



**PROYECTO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA  
DE BIOETANOL CON UN SISTEMA DE  
COGENERACION**

---

Jesús Alberto Álvarez

Carlos Salamanca Fresno

Ricardo Fernández Portabales



*Dedicado a nuestras familias que fueron un apoyo constante en nuestra formación y a nuestros compañeros de master por compartir la dicha del conocimiento*

## AGRADECIMIENTOS

---



Queremos agradecer en primer lugar a nuestra querida tutora, Mercedes Ballesteros, que sin ella el trabajo no hubiera sido posible. A la EOI por este magnífico año que hemos pasado y a todas las personas e instituciones colaboradoras como Diego Fraile (OTSI), Raimon Arguemí (AESAs), Miguel Manrique (IDEA), José María Guinea (ABENGOA BIOENERGIA), Carlos Gregorio Díaz Ambrona (UPM), TOMSA DESTIL, WULONG, STOLZ, VOGELBOSCH. GE

GRACIAS.....

## INDICE DE CONTENIDO

1	INTRODUCCION .....	1
2	OBJETIVOS .....	2
2.1	Objetivo General .....	2
2.2	Objetivos específicos .....	2
3	ALCANCE .....	3
4	LEGISLACION Y NORMATIVA .....	3
4.1	Legislación y normativa para el Bioetanol .....	3
4.2	Legislación y Normativa de Cogeneración .....	9
4.2.1	R.D.661/2007 de Régimen Especial.....	9
4.2.2	RD 616/2007. Fomento de la cogeneración de alta eficiencia.....	12
5	ANÁLISIS DE MERCADO .....	13
5.1	Análisis de la demanda .....	13
5.1.1	Demanda de gasolina.....	13
5.1.2	Demanda de biocarburantes .....	15
5.2	Análisis de la oferta .....	16
5.3	Análisis de precios. ....	17
5.4	Análisis de comercialización .....	19
6	SELECCIÓN DE LA MATERIA PRIMA.....	20
7	TAMAÑO Y LOCALIZACION DE LA PLANTA .....	24
8	INGENIERIA DEL PROYECTO.....	26
8.1	Características y descripción del producto.....	26
8.2	Características y descripción de coproductos (DDGS) .....	30
8.3	Descripción del proceso productivo .....	32
8.3.1	Unidad de recepción, preparación y acondicionamiento de la materia prima .....	33
8.3.2	Recepción y almacén de grano .....	33
8.3.3	Prelimpia y almacenaje.....	34

8.3.4	Molienda de cereales.....	34
8.3.5	Almacén de polvo .....	36
8.3.6	Planta de alcohol deshidratado.....	36
8.3.7	Sistema de limpieza in situ .....	46
8.3.8	Unidad de producción y procesamiento de DDGS .....	48
8.3.9	Unidad de tratamiento de efluentes .....	51
8.3.10	Unidad de tratamiento de aguas .....	52
8.3.11	Unidad de control .....	53
8.4	Requerimiento de Materias primas e insumos .....	59
8.5	Maquinaria y equipos .....	59
8.5.1	Recepción y almacenamiento.....	59
8.5.2	Molienda .....	61
8.6	Balance másico de la Planta de Bioetanol. ....	70
8.7	Balance de energía .....	71
8.7.1	Energía eléctrica.....	73
	Fuente: Elaboración propia en base a información del proveedor .....	73
8.7.2	Energía térmica .....	74
8.8	Balance de agua .....	75
8.9	Sistema de Cogeneración.....	77
8.9.1	Demanda de Calor.....	78
8.9.2	Selección del tipo de combustible.....	78
8.9.3	Selección del tipo de Planta de Cogeneración .....	79
8.9.4	Determinación del potencial de cogeneración .....	81
8.9.5	Elección de la turbina de gas.....	81
8.10	Balance de masa y energía de la planta de cogeneración .....	92
8.11	Mano de Obra .....	94
8.12	Lay Out .....	95
8.13	Terreno y obra civil .....	96

