eléctrica a partir de biocombustibles (sólidos, gases o líquidos), donde la potencia total instalada es de 36,4 MWe y una producción de 244 GWh/año, equivalente a más del 5% del consumo doméstico de CyL.

Los principales objetivos forestales del PBCyL 2020 son que el 60% procederá directamente del monte y el 40% de subproductos industriales y madera recuperada, mantener (e incrementar si fuera posible) las leñas tradicionales, producir 750 kt/año de leñas de frondosas en 2020 y que las aplicaciones previstas para los recursos forestales serán de 50 % térmicas, 41% eléctricas y 9% biocarburantes.

9.5. Burgos

La provincia de Burgos es una de las más destacadas en el mapa energético español [37]. Lo es tanto por su producción eléctrica, como por su consumo.

Se enumera algunas fortalezas de la provincia en energías renovables:

-Posee una extensa tradición en la producción de energía eléctrica, la Central Nuclear de Santa María de Garoña, la cogeneración industrial y sus más de 60 parques eólicos han abierto la puerta a nuevas formas de producción como es la biomasa.

-Tiene el mayor consumo de energía de Castilla y León. También, desempeña el mayor potencial de la Comunidad en lo que a energías renovables se refiere.

-Es una referencia en energía eólica, al aportar un 7% del total de energía eólica en España y un 33% del total de la de Castilla y León, comunidad actualmente líder en España. Actualmente, la potencia instalada sería capaz de producir más de una vez y medio el consumo total de electricidad de la provincia de Burgos.

-Cuenta con instituciones que potencian la investigación y desarrollo de las energías renovables. En esta línea trabajan instituciones como la Universidad de Burgos, el Instituto Tecnológico de Castilla–León así como diversas ingenierías especializadas.

Además, la disponibilidad de materia prima de la provincia de Burgos y su cercanía a los centros de producción y transformación hacen que sea posible la instalación de unidades de generación eléctrica y térmica en los núcleos rurales y urbanos de la Provincia.

10. Emisiones de CO₂

El uso de la biomasa para combustibles de calefacción, generación de electricidad y transporte hace posible diversificar el suministro de energía en la Unión Europea (UE) y así crea empleo y logra un crecimiento; además puede ayudar a abordar el cambio climático, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. No obstante, debe producirse de forma sostenible para que su contribución sea efectiva.

Al ser la generación de energía responsable del 80% de las emisiones de efecto invernadero, la incorporación de energías renovables en este sector ayudará a reducir sus emisiones. Así se cumplirá o se acercará cada vez más a los compromisos derivados del Protocolo de Kyoto, y los posteriores acuerdos y negociaciones para intensificar la lucha contra el calentamiento global, especialmente en el seno de la Unión Europea, que muestran una gran preocupación política y social por el cambio climático.

	Emisiones evitadas en el periodo 2011-2020 (tCO₂)
Energías Renovables - GENERACION DE ELECTRICIDAD (*)	
Hidroeléctrica normalizada	592.172
Eólica normalizada	62.712.996
Eólica marina	1.554.616
Solar termoeléctrica	32.569.924
Solar fotovoltaica	12.934.085
Biomasa	10.587.673
Biogás **	3.093.316
Residuos domésticos renovables	1.586.777
Energías del mar	235.108
Geotermia	217.767
TOTAL AREAS ELECTRICAS	126.084.435
Energías Renovables - CALEFACCIÓN/REFRIGERACIÓN	
Biomasa y residuos(cal/ref)	11.280.173
Biogás (cal/ref) **	975.152
Geotérmica (cal/ref)	65.412
Paneles solares y otros (cal/ref)	4.969.922
Bomba de calor (aerotérmica+ geotérmica)	486.308
TOTAL AREAS TERMICAS	17.776.967
Biocarburantes - TRANSPORTES	
Biodiesel	24.516.882
Bioetanol	2.543.943
TOTAL ÁREA TRANSPORTE	27.060.825
ACUMULADO CO₂ evitado en el periodo 2011-2020 (tCO₂)	170.922.226

* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

** Adicionalmente, se estima que en el periodo 2011-2020 las emisiones acumuladas de CH₄ y N₂O evitadas por las nuevas instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO₂_eq, serían 10.069.317 t CO₂_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 4.277.718 t CO₂_eq asociadas al objetivo térmico.

Figura 6. Emisiones acumuladas (2011 - 2020) de CO₂ evitadas por el nuevo parque de energías renovables del PER 2011-2020 (IDAE).

En figura se valora la contribución de las energías renovables a la limitación de emisiones de CO₂. Apreciándose grandes cantidades de emisiones de CO₂ evitadas por el uso de energías renovables, y como consecuencia valorizando el uso de las mismas para fines energéticos.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

ANEXO III. PROCESO TÉRMICO

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

Índice

- 1. Procesos térmicos..... 5
 - 1.1. Termoquímicos..... 5
 - 1.2. Bioquímicos..... 5
- 2. Gasificación..... 6
 - 2.1. Introducción..... 6
 - 2.2. Presión y temperatura 7
 - 2.3. Agente gasificante 7
 - 2.4. Tipos de gasificador..... 8
- 3. Finalidad del ciclo: Cogeneración..... 13
 - 3.1. Introducción..... 13
 - 3.2. Tipos de aprovechamiento..... 14
 - 3.3. Elección de la tecnología de aprovechamiento..... 20
 - 3.4. MACL ciclo de Otto 22

1. Procesos térmicos

1.1. Termoquímicos

Según sea el origen de la biomasa, se puede hacer por combustión, como se hace en las calderas de calefacción doméstica de leña, o en las plantas de biomasa como la que existe en Allariz (Ourense). Estos métodos se basan en el uso del calor como fuente de transformación de la biomasa, muy desarrollados para la biomasa seca [1].

Hay tres tipos de procesos que dependen de la cantidad de oxígeno presente en la transformación:

-Combustión. Se somete a la biomasa a elevadas temperaturas con exceso de oxígeno. Es el método tradicional para la obtención de calor en entornos domésticos, para la producción de calor industrial o para la generación de energía eléctrica.

-Pirólisis. Se somete a la biomasa a altas temperaturas sin presencia de oxígeno. Se utiliza para producir carbón vegetal y también para obtener combustibles líquidos semejantes a los hidrocarburos.

-Gasificación. Se somete a la biomasa a muy altas temperaturas en presencia de cantidades limitadas de oxígeno, las necesarias para conseguir así una combustión completa.

1.2. Bioquímicos

Basados en la aplicación de diversos tipos de microorganismos que contribuyen al proceso de degradación de la biomasa, obteniendo productos de alto contenido energético. Son métodos adecuados para biomasa de alto contenido en humedad [1]. Los que más se utilizan son los siguientes:

-Fermentación alcohólica: en este proceso con diferentes fases de fermentación se transforma el carbono acumulado en las plantas, en alcohol según el tipo de biomasa; estos procesos

tienen un consumo energético que puede no cumplir con los parámetros renovables. De esta manera se consiguen los biocarburantes tales como bioetanol o biodiesel.

-Fermentación metánica, o digestión anaerobia: en este proceso, entran como parte activa, determinados microbios, que en ausencia de oxígeno generan gases como el metano y el dióxido de carbono. Este proceso se usa en las plantas de biodigestión de residuos urbanos, en las depuradoras de aguas residuales, y en la fermentación de residuos ganaderos.

2. Gasificación

2.1. Introducción

Se denomina gasificación de biomasa a un conjunto de reacciones termoquímicas, que se produce en un ambiente pobre en oxígeno, y que da como resultado la transformación de un sólido en una serie de gases susceptibles de ser utilizados en una caldera, en una turbina o en un motor, tras ser debidamente acondicionados.

En el proceso de gasificación, la celulosa se transforma en hidrocarburos más ligeros, incluso en monóxido de carbono e hidrógeno. Esta mezcla de gases llamada gas de síntesis o “syngas”, tiene un poder calorífico inferior (PCI) equivalente a la sexta parte del poder calorífico inferior del gas natural, cuando se emplea aire como agente gasificante.

El agente gasificante es un gas, o mezcla de ellos, que aporta calor para iniciar las reacciones, y oxígeno. La gasificación no es una tecnología desarrollada recientemente, sino que ha sido un recurso habitual en periodos de carencia o escasez de combustibles ligeros, ya que permite convertir sólidos (carbón, biomasa) en gases que pueden ser empleados en motores de combustión interna, calderas y turbinas. Por otro lado, la gasificación como concepto de proceso puede aplicarse para sintetizar combustibles líquidos de alta calidad (proceso Fischer-Tropsch).

El rendimiento del proceso de gasificación varía dependiendo de la tecnología, el combustible y el agente gasificante que se utilice, en el rango de 70-80%. El resto de la energía introducida en el combustible se invierte en las reacciones endotérmicas, en las pérdidas de calor de los reactores, en el enfriamiento del syngas, necesario para su secado (eliminación de vapor de agua) y filtración, y en el lavado (cuando es necesario eliminar los alquitranes).

2.2. Presión y temperatura

El aumento de la presión favorece las reacciones de gasificación, haciendo aumentar las proporciones de hidrocarburos. Se trabaja a presión atmosférica en los gasificador.

La temperatura es un parámetro importante ya que influye en los equilibrios de reacción afectando el rendimiento del proceso. En general, en la etapa de gasificación propiamente dicha el aumento de temperatura favorece el aumento del contenido en el gas producto de H₂ y CO en detrimento del CH₄ y del H₂O.

2.3. Agente gasificante

Según el agente gasificante que se emplee se producen efectos distintos en la gasificación, y el syngas —producto final— varía en su composición y poder calorífico.

-Aire. Parte de la biomasa procesada se quema con el oxígeno presente y el resto de la biomasa sufre la reducción. No obstante, el 50% del syngas es nitrógeno y, en términos de poder calorífico, el gas ronda los 5,5 MJ/Nm³. Este syngas es apropiado para motores de combustión interna convencionales, ya que como materia prima para la síntesis del metanol es un gas pobre.