9	ESTUDIO ECONOMICO .....	98
9.1	Inversión.....	98
9.2	Ingresos .....	98
9.3	Costos .....	99
9.3.1	Costos variables .....	99
9.3.2	Costos Fijos.....	101
10	EVALUACION DEL PROYECTO .....	101
11	CONCLUSIONES.....	103
12	RECOMENDACIONES.....	103
13	ANEXOS (ver documento EXCEL).....	103
14	BIBLIOGRAFIA .....	104



## INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Medidas tomadas en Biocarburantes. ....	8
Tabla 2: Productores que utilizan la cogeneración. Grupo a) (I) .....	10
Tabla 3: Productores que utilizan la cogeneración. Grupo a). (II) .....	10
Tabla 4: Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo .....	11
Tabla 5: Estimación del consumo de biocarburantes en el transporte hasta 2020 .....	16
Tabla 6: Refinerías en España .....	19
Tabla 7: Datos agrícolas de las materias primas para la producción de bioetanol .....	20
Tabla 8: Selección de la materia prima .....	22
Tabla 9: Superficie en Ha de las tierras de retirada obligatorias .....	23
Tabla 10: Producciones de grano de maíz por CCAA.....	24
Tabla 11: Producciones de maíz por provincia.....	24
Tabla 12: Especificaciones técnicas del bioetanol para su uso como combustible .....	28
Tabla 13: Especificaciones de las gasolinas comercializadas en España .....	29
Tabla 14: Especificaciones DDGS .....	30
Tabla 15: Componentes de los DDGS .....	31
Tabla 16: Estrategia de control local. Variables y valores de referencia .....	57
Tabla 17: Descripción y clasificación de las variables.....	58
Tabla 18: Requerimientos de materia prima e insumos .....	59
Tabla 19: Características silo de grano .....	60
Tabla 20: Características silo de diario .....	61
Tabla 21: Características molinos de martillos.....	62
Tabla 22: Características de distribuidores ABMS .....	63
Tabla 23: Características de acondicionadores horizontales .....	66
Tabla 24: Características de prensas para peletización.....	66
Tabla 25: Características enfriadores verticales a contracorriente.....	67
Tabla 26: Características del modelo de compresor .....	68
Tabla 27: Consumo de energía eléctrica de la planta de bioetanol.....	73
Tabla 28: Consumos de energía eléctrica por secciones de la planta de bioetanol.....	73
Tabla 29: Consumo de vapor de la planta de bioetanol .....	74
Tabla 30: Consumo de vapor por sección de la planta de bioetanol.....	74
Tabla 31: Consumo de agua de la planta de bioetanol .....	75
Tabla 32: Consumo de agua por secciones de la planta de bioetanol .....	76

Tabla 33: Valores típicos y valores por defecto para los biocarburantes producidos sin emisiones netas de carbono.....	77
Tabla 34: prestaciones técnicas de las turbinas de gas en el rango de 30-50 MW .....	81
Tabla 35: Factores que afectan el comportamiento de las turbinas .....	82
Tabla 36: Prestaciones técnicas de las turbinas a las condiciones del emplazamiento .....	82
Tabla 37: Vapor producido por cada turbina .....	84
Tabla 38: Combustible total requerido para cubrir la demanda de vapor de la planta de bioetanol .....	86
Tabla 39: Energía Eléctrica producida, REE, RE, RG .....	88
Tabla 40: Ingresos por venta de electricidad.....	89
Tabla 41: Costo suministro energético planta convencional sin cogeneración	90
Tabla 42: Costo suministro energético a la planta de bioetanol y ahorro gracias a la cogeneración .....	91
Tabla 43: Superficies dedicadas a las diferentes secciones de la planta.....	95
Tabla 44: Inversiones .....	98
Tabla 45: Ingresos Percibidos .....	99
Tabla 46: Requerimientos y precios de compra de materia prima e insumos	100
Tabla 47: Costos variables totales .....	101
Tabla 48: Costos Fijos Totales .....	101
Tabla 49: Flujo de caja del proyecto.....	102
Tabla 50: Indicadores Económicos .....	102