-Vapor de agua u oxígeno. Mejoran el rendimiento global y aumenta la proporción de hidrógeno en el syngas. Es el sistema más adecuado de producir syngas si se desea emplearlo como materia prima para producir metanol o gasolina sintética. Se pueden alcanzar de 10 a 18 MJ/m³. Si bien el aire es gratuito y el vapor de agua se produce a partir del calor contenido en el gas de síntesis, el oxígeno tiene un coste energético y económico a tener en cuenta.

-Hidrógeno. Permite obtener un syngas que puede sustituir al gas natural, pues puede alcanzar un poder calorífico de 30 MJ/kg. No obstante, el hidrógeno es el mejor de los combustibles, susceptible de usarse en cualquier dispositivo termoquímico o electroquímico, por lo que no es muy recomendable como gasificante en el ámbito industrial, excepto en los casos de excedentes de baja pureza, no aptos para otra aplicación como una pila de combustible.

Dependiendo del agente gasificante se obtiene un rendimiento u otro del proceso. La tecnología más empleada es la que utiliza aire como agente oxidante por razones económicas y tecnológicas, por lo que va a ser la elección para dicho proyecto.

2.4. Tipos de gasificador

La elección depende de la capacidad de procesamiento, el tamaño del sistema de generación de energía en su conjunto, la calidad deseada del gas a obtener y el tipo y las características del recurso biomásico empleado son factores que deciden su elección.

Atendiendo al tipo de gasificador existen dos tecnologías principales de gasificación:

-Gasificador de lecho móvil. Este tipo de reactores se utilizan con combustibles troceados en tamaños de 1 a 10 cm, permitiendo utilizar un amplio intervalo de tamaños de sólidos (como son la cáscara de almendra, ramón de olivo, astillas, etc.). No son adecuados para la gasificación de residuos de baja densidad (pajas de cereales, serrín, etc.) por la formación de canales preferenciales en el lecho (con lo consiguiente zonas muertas). No obstante, si estos residuos fueran densificados, en pellets o briquetas, sí serían adecuados para su procesado en lechos fijos. Es el reactor más simple.

A su vez, se subdivide dependiendo del sentido relativo de las corrientes de combustible (biomasa) y agente gasificante.

Gasificador “downdraft” o de corrientes paralelas: De tipo lecho fijo o móvil donde las corrientes de combustible y agente gasificante circulan el mismo sentido.

Esta configuración presenta una serie de dificultades como son el contenido de cenizas y humedad en el gas producido, y que requiere de un tiempo prolongado de encendido (20-30 min). Aunque la principal desventaja de este reactor frente al updraft es la alta temperatura del gas de salida, lo que origina una eficiencia menor.

No obstante, se destaca que a pesar de que el gas obtenido tiene una baja calidad energética tiene la ventaja de tener un contenido bajo de alquitranes. Además, este tipo de configuración es más aceptable para aplicaciones en motores de combustión interna y turbinas de gas.

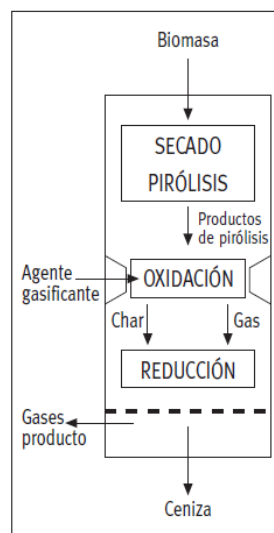


Figura 1. Gasificador “downdraft” (IDAE).

Gasificador “updraft” o de contracorriente: De tipo lecho fijo o móvil donde las corrientes de combustible y agente gasificante circulan en sentido opuesto, en contracorriente.

Presenta altas eficiencias, aunque posee algunas desventajas como son el alto contenido de alquitrán del gas producido y la capacidad marginal que tiene en su carga, y por

ende la imposibilidad de generación de gas continuo, que redunda en dificultades para la utilización en motores de combustión interna.

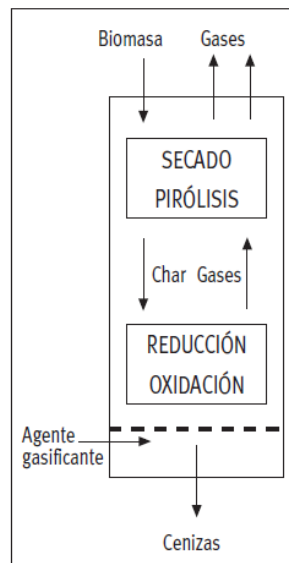


Figura 2. Gasificador "updraft" (IDAE).

Los gasificadores de lecho móvil se utilizan para biomazas trituradas o peletizadas con dimensiones de 1 a 10 cm. El de lecho móvil en contracorriente es el reactor más simple.

-Gasificador de lecho fluidizado. El agente gasificante mantiene en suspensión a un inerte y al combustible, hasta que las partículas de éste se gasifican y convierten en cenizas volátiles y son arrastradas por la corriente del syngas.

Son reactores de alta capacidad de procesado y mayor flexibilidad. El secado, la oxidación, la pirolisis y la reducción tienen lugar en la misma área. Son versátiles y no son sensibles a las características del combustible, exceptuando el tamaño.

Los lechos fluidizados tienen altos niveles de transferencia de masa y energía y proporciona una buena mezcla de la fase sólida, lo que significa que los niveles de reacción son altos, el tiempo de residencia de las partículas es pequeño y la temperatura es más o menos constante en el lecho.

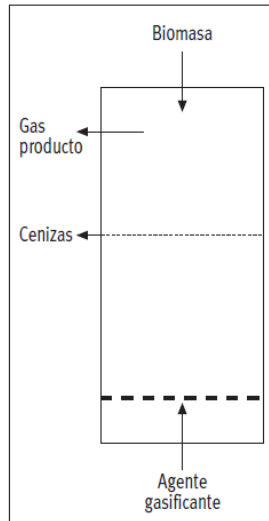


Figura 3. Gasificador de lecho fluidizado (IDAE).

Se clasifican atendiendo a la variable de operación “velocidad de fluidización”, en lecho fluidizado burbujeante (velocidad de fluidización de 1 - 2 m/s) y en lecho fluidizado circulante (velocidad de fluidización mayor de 5 m/s).

Tiene la ventaja de que el volumen de gas producido por unidad de volumen del reactor es superior al de los gasificadores de lecho móvil, lo que se traduce en un menor precio.

Como desventaja presenta su la alta concentración de partículas sólidas emitidas en el gas de salida, lo que dificulta las siguientes fases de depuración y acondicionamiento de los gases.

En la tabla siguiente se presenta de forma detallada las principales características de los tipos de gasificadores (propulsados por aire) anteriormente descritos.

Tabla 1. Tipos de gasificadores.

	Temperatura (°C)		Alquitrán	Partículas	Capacidad	MWe	
	Reacción	Gas salida			Máx. (t/h)	Mín.	Máx.
Lecho Fijo							
Downdraft	1000	800	m. bajo	moderado	1.5	0.1	2
Updraft	1000	250	m. alto	moderado	10	1	10
Lecho Fluidizado							
Reactor único	85	800	normal	alto	10	1	20
Lecho Rápido	850	850	bajo	m. alto	20	2	50
Lecho circulante	850	850	bajo	m. alto	20	2	100
Lecho arrastrado	1000	1000	bajo	m. alto	20	5	100
Reactores gemelos	800	700	bajo	alto	10	2	50
Otros							
Horno rotatorio	800	800	alto	alto	10	2	30
Reactor ciclón	900	900 bajo	bajo	m. alto	5	1	10

Fuente Elaboración propia (Velo, E. Procesos termoquímicos de aprovechamiento de la biomasa, 2008).

Como se observa los gasificadores tipo lecho fluidizado se utilizan para instalaciones de gran escala, mientras que los de tipo fijo abarcan menores escalas, como es el caso del

proyecto. Luego se selecciona el gasificador tipo fijo downdraft al producir una menor cantidad de alquitranes, y al cumplir con los requisitos necesarios para el estudio presente.

3. Finalidad del ciclo: Cogeneración

3.1. Introducción

Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía. Mayoritariamente, las energías generadas son electricidad y calor, aunque puede ser también energía mecánica y calor (y/o frío). La principal ventaja de la cogeneración es su mayor eficiencia energética ya que se aprovecha tanto el calor como la energía mecánica o eléctrica de un único proceso.

Al generar electricidad mediante una dinamo o alternador, movidos por un motor térmico o una turbina, el aprovechamiento de la energía química del combustible es del 25% al 40% solamente, y el resto se disipa en forma de calor. Con la cogeneración se aprovecha una gran parte de la energía térmica que normalmente se disiparía a la atmósfera o a una masa de agua y evita volver a generarla con una caldera. Evita también los posibles problemas generados por el calor no aprovechado.

La energía térmica útil es aquella que, si no fuera producida por la instalación, debería producirse de otra forma (consumiendo combustible), para satisfacer una demanda de calor o frío existente, tanto a efectos de un proceso industrial, como de climatización de cualquier tipo de edificio.

Una central de biomasa es una instalación que permite el aprovechamiento de la biomasa para la producción de electricidad. La diferencia está en que el combustible principal utilizado para producir la energía calorífica en el caso de las centrales de biomasa lo constituyen principalmente los residuos forestales, los cultivos de plantas energéticas, o los residuos agrícolas.

La energía de cogeneración se incluye en el Régimen Especial de Energía que permite utilizar la cogeneración para proveerse de todo el calor que necesite e inyectar en la red eléctrica la energía eléctrica que no necesite a una tarifa fija. De esta forma se evita que otra central produzca esa energía de forma menos eficiente.

3.2. Tipos de aprovechamiento

El elemento primario es el motor, la turbina de gas o de vapor.