## INDICE DE FIGURAS

Figura 1: Consumos gasolinas en Toneladas .....	14
Figura 2: Consumos gasolina 2010.....	14
Figura 3: Consumo de Biocarburantes.....	15
Figura 4: Precios Gasolina 95. ....	18
Figura 5: Evolución de los precios (c €/l) en 2010.....	19
Figura 7: Esquema general del proceso productivo .....	32
Figura 8: Configuración típica de la unidad de recepción y almacenamiento de grano .....	33
Figura 9: Diagrama de la línea de molienda de grano.....	35
Figura 10: Componentes de un sistema de molienda, cocci3n, licuefacci3n, sacarificaci3n y fermentaci3n .....	37
Figura 11: Esquema del sistema de cocci3n tipo Batch .....	38
Figura 12: Esquema de un fermentador "Batch" t3pico.....	42
Figura 13: Esquema b3sico de la unidad de destilaci3n de bajo consumo energ3tico para la producci3n de etanol .....	43
Figura 14: Esquema b3sico de sistema de producci3n de alto grado de etanol anhidro .....	45
Figura 15: Ciclos de llenado de tuber3as de mezcla y de aspersi3n "CIP" del fermentador, respectivamente.....	47
Figura 16: Ciclos de intercambiador de calor externo y de vaciado de tuber3as de producto fermentado, respectivamente .....	47
Figura 17: Esquema general de co-productos que se producen en una planta de bioetanol con molienda seca .....	48
Figura 18: Esquema general del evaporador tipo multiefecto con recompresi3n t3rmica .....	49
Figura 19: Esquema de procesamiento y peletizaci3n de DDGS.....	50
Figura 20: Ciclos de control local implementados en el proceso de producci3n de bioetanol a partir de almid3n (Las variables manipuladas tras cerrar los ciclos locales est3n representadas en rojo).....	56
Figura 21: Esquema de molinos de martillos.....	62
Figura 22: Esquema de distribuidores ABMS.....	63
Figura 23: Balance m3sico de la planta de bioetanol.....	70
Figura 24: Esquema de balance energ3tico.....	72
Figura 25: Diagrama de flujo energ3tico de una planta de cogeneraci3n con turbina de gas.....	79
Figura 26: Diagrama de flujo energ3tico de una planta de cogeneraci3n con motor de gas .....	80

Figura 27: Diagrama- Cogeneración con turbina de gas..... 80  
 Figura 28: Curva Entalpia VS Temperatura de gases de escape en turbinas de gas ..... 83  
 Figura 29: Turbina de gas LM6000 (GE)..... 92  
 Figura 30: Balance de masa y energía de la planta de cogeneración..... 93  
 Figura 6: Localización de la planta de bioetanol..... 25  
 Figura 31: Layout de la planta. Elementos principales ..... 96



## 1 INTRODUCCION

La humanidad conoce los alcoholes desde tiempos muy remotos, la práctica de su elaboración tenía aplicaciones médicas y la producción de bebidas espirituosas. La palabra alcohol proviene del árabe “*al kohol*” que significa “el espíritu”.

Los alcoholes son compuestos orgánicos de fórmula R-OH, donde R es cualquier grupo alquilo y -OH el grupo funcional “oxhidrilo” u “hidroxilo”. Por ejemplo el alcohol etílico, CH<sub>3</sub>CH<sub>2</sub>-OH.

Los alcoholes se obtienen industrialmente en grandes cantidades a través de 3 métodos: El primero por hidratación de alquenos en medio ácido; el segundo mediante el proceso oxo donde el alqueno reacciona con CO e H<sub>2</sub> y el último método y el más conocido el de fermentación de carbohidratos.

Entre los alcoholes más comunes se tiene al metanol (alcohol metílico), etanol (alcohol etílico) y los llamados alcoholes superiores (propanol, butanol, etc.). Hoy en día, los alcoholes de origen biológico (fermentación) son llamados también utilizando el término “Bio” por delante, por ejemplo biometanol, bioetanol.

El alcohol etílico, de fórmula C<sub>2</sub>H<sub>5</sub>OH, es un líquido transparente e incoloro, con sabor a quemado y un olor agradable característico. Es el alcohol que se encuentra en bebidas como la cerveza, el vino y el brandy.