Es interesante destacar que el análisis de las necesidades de proceso no se debe restringir a la situación actual, sino que hay que investigar si hay posibilidades de cambio en el aprovechamiento del calor que permitan la instalación de una planta de cogeneración más eficiente y por ende más rentable.

Se presente a continuación los distintos tipos de cogeneración energética:

Cogeneración por motor alternativo de gas

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente.

El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de alta temperatura del agua de refrigeración del motor.

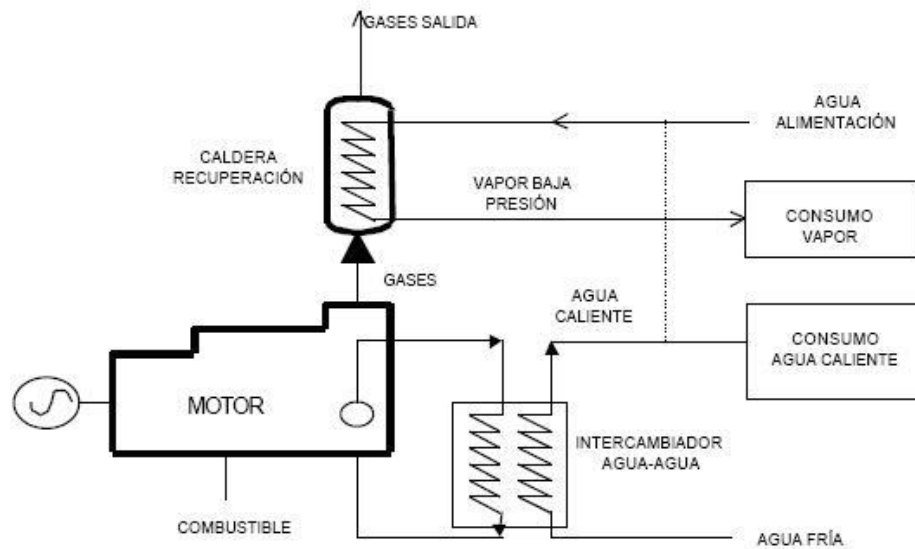


Figura 4. Cogeneración por motor alternativo de gas (Otsi).

Instalaciones convenientes para potencias bajas (hasta 15 MW) en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Son la máquina térmica que más rendimiento tiene, capaces de convertir hasta el 45% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que en los próximos años este rendimiento aumente.

Los motores de combustión interna son una de las tecnologías más utilizadas en los sistemas de cogeneración y existen dos tipos que son relevantes para la generación de electricidad: el motor Otto y el motor Diesel.

En esencia el motor Otto y el motor Diésel tienen los mismos componentes mecánicos, al usar ambos una cámara de combustión de forma cilíndrica en la cual se desplaza un pistón. El pistón está a su vez conectado a un eje, el cual transforma el movimiento lineal del pistón en el movimiento rotatorio del eje.

La diferencia principal entre los ciclos de Otto y Diésel es la forma en la que se realiza la ignición del combustible, por lo que en el primer caso se utiliza una bujía para encender una mezcla de aire combustible contenida en el cilindro, mientras que en el segundo el aire contenido en el cilindro se comprime a una presión alta hasta alcanzar la temperatura de auto ignición del combustible.

Se van a enunciar las ventajas y desventajas del uso de dichos motores:

Ventajas

- Tecnología probada.
- Altamente confiables.
- De fácil mantenimiento.
- Encendido rápido.
- Buen desempeño ante fluctuaciones de carga.
- Menor impacto ambiental.

Desventajas

- Rango limitado de temperatura de gases de escape
- Costos de inversión altos

Cogeneración por turbina de vapor

El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración, aunque actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

La energía mecánica resulta de la expansión del vapor de alta presión que procede de una caldera convencional.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, dicha presión está por encima de la atmosférica, y las turbinas a condensación, en las cuales está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. En ambos casos se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión.

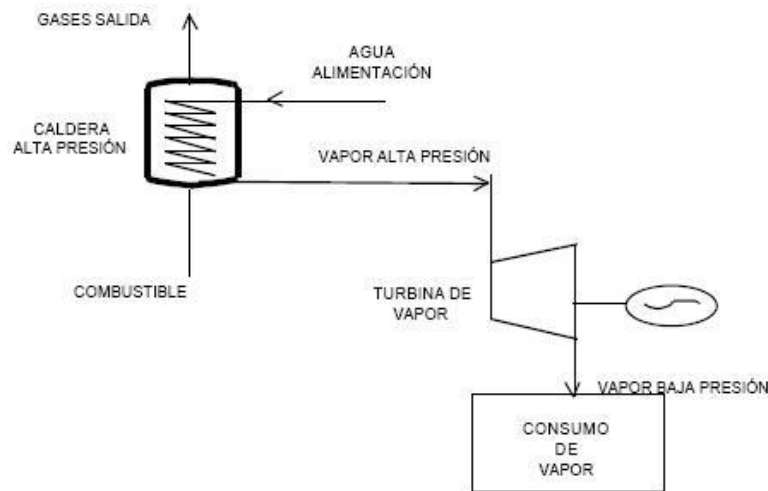


Figura 5. Cogeneración por turbina de vapor (Otsi).

Cogeneración por turbina de gas

Se quema combustible en un turbogenerador, donde parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor.

La turbina de gas es un motor térmico que se presta muy bien a la cogeneración. El rendimiento eléctrico es muy variable dependiendo de su tamaño, yendo desde rendimientos del orden del 20% para las turbinas más pequeñas hasta el 40 o 45% en unidades a partir de 30 MW. A parte de la electricidad producida y salvo unas pequeñas pérdidas, el resto de la energía del combustible va en los gases de escape a temperaturas del orden de 500°C.

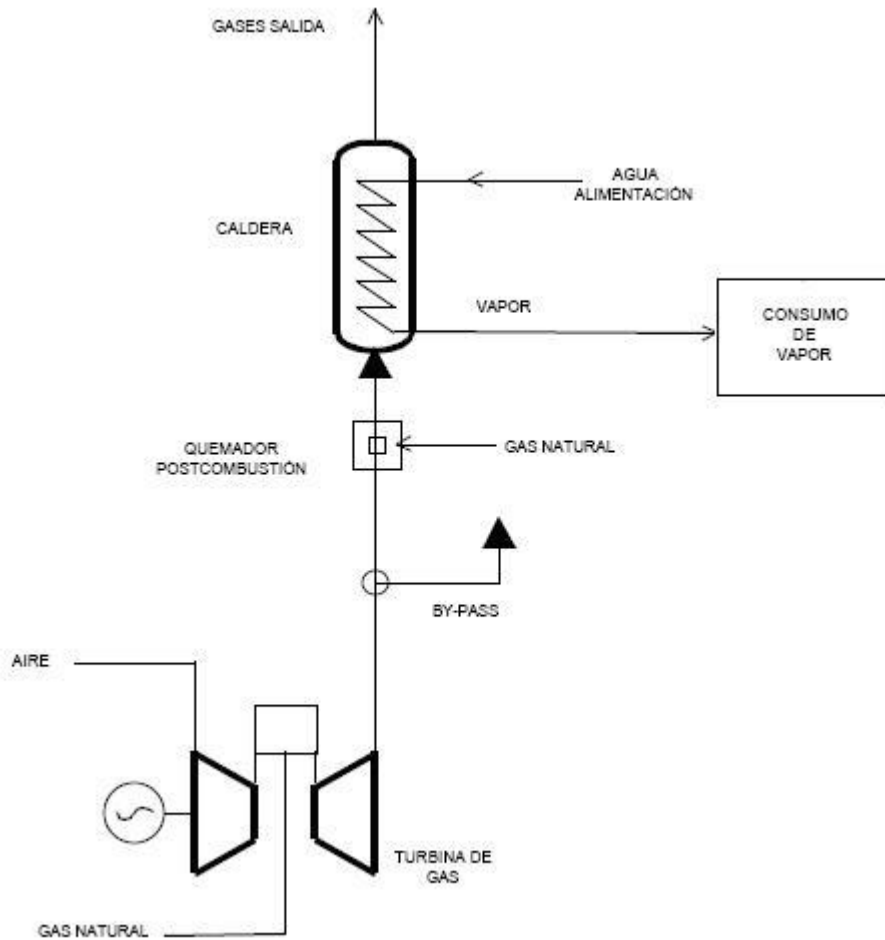


Figura 6. Cogeneración por turbina de gas (Otsi).

Cuando se trabaja con ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. La aplicación es adecuada cuando los requisitos de vapor son importantes, situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera).

Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables cuando están diseñadas para una aplicación determinada.

Cogeneración en ciclo combinado

La denominación ciclo combinado proviene de que se combinan dos ciclos: el ciclo de gas (ciclo Bryton de la turbina de gas) y el ciclo agua-vapor (ciclo Rankine de la turbina de vapor).