El etanol o bioetanol así mismo puede utilizarse como combustible para automóviles sin mezclar o mezclado con gasolina en cantidades variables, el combustible resultante se conoce como gasohol oalconafta. Las mezclas más conocidas son E5, E10, E15, E85 que contienen 5%, 10%, 15% y 85% de etanol respectivamente.

De forma genérica, los coches requieren ligeras modificaciones a partir de mezclas superiores al 15%. El etanol también se utiliza cada vez más como aditivo para oxigenar la gasolina estándar, como reemplazo del metil-ter-butyl éter (MTBE), ya sea directamente o en la forma de etil-ter-butyl éter (ETBE). La aplicación como combustible en transportes exige que el alcohol sea anhidro con una pureza mínima de 99,3%.

Los aspectos económicos también tienen relevancia, debido al pronóstico del agotamiento del petróleo, y también de los elevados precios del barril y su inestabilidad.

Otro aspecto importante es el aspecto medioambiental, ya que el cambio climático con el calentamiento global es atribuido especialmente a la combustión de estos combustibles fósiles y sus derivados que emiten gran cantidad de gases de efecto invernadero.

Para equilibrar este problema, cada vez más agudo debido al crecimiento de la población mundial y de las actividades industriales, las autoridades han fomentado el uso de derivados de la biomasa, conforme se describe en el Protocolo de Kyoto que tiene como objetivo la reducción de las emisiones de los gases de efecto invernadero.

Tomando en cuenta todas esas premisas, es necesario buscar alternativas para disminuir la dependencia de los derivados del petróleo, alternativa especialmente atractiva cuando se habla del bioetanol, que implica ciclo cerrado de carbono y conlleva gran beneficio social, ya que genera desarrollo rural.

El bioetanol es un producto químico obtenido a partir de la fermentación de los azúcares que se encuentran en los productos vegetales. Estos azúcares están combinados en forma de sacarosa

(caña de azúcar, remolacha o sorgo), almidón (grano de cereal), hemicelulosa y celulosa (biomasa lignocelulósica).

El bioetanol mezclado con la gasolina produce un biocombustible de alto poder energético con características muy similares a la gasolina pero con una importante reducción de las emisiones contaminantes en los motores tradicionales de combustión.

Un obstáculo importante es la legislación europea sobre la volatilidad de las gasolinas que fija la proporción de etanol en mezclas E5. Concentraciones más elevadas, autorizadas en Suecia y Estados Unidos, implica que se debe disponer de un vehículo flexible (FFV), con un depósito, motor y sistema de combustible único capaz de funcionar con gasolina y etanol, solos o mezclados en cualquier proporción.

Brasil tiene gran experiencia en este sector y sirve como ejemplo para el resto de los países. Lleva usando este aditivo desde 1931. Su mezcla con gasolina fue inicialmente obligatoria usándose un grado de 5%. Hoy en día este valor es del 25% y puede ser mayor dependiendo del mercado interno de etanol.

Brasil también se ha destacado en los últimos años por el crecimiento del consumo de los motores FLEXFUEL. La producción de este tipo de automóviles en los últimos años ha alcanzado valores en torno al 30% del total de los automóviles fabricados.

Estos automóviles pueden llegar a trabajar con gasolina E25 sin ningún ajuste preliminar.

La mezcla de combustibles fósiles con combustibles de Biomasa es un hecho ya consolidado, de fácil implementación, de posibilidad inmediata, con beneficios incuestionables para todo el planeta.

## 2 OBJETIVOS

### 2.1 Objetivo General

El Proyecto tiene como objetivo determinar la viabilidad técnica y económica de una planta de bioetanol con un sistema de cogeneración desde la recepción de la materia prima hasta la comercialización del producto, dados los objetivos de uso de biocarburantes para el año 2020.

### 2.2 Objetivos específicos

- Analizar el actual mercado de bioetanol en España y sus futuras perspectivas
- Seleccionar la materia prima a utilizar en la planta
- Determinar la localización de la planta
- Realizar la ingeniería del proyecto
- Dimensionar el sistema de cogeneración para la planta
- Determinar la inversión necesaria, los ingresos y los costos del proceso
- Calcular los indicadores económicos del proyecto.

### 3 ALCANCE

- El proyecto estudia las etapas desde la recepción de la materia prima en planta hasta la comercialización del producto.
- El proyecto no incluye el estudio de la fase agrícola de la materia prima para biocombustibles.

### 4 LEGISLACION Y NORMATIVA

#### 4.1 Legislación y normativa para el Bioetanol

La **Directiva 2003/30/CE**, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 8 de mayo de 2003, relativa al fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte, establece que los Estados miembros deberán velar para que se comercialice en sus mercados una proporción mínima de biocarburantes y otros combustibles renovables.

Para ello, se permite que los biocarburantes puedan ponerse a disposición de los consumidores mezclados con carburantes convencionales hasta en un 5 por ciento en volumen, o bien en mayores concentraciones en productos con etiquetados específicos. Asimismo, se establece para el 31 de diciembre de 2010 el objetivo indicativo de utilización de biocarburantes de al menos el 5,75 por ciento del contenido energético de las gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte en cada Estado miembro.

La disposición adicional decimosexta de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, establece objetivos anuales de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, que son objetivos obligatorios a partir del año 2009, y alcanzan el 5,83 por ciento en 2010. Además, se habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio a dictar las disposiciones necesarias para regular un mecanismo de fomento de la incorporación de los biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.

Para lograr estos objetivos de la manera más eficiente posible, la orden **ITC/2877/2008**, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, fija objetivos mínimos por producto inferiores al objetivo global que dispone la Ley 34/1998, de 7 de octubre, mecanismos de flexibilidad temporal para la contabilización de las cantidades de biocarburantes vendidas o consumidas, y un sistema de certificación y pagos compensatorios que será gestionado por la Comisión Nacional de Energía y permitirá a los sujetos obligados la transferencia de certificados, al tiempo que servirá como mecanismo de control de la obligación.

Este mecanismo de fomento de la utilización de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte permitirá alcanzar, en el 2011, un objetivo global del 7 por ciento del contenido energético de las gasolinas y gasóleos comercializados con fines de transporte.

Ésta ley tampoco establece un apoyo específico para los biocarburantes que cumplan los criterios del artículo 21, apartado 2, de la Directiva, es decir, biocarburantes de segunda generación.

Los sujetos obligados por el esquema español de obligación de uso de biocarburantes son:

Los operadores autorizados para distribuir al por mayor productos petrolíferos, por sus ventas anuales en el mercado nacional, excluidas las ventas a otros operadores al por mayor.

Las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos, en la parte de sus ventas anuales en el mercado nacional no suministrado por los operadores al por mayor.

Los consumidores de productos petrolíferos, en la parte de su consumo anual no suministrado por operadores al por mayor o por las empresas que desarrollen la actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos.

Los sujetos obligados que no dispongan de certificados suficientes para el cumplimiento de sus obligaciones estarán obligados a la realización de pagos compensatorios.

Se considerará que la realización de los pagos compensatorios supone el cumplimiento de las obligaciones establecidas siempre que el grado de incumplimiento sea leve (menor que un umbral fijado mediante una fórmula de cálculo en la Orden ITC/2877/2008).

En caso contrario, se considerará que se ha producido un incumplimiento de las obligaciones establecidas para el logro de los objetivos anuales de contenido mínimo de biocarburantes y otros combustibles renovables, lo que constituye infracción muy grave según la Ley 34/1998. La imposición de sanciones administrativas que pudieran derivarse del citado incumplimiento se realizará sin perjuicio de los pagos compensatorios que se deberán efectuar en cualquier caso.

En la **Orden ITC/2877/2008** se designa a la Comisión Nacional de Energía como entidad responsable de la expedición de certificados de biocarburantes, de la gestión del mecanismo de certificación y de la supervisión y control de la obligación de comercialización de biocarburantes.

La **circular 2/2009**, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece las normas de organización y funcionamiento de dicho mecanismo. En concreto, define los procedimientos, normas y reglas para la solicitud de la constitución de Cuentas de Certificación, para la solicitud de expedición de certificados de biocarburantes y para las transferencias y traspasos de certificados, y establece los procedimientos de gestión del Sistema de Anotaciones en Cuenta por parte de la Comisión Nacional de Energía.