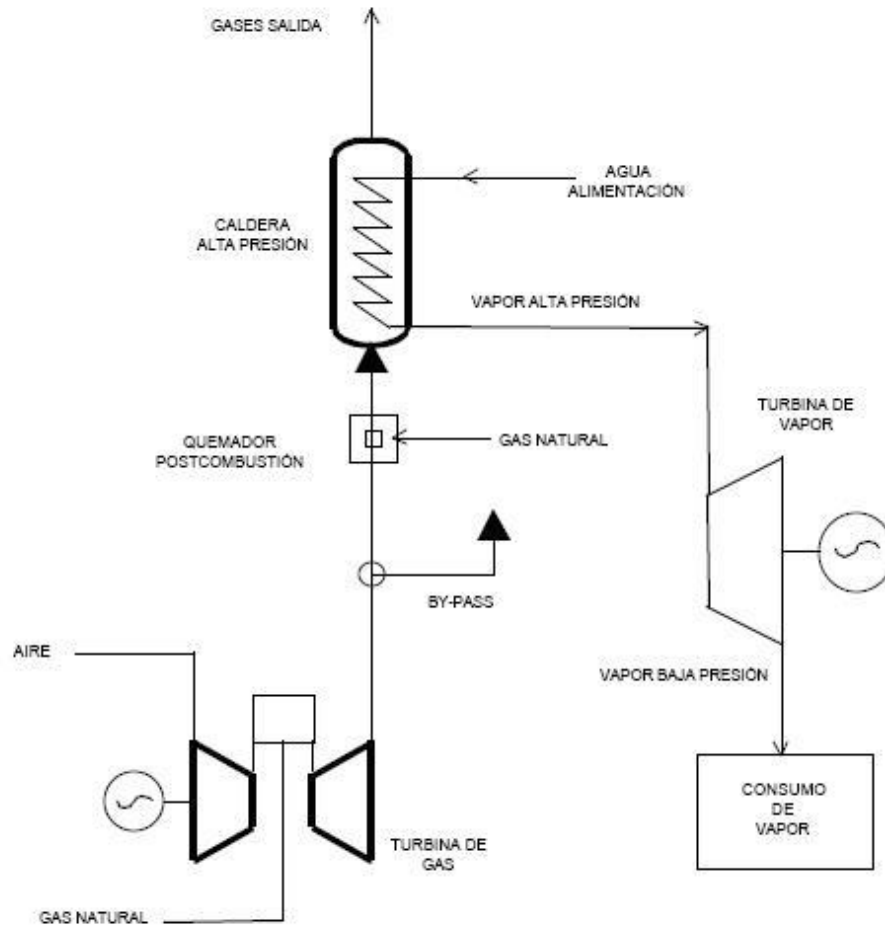


Figura 7. Cogeneración ciclo combinado (Otsi).

En el gráfico adjunto, se puede apreciar como los gases de escape de la turbina pueden ser expulsados a la atmósfera a través del bypass si no se requiere aprovechamiento térmico, o pueden atravesar la caldera de recuperación, donde se obtiene vapor de alta presión. Este vapor puede descomprimirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse o condensarse en un condensador presurizado, generando agua caliente o agua sobrecalentada, que suele ser utilizado en la industria asociada.

La principal ventaja de utilizar el ciclo combinado es su alta eficiencia, ya que se obtienen rendimientos superiores al rendimiento de una central de ciclo único y mucho mayores que los de una de turbina de vapor.

3.3. Elección de la tecnología de aprovechamiento

Una vez realizada una investigación sobre los distintos tipos de aprovechamientos del gas de síntesis, se prosigue a la elaboración de una minuciosa comparativa entre ellos, tal y como se puede apreciar en la siguiente tabla:

Tabla 2. Comparativa de tipos de aprovechamiento.

	MACI C.DIESEL	MACI C.OTTO	TURBINA DE VAPOR	TURBINA DE GAS	
				CILO SIMPLE	CICLO COMBINADO
Rendimiento eléctrico (%)	30-50	25-45	30-42	25-40	40-60
Rango de potencia (MW)	0.01-30	0.15-5	-	3-200	
Espacio requerido (m ² /kW)	0.02	0.02-0.03	<0.01	0.002-0.06	
Coste instalación (€/kWe)	78-1480		790-950	670-860	
Disponibilidad (%)	90-95	92-97	100	90-98	

Mantenimiento	Anual	Anual	>50000 h	30000-50000 h
Tiempo de arranque	10s	10s	1h-1día	10min-1h
Combustible	Gasoil, aceites residuales	GN, biogás, propano	Todos	GN, biogás, propano, aceites destilados
Presión combustible (bar)	<0.35	0.07-3	-	8.5-35
Ruido	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Moderado a alto (requiere edificio cerrado)	Alto (requiere edificio cerrado)
Uso calor recuperado	AC, vapor BP, “district heating”	AC, vapor BP, “district heating”	Vapor BP, “district heating”	Calor directo, AC, vapor BP-AP, “district heating”
Temperatura aprovechable (°C)	82-480	150-260	-	205-595

Fuente: Elaboración propia (Review of Combined Heat and Power Thechnologies).

Tal y como se puede observar en la tabla anterior, los aprovechamientos más adecuados son los que proporcionan los motores alternativos de combustión interna. Debido a que presentan mejores prestaciones como son mayores rendimientos eléctricos aunque menores rendimientos térmicos, el menor tiempo de arranque necesario y que permite la producción de un intervalo menor de potencia que es de vital importancia en el caso de la planta de

cogeneración en cuestión. De hecho, son útiles para el aprovechamiento de gases con bajo poder calorífico en comparación con las turbinas (de vapor y de gas).

3.4. MACL ciclo de Otto

El ciclo Otto se basa en el movimiento alternativo (de subida y bajada) del pistón en el interior del cilindro. El ciclo es abierto, pues la mezcla combustible gas-aire se renueva en cada tiempo o fase de admisión.

El desplazamiento el pistón en el cilindro se realiza en cuatro fases conocidas como el Ciclo de Otto, que son: admisión, compresión, explosión-expansión y escape.

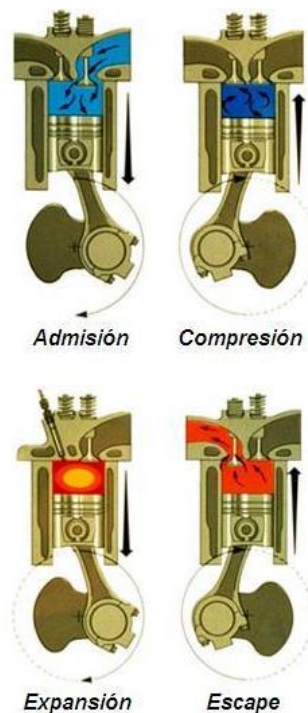


Figura 8. Ciclo Otto (Otsi).

Si se representa el ciclo de funcionamiento teórico de estos motores en un diagrama de ejes coordenados se obtiene un diagrama cerrado, indicativo del trabajo máximo desarrollado

en la transformación de la energía según el ciclo de Carnot, en función de sus características constructivas y sobre el cual se pueden estudiar las diferentes fases desarrolladas en el mismo.

Ciclo

El ciclo que tiene lugar en los cuatros tiempos se precisan a continuación, de forma esquemática mediante un diagrama y también de forma explicada teóricamente.

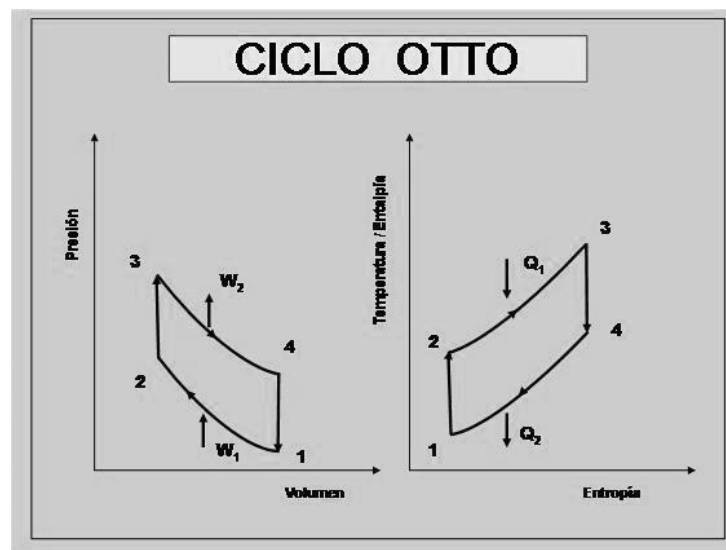


Figura 9. Ciclo Otto. Diagramas P-V y T-S (Otsi).

Tiempo 1: Admisión

El pistón se encuentra en el PMS (punto muerto superior). La válvula de admisión se abre y entra una mezcla de gas y aire en el cilindro. Esta mezcla puede estar a presión atmosférica y ser aspirada por la depresión creada en el movimiento de bajada, o como en los actuales motores industriales, puede haber sido comprimida en un turbocompresor y ser inyectada en el cilindro a presión. Cuando el pistón llega al PMI (punto muerto inferior) la válvula de admisión se cierra. El cigüeñal ha dado media vuelta.

Tiempo 2: Compresión

El pistón comprime la mezcla en su subida desde el punto muerto inferior hasta el punto muerto superior, las válvulas de admisión y escape se encuentran cerradas. Un poco antes de llegar a la parte más alta se produce el encendido de la bujía, y la mezcla arde súbitamente con llama y sin explosión. El cigüeñal ha dado ya una vuelta completa. Estos dos tiempos consumen energía, ya que no se ha generado ningún trabajo hasta ahora.

Tiempo 3: Expansión

Los gases producidos en la explosión se expanden, lanzando el pistón hacia abajo y produciendo el movimiento del cigüeñal. Las válvulas de admisión y escape permanecen cerradas. De los cuatro tiempos, este es el único en el que se produce trabajo; los otros tres son consumidores de energía mecánica. El cigüeñal ha dado una tercera media vuelta. El pistón llega finalmente al PMI.

Tiempo 4: Escape

Al alcanzar el PMI, la válvula de escape se abre y libera los gases quemados producidos en la combustión. Al llegar al PMS esta válvula se cierra y se abre nuevamente la de admisión, comenzando un nuevo ciclo. El cigüeñal ha dado dos vueltas completas.

De los cuatro tiempos, sólo en uno se genera energía mecánica. La inercia y los otros cilindros aseguran que el movimiento sea continuo, aunque hay naturalmente esfuerzos variables.



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

ANEXO IV. ESPECIFICACIONES DE EQUIPOS

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

Índice

1. Secador tipo trommel	5
2. Sistema gasificador	6
3. Grupo motogenerador	8
4. Transformador.....	13

1. Secador tipo trommel

Para la fase de reducción del contenido de humedad, se utilizarán secaderos rotativos tipo "Trommel".



Figura 1. Secador tipo Trommel (WSM).