La CNE está habilitada para efectuar las comprobaciones e inspecciones que considere necesarias para la supervisión y control de las obligaciones definidas, que podrán afectar tanto a sujetos obligados como a sujetos no obligados.

Mediante orden del Ministro de Industria, Turismo y Comercio, se podrán suprimir o modificar por el tiempo que se considere necesario las obligaciones establecidas en la Orden ITC/2877/2008.

Es importante resaltar aquí que la obligación será el mecanismo sobre el que se asentará la consecución de los objetivos energéticos de introducción de energías renovables en el transporte, por lo que se refiere a la contribución de los biocarburantes.

### Uso de biocarburantes en la flota de vehículos de la Administración

La Revisión de la Estrategia de la Unión Europea para un Desarrollo Sostenible del año 2006, incorpora como destacable novedad metas concretas en Contratación pública.

En el apartado dedicado a Consumo y Producción Sostenible, fija como objetivo general fomentar patrones en tal dirección, y marca como finalidad y objetivo operativo “aspirar a alcanzar para 2010 en toda la Unión Europea un nivel medio de contratación pública ecológica igual al que han alcanzado hasta ahora los Estados miembros más sobresalientes”.

En este contexto, y como parte de las estrategias en política medioambiental, el Consejo de Ministros creó, mediante Acuerdo de 22 de mayo de 2006, la Comisión Interministerial para la Incorporación de Criterios Ambientales en la Contratación Pública.

La Comisión tiene como cometido la elaboración de un Plan de Contratación

Pública Verde con la finalidad de articular la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente.

Este objetivo queda plasmado en **la Orden PRE/116/2008**, de 21 de enero, por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan de Contratación Pública Verde de la Administración General del Estado y sus Organismos Públicos, y las Entidades Gestoras de la Seguridad Social.

Con este Plan se articula la conexión entre la contratación pública y la implantación de prácticas respetuosas con el medio ambiente, de forma que se alcance antes de 31 de diciembre de 2010 la meta establecida por la Comunidad Europea en la Estrategia revisada para un Desarrollo Sostenible.

Tiene como objetivos específicos establecer metas cuantificadas para los grupos de productos, servicios y obras considerados como prioritarios para la incorporación de criterios ambientales por la Comisión Europea y establecer directrices para la incorporación de criterios ambientales en las distintas fases de la contratación.

Entre las medidas adoptadas, en el ámbito del transporte se incluye la siguiente: “Analizar y adaptar antes de 31 de diciembre de 2010 el parque de vehículos existente para que admitan el uso de biocombustibles.

Se exceptúan los vehículos equipados con motor híbrido. Inclusión de la compatibilidad con biocombustibles como criterio obligatorio en todos los contratos de compra de vehículos nuevos en aquellos segmentos del sector donde exista oferta suficiente de automóviles que ya dispongan de esta tecnología, de modo que el 50% de la flota consuma antes de 31 de diciembre de 2012 mezclas de alto contenido de biocombustibles (30% diesel y bioetanol al 85%).

A partir del 1 de enero de 2008 se incorporará la compra de vehículos de motor híbrido, para su destino como coches de incidencias que realizan recorridos fundamentalmente urbanos, siempre que existan en el mercado productos que permitan la concurrencia. Antes de 31 de diciembre de 2010, inclusión en la adjudicación de todos los contratos de suministro de combustible, de la disponibilidad de ofrecer y repostar biocombustibles.”

Con la aplicación de esta medida se pretende alcanzar antes del 31 de diciembre de 2012, un consumo de un 38% de biocarburantes respecto del total de combustibles consumidos en el Parque Móvil del Estado.

El Plan de Ahorro y Eficiencia Energética 2008-2011, aprobado por el Consejo de Ministros el 1 de agosto de 2008, contiene 31 medidas urgentes para intensificar el ahorro y la eficiencia energética de nuestro país. Muchas de ellas se suman a otras ya en marcha.

Así, en el ámbito de la movilidad se refuerza la acción ejemplarizante por parte de la Administración General del Estado, iniciada con el Plan de Contratación Pública Verde, fijando en 2009 un objetivo de consumo mínimo del 20 % de biocarburantes en las flotas de vehículos públicos.

### **Ayuda financiera**

La legislación nacional vigente en esta materia se indica a continuación:

**Ley 38/1992**, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales.

**Real Decreto 1165/1995**, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales.

**Ley 53/2002**, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social.

**Real Decreto 1739/2003**, de 19 de diciembre, por el que se modifican el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, y el Real Decreto 3485/2000, de 29 de diciembre.

**Ley 22/2005**, de 18 de noviembre, por la que se incorporan al ordenamiento jurídico español diversas directivas comunitarias en materia de fiscalidad de productos energéticos y electricidad y del régimen fiscal común aplicable a las sociedades matrices y filiales de estados miembros diferentes, y se regula el régimen fiscal de las aportaciones transfronterizas a fondos de pensiones en el ámbito de la Unión Europea.

**Real Decreto 191/2010**, de 26 de febrero, por el que se modifica el Reglamento de los Impuestos Especiales, aprobado por el Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio.

### **Tipo impositivo especial para biocarburantes**

La **Ley 53/2002**, que entró en vigor el día 1 de enero de 2003, establece que con efectos hasta el día 31 de diciembre de 2012 se aplicará a los biocarburantes un tipo especial de cero euros por 1.000 litros en el impuesto de hidrocarburos.

El tipo especial se aplicará exclusivamente sobre el volumen de biocarburantes aun cuando éste se utilice mezclado con otros productos.

Siempre que la evolución comparativa de los costes de producción de los productos petrolíferos y de los biocarburantes así lo aconseje, las Leyes de Presupuestos Generales del Estado podrán

sustituir el tipo cero por un tipo de gravamen de importe positivo, que no excederá del importe del tipo impositivo aplicable al carburante convencional equivalente.

Se trata de un régimen obligatorio gestionado por la Dependencia de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Tributaria. No existen unas dimensiones máxima y mínimas de sistema que sean elegibles.

### **Exención fiscal para proyectos piloto de biocarburantes**

La **Ley 38/1992**, que entró en vigor el día 1 de enero de 2003, establece que quedan exentas del impuesto especial de hidrocarburos la fabricación o importación de biocarburantes que se destinen a su uso como carburantes, directamente o mezclados con carburantes convencionales, en el campo de los proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes.

Tendrán la consideración de “proyectos piloto para el desarrollo tecnológico de productos menos contaminantes” los proyectos de carácter experimental y limitados en el tiempo, relativos a la producción o utilización de los productos indicados y dirigidos a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización, con exclusión de la ulterior explotación industrial de los resultados de los mismos.

Se trata de un régimen voluntario gestionado por la Dependencia de Aduanas e Impuestos Especiales de la Agencia Tributaria.

El Reglamento de los Impuestos Especiales, modificado mediante el **Real Decreto 1739/2003**, indica que, una vez aprobada la solicitud de exención, el centro gestor expedirá el correspondiente acuerdo de reconocimiento de la exención con la vigencia solicitada por los interesados y que no podrá superar los cinco años.

Existe una dimensión máxima establecida en el Reglamento de los Impuestos

Especiales, relacionada con la acreditación del carácter experimental del proyecto y de que éste se limita a demostrar la viabilidad técnica o tecnológica de su producción o utilización.

Esta condición se considerará acreditada cuando la cantidad de biocarburante producida no exceda de 5.000 litros por año.

Las medidas para alcanzar los objetivos en el sector de los biocarburantes son las siguientes