Estos secaderos consisten básicamente en un tambor cilíndrico, horizontal y de movimiento rotativo, en el cual se introduce el material a secar y el fluido térmico de secado a una temperatura de entre 300° y 800°C [5].

Se utilizan cuando se emplea materiales muy húmedos y de granulometría gruesa, como son los recursos a utilizar. En estos equipos, el canal de circulación es un cilindro que gira, facilitando el contacto entre los sólidos y el flujo secante. El movimiento de los sólidos se controla regulando la pendiente interior y el giro del cilindro.

2. Sistema gasificador

A continuación se expone el gasificador modelo seleccionado para el ciclo, pero no se necesita que el equipo trabaje al 100% de su capacidad de funcionamiento para obtener los resultados necesarios para el ciclo.

Por medio de un secador tipo trommel, se pasa de un valor de humedad del recurso del 42,5% al de 15%, que es valor de humedad máxima permitido en la entrada al gasificador seleccionado, por tanto el PCI alcanza un valor de 17933,51 kJ/kg.

Tabla 1. Características del gasificador empleado.

Etapa Gasificación	
Tipo de Gasificador	Downdraft
Tipo de recurso	Residuos forestales en forma de astillas
Humedad recurso	15%
PCI biomasa (MJ/kg)	21,1
Consumo biomasa (kg/h)	558,329
Potencia biomasa (MW)	2,781
Agente gasificante	Aire
Temperatura de operación (°C)	1200
PCI gas (MJ/Nm ³)	5,5
Consumo gas (Nm ³ /h)	1365,382
Potencia gas (MW)	2,086
Rendimiento de operación	75%
Composición del gas	N ₂ (48%), H ₂ (17%), CO (21%), CO ₂ (13%), CH ₄ (1%)

Fuente: Elaboración propia (vía cálculos en Microsoft Excel).

A continuación se presenta un posible modelo de gasificador a emplear en la planta, ya que permite llevar cabo las exigencias anteriormente enunciadas que tienen lugar en el ciclo, señaladas numéricamente entre paréntesis:

Tabla 2. Características del gasificador.

Modelo	Haiqui-Machine	HQ-1000
Requisitos combustible de biomasa	Humedad (%)	< 20
	Características de tamaño	Mínimo: 10 mm
		Máximo: 100 mm
Datos a la salida del Gasificador	Consumo del recurso (kg/h)	1500
	Gas producido (Nm ³ /h)	3000
	PCI del gas (kcal/Nm ³)	>1100-1300
	Composición del gas	CO -19 ± 3% H ₂ -18±2% CO ₂ - 8±3% CH ₄ -6±2% N ₂ -50%

Fuente: Haiqui-Machine

Tal y como se puede observar el gasificador seleccionado no trabajará al 100%, por lo que es de mayor utilidad el uso de un reactor más acorde a la necesidad de la planta, para así obtener un mayor rendimiento de trabajo en este ciclo de conversión.

3. Grupo motogenerador

Como grupo de cogeneración para realizar el aprovechamiento de los gases de síntesis se va hacer uso del grupo motogenerador Jenbacher tipo 3 al poder abastecer las exigencias necesarias en la planta de cogeneración estudio.

Tabla 3. Características grupo motogenerador seleccionado.

JENBACHER TIPO 3	J 316
Potencia de entrada (MW)	2,086
Potencia Eléctrica de salida (MW)	0,85
Rendimiento Eléctrico (%)	40,7
Potencia Térmica de salida (MW)	0,935
Rendimiento Térmico (%)	44,8
Rendimiento total (%)	85,6
Valores de emisión	No _x <500 mg/Nm ³

Fuente: Elaboración propia a partir de Jenbacher Gas Engines.

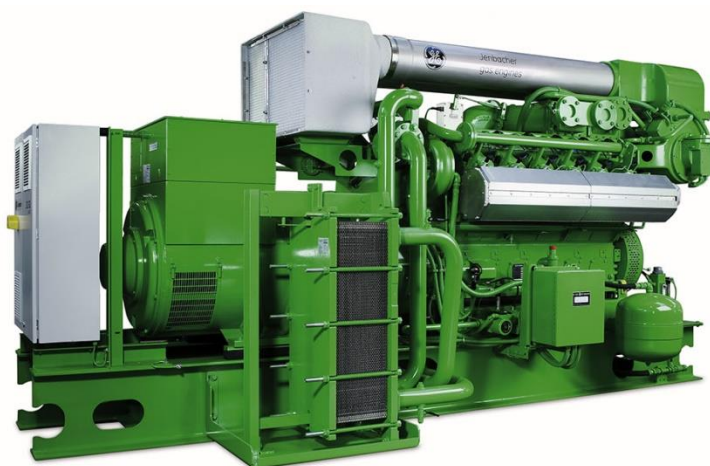


Figura 2. Grupo motogenerador Jenbacher tipo 3 (Powergen).

Los largos intervalos de mantenimiento, la concepción de motor que facilita el mantenimiento y el bajo consumo de combustible aseguran el máximo rendimiento para dichos motores.

Sus componentes optimizados permiten una muy larga vida útil de los mismos. El tipo 3 convence en su gama de potencias entre 400 y 1100 kW gracias a su madurez tecnológica y a su alto grado de fiabilidad.

Motor a gas Otto, de cuatro tiempos, con turboalimentación de mezcla y refrigeración de la misma, con sistema de encendido de rendimiento elevado y regulación electrónica para la formación de la mezcla para el encendido de antecámara, trabajando según el principio de combustión de mezcla pobre “Leanox” desarrollado y patentado por GE Jenbacher.

Una vez que el gas se quema en los cilindros del motor, la fuerza hace girar un cigüeñal dentro del motor. El eje de manivela gira un alternador que resulta en la generación de electricidad. El calor del proceso de combustión es liberado de los cilindros. Esto debe ser recuperado y usado en una configuración combinada de calor y energía o disipado a través de radiadores de descarga situados cerca del motor. Finalmente y lo que es más importante hay sistemas de control avanzados para facilitar el rendimiento robusto del generador.

La imagen siguiente muestra los conceptos básicos de un motor de gas estacionario y generador utilizado para la producción de energía. Consta de cuatro componentes principales:

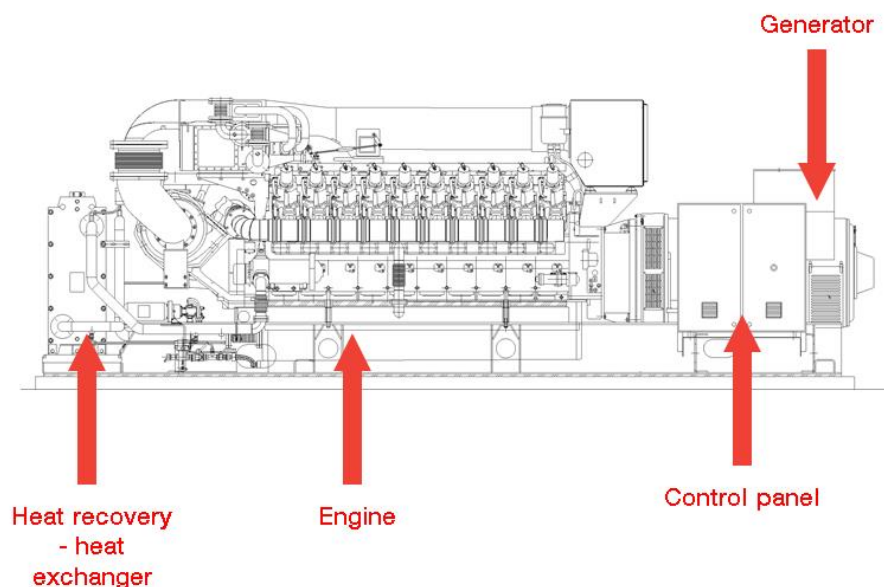


Figura 3. Conceptos básicos grupo (Clarke Energy).

Tabla 4. Especificaciones del grupo de cogeneración seleccionado.

Datos técnicos	
Configuración	V 70°
Taladro (mm)	135
Carrera (mm)	170
Cilindrada / cilindro (lit)	2,43
Velocidad nominal (rpm) a 50 Hz	1500
Velocidad media del pistón (m/s)	8,5
Alcance de suministro	Gen-set, módulo de cogeneración, soluciones en contenedor
Tipos de gases utilizables	Biogas, gas natural, etc.
Nº de cilindros	16
Cilindrada total (lit)	38,9
Dimensiones largo x ancho x largo	
Soluciones en contenedor	5200 x 1800 x 2300
Gen-Set	5300 x 2300 x 2300
Módulo de cogeneración	12200 x 2500 x 2600
Peso seco (kg)	
Gen-Set	10100
Soluciones en contenedor	11200

Fuente: Elaboración propia a partir del catálogo de la empresa Jenbacher

Aplicaciones

Una gama de tipos de gas aplicables aumenta los niveles de eficiencia y reduce las emisiones industriales. Los tipos de gas incluyen: Gas natural, gas de petróleo asociado (gas flare), propano, biogás, gas de alcantarillado, gas de relleno sanitario, gas de mina de carbón y otros gases especiales (por ejemplo, el coque, la madera y los gases de pirólisis).

Desafíos de la composición del gas de síntesis

En circunstancias normales, una combustión más rápida en los cilindros del motor conduciría al potencial de pre-ignición, golpeo y contrafuegos del motor. Con el fin de contrarrestar este desafío el motor tiene una serie de modificaciones técnicas y la salida del motor se reduce a entre 50-70% de su típicamente de salida de gas natural. (Es decir, un motor de 1.063 kW que funciona con gas natural es comparable a un motor máximo de 730 kW en gas sintético).

Concepto del motor CHP de Syngas

Las composiciones variables, así como los valores caloríficos y el comportamiento de combustión de los gases de los procesos de gases sintéticos, imponen mayores exigencias al diseño del motor. Clarke Energy ofrece motores de gas GE Jenbacher especialmente modificados que hacen uso eficiente de estos gases para la generación combinada de calor y electricidad.

Las características especiales de estos motores pueden incluir amortiguadores de llama para la prevención de contrafuegos, mezcladores de gas especiales para mejorar la mezcla de gases y para ser más resistentes a la suciedad. En general, la composición estable de gas de madera hace que resulte ventajoso como un combustible de motor. Sin embargo, el alto contenido de hidrógeno de algunas singás significa que el proceso de combustión es muy rápido, lo que aumenta el peligro de que el motor se encenderá antes de encenderlo, golpeando o volviendo al motor.

Para evitar este riesgo, GE ha creado un sistema de control del motor que es capaz de alimentar el motor GE Jenbacher con una mezcla muy pobre y, al mismo tiempo, reaccionar muy rápidamente a las variaciones en la carga del motor. Algunos gases sintéticos tienen un alto contenido de monóxido de carbono, que tiene una velocidad de combustión baja y es muy dañino. GE ha desarrollado el sistema específico de combustión de motores de gas que permite la combustión del gas de manera eficiente y confiable. Además, Clarke Energy & GE ofrece un paquete de tecnología de seguridad que permite el manejo firme de gases nocivos como el monóxido de carbono.

El syngas se puede utilizar para crear agua caliente, vapor y electricidad. El agua caliente y los gases de escape de los motores se introducen en las calderas. El vapor resultante puede utilizarse dentro de otros procesos industriales localizados. La electricidad generada por los motores de gas GE puede ser utilizada en el sitio o vendida a la red pública.

Algunas de las ventajas de la alimentación de motores de gas con Syngas son:

- Fuente de alimentación independiente
- Reducción de los costos energéticos y mayor previsibilidad y estabilidad
- Suministro combinado de calor y electricidad eficiente y económico
- Alta eficiencia eléctrica en comparación con otras tecnologías de generación de energía (es decir, turbinas de vapor o de gas).
- Mejor adaptado para una gama de salida eléctrica de unos pocos cientos de kW hasta 20-30MW.
- Baja presión de gas.
- Sustituir a los combustibles convencionales.
- Beneficios ambientales por reducción de gases de efecto invernadero

4. Transformador

Con el fin de disminuir las pérdidas de transporten, por medio del uso de transformadores se eleva la tensión producida por el motor-generador para ser llevada a la red general mediante las líneas de transporte.



Figura 4. Alternador (WEG).

El modelo que se ha seleccionado trabaja con las siguientes prestaciones técnicas:

Tabla 5. Prestaciones alternador.

Característica	Valor
Potencia	750 hasta 3000 kVA
Alta Tensión	15; 24,2 o 36,2 kV
Baja Tensión	4160/2402; 440/254; 380/220; 220/127 V o según especificaciones del cliente.
Normas	ABNT/IEC

Fuente: Elaboración propia (weg.net)



Universidad
de La Laguna

Escuela Superior de
Ingeniería y Tecnología
Sección de Ingeniería Industrial

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN
A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

ANEXO V. ASPECTOS ECONÓMICOS

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Juan Antonio Báez Díaz

Tutor: Agustín M. Delgado Torres

Índice

1. Cogeneración.....	5
1.1. El calor útil producido en una planta de cogeneración.....	5
2. Perfil económico de Burgos	6
2.1. Cinco motivos para invertir en burgos	7
3. Datos económicos	8
3.1. Usos térmicos	8
3.2. Usos eléctricos.....	9
4. Ayudas económicas.....	10
4.1. Europa.....	10
4.2. España.....	10
5. Necesidades.....	14
6. Consumo Óptimo	15

1. Cogeneración

El calor se aprovecha para generar energía térmica útil. Esta es la razón por la que han de estar asociados a un centro consumidor de energía térmica.

Las plantas de cogeneración utilizan la pérdida de calor en la generación de electricidad para diversos procesos de energía. La pérdida de calor se utiliza para suministrar energía térmica a edificios y para suministrar sistemas de refrigeración. De esta forma, el alto precio de la electricidad de las redes públicas se economiza con una planta de cogeneración, el ahorro energético potencial es muy elevado.

1.1. El calor útil producido en una planta de cogeneración

En la mayoría de los centros consumidores requieren energía en forma mecánica para el accionamiento de maquinaria y en forma de calor para diferentes procesos industriales, tratamientos térmicos o para usos de calefacción y climatización de locales y residencias.

Se deben cumplir las siguientes condiciones básicas para que una planta de cogeneración produzca los beneficios esperados:

-Que el calor generado por un combustible con el objeto de producir energía eléctrica, como es el caso estudio, pueda aprovecharse sustituyendo a calor que debería haberse producido también utilizando combustible. Así se permite ahorrar todo o parte del combustible para la producción de calor.

-Que la energía eléctrica producida por el proceso de cogeneración sustituya la producción de electricidad que de otro modo se generaría en centrales que también usarían combustible.

-Que exista un sistema energético que permita que las plantas de cogeneración estén conectadas, de esta manera toda la electricidad pueda aprovecharse a través de la red de distribución, y así se evita las pérdidas de transporte y distribución de las centrales de producción conectadas a muy alta tensión y alejadas de los centros de consumo.

En definitiva, la planta de cogeneración se diseña para generar energía eléctrica y simultáneamente suministrar calor a un proceso, que puede pertenecer a un tercero, o a la propia planta.

2. Perfil económico de Burgos

El sector forestal en la comarca de Pinares proporciona trabajo a más del 50% de la población activa (población de alrededor de 15.000 personas) a causa de tener más de 150 empresas relacionadas con la madera y 2.000 trabajadores [12].

El paisaje lleva 100 años de manejo, incluyendo no sólo la madera, sino también la cosecha de resina, hongos y valores de protección.

Las empresas localizadas en los municipios pertenecientes a Soria representan el 9.12% y los trabajadores el 7.75% sobre el total de la provincia. Por otra parte, en la provincia de Burgos, las empresas representan el 1.54% y los trabajadores tan sólo el 0.83% sobre el total de su provincia, observándose el espacio disponible de empleo en la zona burgalesa [37].

Por sectores económicos, el sector Servicios es el que registra el mayor número de empresas con el 40.29% sobre el total seguido de agricultura (30.57%), industria (19.43%) y construcción (9.71%). No obstante, en cuanto al número de trabajadores, el sector industrial acapara el 50.26% de los mismos, seguido de Servicios (30.47%), Construcción (11.01%) y Agricultura (8.26%) [12].

El aprovechamiento y la transformación de los productos de estos montes ha sido durante siglos la base de su economía y ha forjado su identidad y sus tradiciones, que se transmiten de generación en generación.

El pueblo que se quiere abastecer con la creación de la planta es Quintanar de la Sierra, que pertenece a la comarca de Pinares de Burgos, España.

2.1. Cinco motivos para invertir en burgos

Se presentan los motivos para una posible inversión en Burgos [12]:

1. El sector de las energías renovables demanda la implantación de empresas auxiliares que realicen funciones de mantenimiento y logística. Igualmente las empresas proveedoras de repuestos y consumibles tienen cada vez una mayor cabida en la Provincia de Burgos.
2. Se requieren empresas e instituciones dedicadas a la investigación, desarrollo e innovación en el campo de la sostenibilidad energética. Existe un amplio campo de acción para las ingenierías, consultoras energéticas y otras empresas dedicadas al soporte técnico.
3. Oportunidad de desarrollo de la biomasa en el medio rural debido a la existencia de abundante materia prima procedente de los desechos de cultivos tradicionales, nuevos cultivos energéticos y aprovechamiento de la biomasa de origen forestal.
4. Disponibilidad de suelo industrial en el medio rural de la Provincia de Burgos que permite el posicionamiento cercano de las empresas a las fuentes energéticas, los parques de aerogeneradores en el caso de las empresas dedicadas al sector eólico y los focos de producción de biomasa agrícolas y forestal para las empresas de este sector.
5. En los últimos tiempos se está abriendo un campo de actuación para las empresas de servicios energéticos (ESE) que proveen a empresas e instituciones de soluciones en las instalaciones industriales y de servicios para mejorar la eficiencia energética. El hecho diferencial de Burgos es que, al ser uno de los principales focos de biomasa del país, estas soluciones para la eficiencia energética de tipo térmico pueden utilizar la biomasa cercana con el consiguiente ahorro económico. Sirvan como ejemplo los District Heating.

3. Datos económicos

En general, los costes de inversión para instalaciones de aprovechamiento energético de biomasa son superiores a sus homólogos para las de combustibles convencionales., debido al poco desarrollo de sistemas de producción en serie para algunos componentes y a las características especiales que se requieren para hacer un uso eficiente de la biomasa por los equipos.

Por el contrario, los costes de operación de plantas de biomasa pueden ser más favorables o no según el tipo de aplicación. El principal factor de los costes de explotación es la compra de la biomasa, dependiendo de la cantidad demandada, la distancia de transporte y los posibles tratamientos para acondicionar su uso como el astillado o el secado. De hecho, la disponibilidad del recurso, su estacionalidad y la variación de precios, también presentan gran importancia en cuanto a la rentabilidad de la instalación.

3.1. Usos térmicos

Los costes de inversión dependen del uso final de la energía, por el hecho de que siempre serán mayores para usos térmicos domésticos (alrededor de 450€/ kW) que para industriales (en torno a 100€/kW). Esto es debido a que para el uso doméstico directamente, por medio de calderas o estufas de viviendas, es necesario tipos de recursos de biomasa más elaborados como pelets envasados que proceden de procesos de acondicionamiento de mayor complejidad que los realizado para su aprovechamiento industrial, basados en la utilización de biomasa “más bruta” como son los casos de astillas con mayor rango de tamaño y demás características necesarias [18].

Con el paso de los años, en España el aprovechamiento de residuos con grandes producciones está permitiendo diversificar el suministro y contribuir a establecer precios más asequibles. Aunque a nivel nacional no existe un mercado desarrollado y establecido como en

algunos países del centro y norte de Europa, existentes buenas expectativas para su crecimiento. La calefacción en edificios ha ido favoreciendo el desarrollo de un mercado más competitivo en lo que se refiere a la materia prima.

3.2. Usos eléctricos

Los costes de inversión tienen una clara división según se trate de instalaciones de generación eléctrica específica de biomasa, como es el caso de la instalación, o industriales de co-combustión de biomasa y carbón en centrales térmicas convencionales.

Las instalaciones específicas requieren sistemas más complejos, lo que obliga a diseñar mayor hogar de los recursos antes de ser tratado. El mayor tamaño del hogar, unido al resto de componentes para el tratamiento y movimiento de la biomasa en la instalación, provocan unos costes de inversión en torno a los 1800 €/kW instalado [18].

Como se puede ver en el aprovechamiento térmico, el principal componente de los gastos de explotación es el coste de biomasa utilizada. No obstante el caso de la planta estudio tiene lugar el aprovechamiento de residuos forestales que se localizan a escasos kilómetros de la misma, por tanto el coste asociado al transporte, a la extracción de recursos y la adquisición de un elevado número de los biocombustibles reducirá en gran medida el precio de su origen.

Se considera que a una distancia media de transporte asequible para la instalación (inferior en nuestro caso) y según el tipo de biomasa, los costes de suministro de ésta varían entre los 80 €/t para el caso de cultivos energéticos y los 50 €/t cuando se utilizan residuos de cultivos agrícolas o forestales (como es el caso de estudio) [11].

En los usos industriales, para ambos usos, al demandar mayores cantidades de biocombustibles con menos requisitos de calidad se produce una reducción notable en el precio, alrededor de los 35€/t [11].

4. Ayudas económicas

4.1. Europa

Muchas de las regiones beneficiarias de los Fondos de Cohesión y de los Fondos Estructurales de la Comisión europea (UE) presentan un elevado potencial de crecimiento económico y creación o estabilización de empleo a través de la biomasa.

Para los Fondos Estructurales y de Cohesión, tal como establece la propuesta de la Comisión sobre Directrices estratégicas comunitarias para la política de cohesión, el apoyo al desarrollo de fuentes de energías renovables y alternativas, como la producción de biomasa, es un importante objetivo. Dichos fondos pueden financiar la reconversión profesional de los agricultores; el suministro de equipos para los productores de biomasa; la inversión en instalaciones de producción de biocarburantes y otros materiales; y el cambio del combustible a la biomasa por parte de los productores de electricidad y calefacción urbana.

La Comisión realiza un llamamiento a los Estados miembros y a las regiones para que, cuando preparen sus marcos estratégicos nacionales de referencia y sus programas operativos, garanticen que se han tenido íntegramente en cuenta las ventajas potenciales de la biomasa.

La inversión en explotaciones agrícolas o cerca de ellas, por ejemplo para la transformación de biomasa, puede apoyarse a través de la política de desarrollo rural, al igual que la movilización de la biomasa no utilizada por los propietarios de explotaciones forestales. La Comisión ha propuesto unas Directrices estratégicas comunitarias de desarrollo rural que hacen hincapié en las energías renovables en general y en las cadenas de suministro de la biomasa en particular.

4.2. España

Las propuestas relativas a la ayuda pública a la inversión en proyectos y actuaciones son [11]:

1. Programa de ayudas públicas a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos (Línea 1).
2. Programa de ayudas públicas a la inversión en las fases de exploración e investigación previas al desarrollo de un aprovechamiento de geotermia profunda (Línea 2).
3. Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas, biocarburantes y combustibles renovables (Línea 3).
4. Programa de IDAE de ayudas públicas a la inversión para proyectos de demostración tecnológica con generación eléctrica (Línea 4).
5. Programa de ayudas públicas a la inversión para proyectos que no reciben apoyo económico del régimen especial (Línea 5).
6. Programas de ayudas públicas a la inversión de energías renovables térmicas mediante convenios con las CCAA (Línea 6).
7. Programa de ayudas públicas a la inversión para la generación de biogás agroindustrial (Línea 7).

La tabla siguiente recoge la síntesis de las dotaciones estimadas para estas ayudas públicas a la inversión:

	Ayudas públicas a la inversión (millones de €)										
	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	TOTAL 2011-2020
1 I+D (1)	0,0	18,3	19,3	20,3	19,3	18,3	16,3	23,2	24,0	20,5	180
2 Estudios previos geotermia	0,5	0,5	0,5	0,5	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	8
3 i+d aplicaciones térmicas y biocarburantes (1)	0,0	15,1	24,5	33,3	42,0	51,1	51,5	44,3	31,4	20,1	313
4 Demostración tecnológica en generación eléctrica	0,0	2,7	6,4	9,8	13,6	17,4	18,4	15,1	10,8	5,9	100
5 Aplicaciones eléctricas aisladas de red y balance neto	2,3	2,6	3,5	3,8	3,8	4,9	5,3	5,8	6,5	7,0	46
6 Aplicaciones térmicas mediante convenios con las CCAA	21,7	19,2	21,7	19,7	15,4	13,9	14,6	16,8	17,4	20,0	180
7 Generación de biogás industrial	0,0	5,2	5,5	7,7	11,9	17,0	23,5	32,5	44,9	62,4	211
TOTAL	24	64	81	95	107	123	131	139	136	137	1.037

(1) Los fondos correspondientes a estas líneas podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo

Figura 1. Ayudas públicas a la inversión.

Propuestas relativas a la financiación:

-Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos e innovación (Línea A).

-Proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables (Línea B).

-Proyectos en fase comercial, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo (Línea C).

-Programas de entidades financieras privadas para financiación de ESEs de energías renovables térmicas con apoyo del IDAE (Línea D).

-Líneas de financiación para instalaciones de generación eléctrica distribuida de P<10 kW para autoconsumo (Línea E).

-Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas (Línea F).

La tabla siguiente recoge la síntesis económica de estas líneas de financiación:

ÁMBITO DE APLICACIÓN	FINANCIACIÓN (Acumulado en millones de euros, periodo 2011-2020)							
	Financiación (fondos públicos y privados para préstamos)						TOTAL fondos préstamos públicos y privados	TOTAL coste para la Administración (2)
	Línea A (1)	Línea B	Línea C	Línea D	Línea E	Línea F		
Eléctricas	26	277	44		38		386	31
Térmicas	2	16		1.601		46	1.665	85
Uso compartido: eléctrico y/o térmico y/o biocarburantes	42	145	132				319	26
Producción Combustible renovable			163				163	13
TOTAL	70	438	339	1.601	38	46	2.532	155

Figura 2. Síntesis económica de estas líneas de financiación. (PER 2011-2020).

(1): Los fondos correspondientes a estas líneas podrían cambiar su modalidad de apoyo a lo largo del periodo.

(2): *El coste para la Administración, en concepto de garantías y/o bonificación al tipo de interés, se ha estimado en el 8% de las cantidades destinadas a préstamos, excepto para la línea D, a la que, por estar dirigida a instalaciones de menor riesgo tecnológico, se le ha imputado un coste del 5%.*

De acuerdo con la tabla anterior, el volumen total de fondos privados y públicos previstos para la concesión de préstamos asciende a 2.532,2 millones de euros a lo largo de los diez años del plan, mientras el coste para la Administración es de 154,5 millones.

RD 661: Tarifas y retribución

- La política de ayudas a la promoción de energías renovables se ha recogido en España a través de RD publicados a lo largo del tiempo.
- El RD 661 recogía la retribución a las energías renovables
 - Se estructuraron las tarifas teniendo en cuenta el origen y el tipo de biomasa
 - Se trata de tarifas o primas construidas y basadas en costes reconocidos
 - Existe la posibilidad de elegir entre una tarifa fija o una prima a añadir sobre el precio de mercado de la electricidad
 - Solo en algunos casos, se introdujo una retribución adicional en función de la eficiencia de las plantas
- La política de ayudas en España, y en general en todos los países, también garantizan
 - Acceso prioritario a la venta en el mercado de energía
 - Precios garantizados a largo plazo
 - Precios competitivos basados en costes de generación y en una tasa de retorno de las inversiones razonables.

5. Necesidades

A continuación se van a exponer una serie de necesidades que se presentan actualmente en territorio español, por lo que se considera necesario el aprovechamiento de recursos forestales.

-El monte español necesita alternativas complementarias a los sectores que tradicionalmente ha tenido como clientes (papel, tablero, aserrío,...), y la solución energética es una alternativa que genera riqueza.

-Se necesita crear un mercado con visión y relaciones contractuales a largo plazo.

-La Administración debe establecer una política forestal seria, clara y planificada a largo plazo, asegurando la gestión sostenible de los bosques y la creación de riqueza. Como es el caso de:

Planes de Gestión/Ordenación forestal

Certificación forestal y trazabilidad de materias primas

Incentivos económicos y fiscales para la agrupación de propietarios

Incentivos económicos y fiscales para la adquisición de maquinaria forestal

-Es necesario establecer/adaptar los mecanismos legales necesarios para posibilitar la realización de contratos a largo plazo entre la Admón. (o sus empresas vinculadas) y las empresas promotoras de proyectos de biomasa.

-Es necesario revisar al alza las tarifas de biomasa del RD 661 si se quiere potenciar esta tecnología renovable en España y lograr la creación de riqueza, empleo y beneficios medioambientales comentados.

No interesa crear un mercado especulativo

No interesa modificar el sistema

Coste nulo para la Administración

“Sobra madera para producir energía sin afectar a otros sectores”

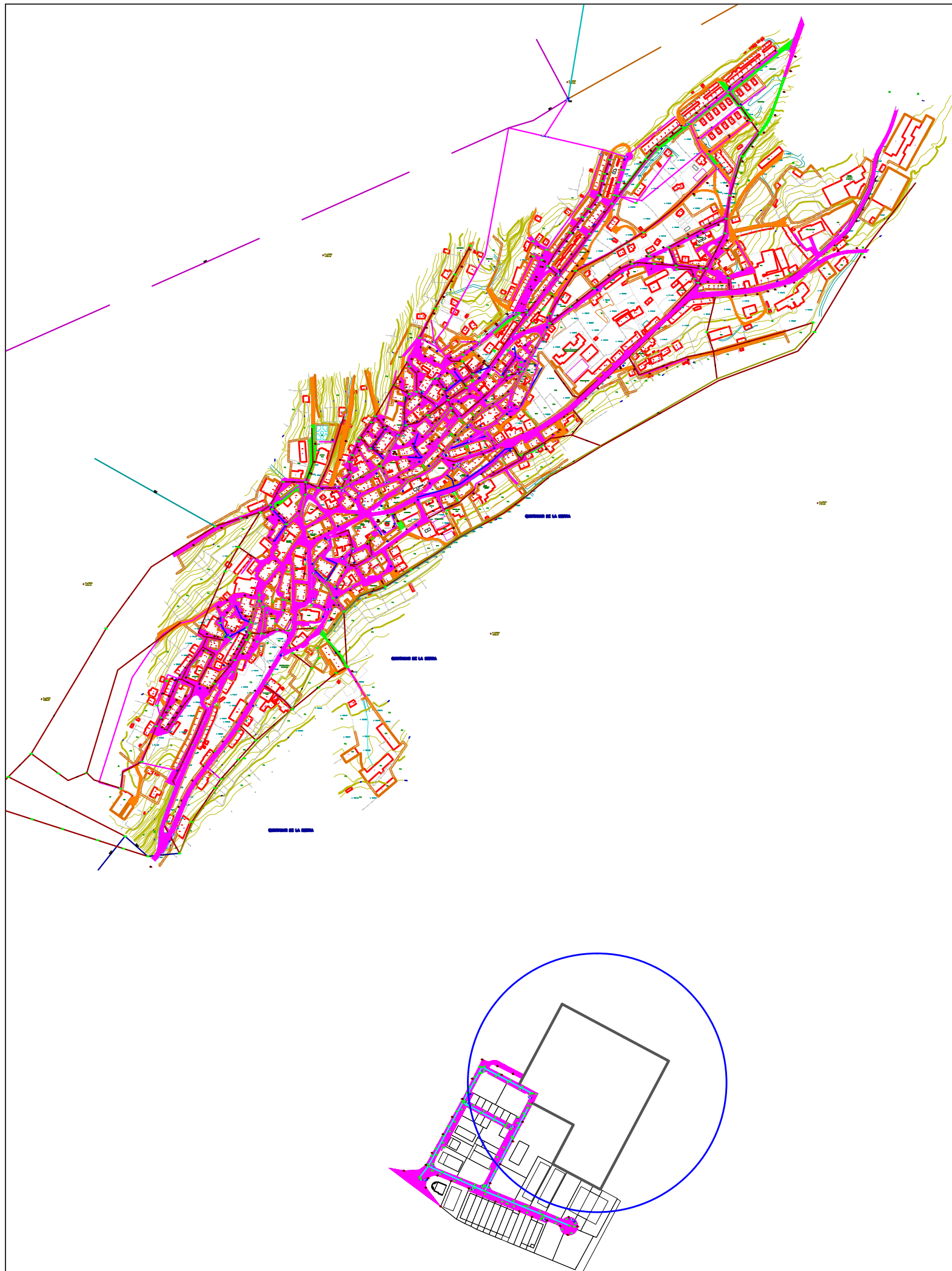
“La biomasa: una fuente de generación eléctrica y de riqueza al alcance de todos”

6. Consumo Óptimo

Se presentan algunas medidas para alcanzar un consumo “inteligente” y así reducir el consumo energético, solo empleando algunos hábitos.

Estos cambios en el hábito del uso energético tanto en el hogar como en el trabajo, suponen reducir progresivamente la dependencia energética sin perder el confort. Cada gesto individual, supone un avance, y si son asumidos por un gran número de ciudadanos el ahorro crece y se consolida. Algunas de las medidas son las siguientes:

- Adquirir aparatos eficientes. Según la normativa europea, todos los aparatos tienen que incorporar una etiqueta energética que informe su comportamiento energético. Dicho nivel de eficiencia se representa desde la letra A a la G. Los etiquetados con la A son los de mayor rendimiento energético.
- Desconectar los equipos que no se estén usando. Los aparatos en modo “stand by” continúan consumiendo energía.
- Utilizar temporizadores para que electrodomésticos en concreto, funcionen durante las horas de menor consumo (horas valle).
- Regular adecuadamente la temperatura de los sistemas de climatización. Realizando un uso adecuado del aire acondicionado y calefacción.
- Aprovechar la luz y el calor solar como fuentes de energía.
- Aprovechar las corrientes de aire y los sistemas de protección solar (persianas, toldos,...) para reducir la temperatura ambiente y el uso del aire acondicionado u otros aparatos similares.



ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA

Fecha	Fecha	Autor
AUTOR	Juan Antonio Báez Díaz	
FECHA	Marzo 2017	
Id. s. normas	UNE-EN-DIN	

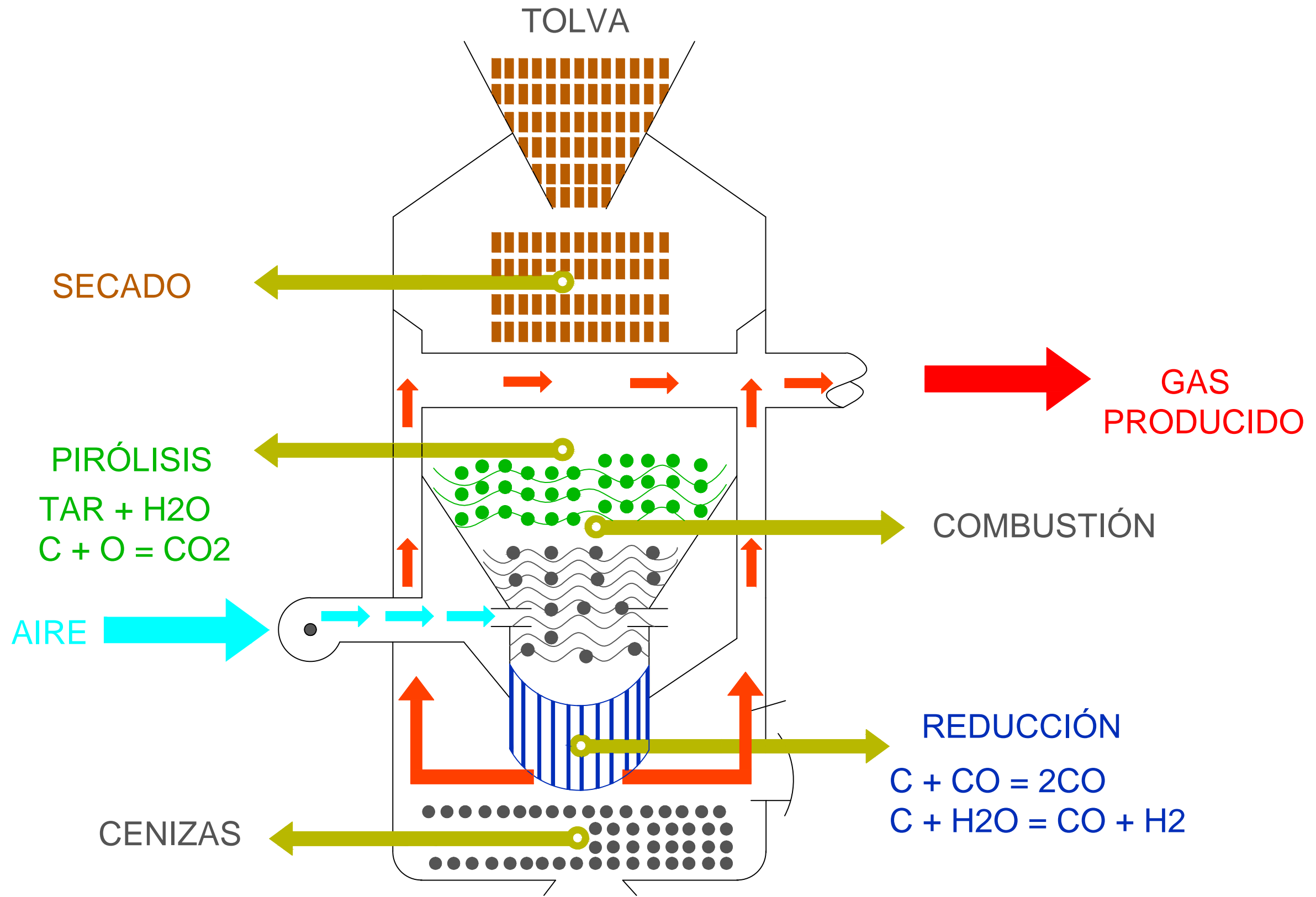



E.S.I.C.I.
 Grado Ingeniería Mecánica Industrial
 Universidad de La Laguna

ESCALA:
 IZQ 1:5000
 DCHA 1:2000

PLANO DE SITUACIÓN

Nº P. : PLANO 1



ESTUDIO DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN A PARTIR DEL APROVECHAMIENTO DE BIOMASA			
Fecha	Fecha	Autor	 E.S.I.C.I. Grado Ingeniería Mecánica Industrial Universidad de La Laguna
AUTOR	JUAN ANTONIO BÁEZ DÍAZ		
FECHA	MARZO 2017		
Id. s. normas	UNE-EN-DIN		
ESCALA: S / E	DIAGRAMA DEL PROCESO DE GASIFICACIÓN DE BIOMASA		Nº P. : PLANO 2