**Tabla 1: Medidas tomadas en Biocarburantes.**

Medida	Tipo	Resultado	Actividad a la que se destina	Existente o en proyecto	Inicio/Fin
Desarrollo de especificaciones técnicas para B30 y E85, e incorporación de las mismas a la normativa española de Calidad de carburantes.	Reglamentaria	Mejorar el control de calidad de los biocarburantes y aumentar la confianza en el sector	Sector industrial, petrolero y logístico	Proyecto	2010-2012
Diseño e implantación de un sistema AENOR de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción de biocarburantes.	Reglamentaria	Mejorar el control de calidad de los biocarburantes y aumentar la confianza en el sector	Sector industrial, petrolero y logístico	Proyecto	2010-2012
Diseño e implantación de un sistema de control de la sostenibilidad en toda la cadena de valor de los biocarburantes comercializados en España, de acuerdo con los requisitos de la Directiva 2003/28/CE, de 23 de Abril.	Reglamentaria	Potenciar el análisis de la sostenibilidad	Sector agrario, industrial, petrolero y logístico	Proyecto	2010-2012
Mantenimiento y adaptación del esquema de obligación de uso de biocarburantes en el transporte, más allá de 2010. Actualmente existe hasta 2010 a través de la ORDEN ITC/2877/2008.	Reglamentaria	Aumentar la demanda de biocarburantes	Sector agrario, industrial, petrolero y logístico	Existente Proyecto	Desde 2008 2010-2020
Extensión de la legislación de impuestos especiales que permita el uso de biogás como carburante en vehículos de transporte en condiciones similares al bioetanol y el biodiesel.	Reglamentaria	Diversificación de la oferta de biocarburantes	Sector industrial, petrolero y logístico	Proyecto	2010-2011
Programa Nacional de Apoyo al Desarrollo Tecnológico en el sector de los biocarburantes: 2G y biorrefinerías.	Reglamentaria-Financiera	impulso del desarrollo tecnológico	Sector industrial, petrolero y logístico	Proyecto	2011-2020
Actuación ejemplarizante de las administraciones a través de primar la compra de vehículos garantizados para el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes tanto en sus flotas como en la otorgación de concesiones de transporte.	Reglamentaria-Financiera	Aumentar la demanda de biocarburantes	Administraciones y sector de automoción	Proyecto	2011-2020

Fuente: Borrador del Plan Acción Nacional de Energías Renovables (2010-2020)

## 4.2 Legislación y Normativa de Cogeneración

Para el marco legal aplicable a la cogeneración en España se toma en cuenta el real decreto 661/2007 de Régimen Especial y el real decreto 616/2007 de fomento de la cogeneración. A continuación se hace referencia a los aspectos más importantes descritos en cada uno.

### 4.2.1 R.D.661/2007 de Régimen Especial

El ámbito de aplicación son instalaciones que no superen una potencia de 50MW encontrándose la planta de bioetanol con sistema de cogeneración en la categoría a (Productores que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad a partir de energías residuales).

Se define como Productor-Cogenerador a la persona jurídica que desarrolla las actividades de generación de energía eléctrica y/o mecánica y/o térmica útil mediante cogeneración, tanto para su propio uso como para la venta total o parcial de las mismas.

Entendiéndose como energía eléctrica la producción en barras de central o cogeneración neta.

Dentro de la categoría a se encuentran diferentes grupos siendo el grupo a.1 aquellas instalaciones que incluyan una central de cogeneración y siempre que el combustible utilizado suponga un porcentaje mínimo de la energía primaria utilizada medida por el PCI (Poder Calorífico Inferior).

A continuación en las siguientes tablas se muestra la clasificación de centrales de cogeneración dependiendo el combustible utilizado.

Siendo:

- a.1.1. Cogeneración con gas natural (95% gas; 65% gas y resto biomasa o biogas).
- a.1.2. Cogeneración con gasóleo, fuel o GLP (95% mínimo)
- a.1.3 Cogeneración con biomasa y/o biogas (90% mínimo)
- a.1.4. Resto de cogeneración que incluyan combustibles no contemplados en los subgrupos actuales.

**Tabla 2: Productores que utilizan la cogeneración. Grupo a) (I)**

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia
a.1.	a.1.1.	Gas natural	$P \leq 0,5\text{MW}$
			$0,5 < P \leq 1\text{MW}$
			$1 < P \leq 10\text{MW}$
			$10 < P \leq 25\text{MW}$
			$25 < P \leq 50\text{MW}$
	a.1.2.	Gasóleo / GLP	$P \leq 0,5\text{MW}$
			$0,5 < P \leq 1\text{MW}$
			$1 < P \leq 10\text{MW}$
			$10 < P \leq 25\text{MW}$
		Fuel	$0,5 < P \leq 1\text{MW}$
			$1 < P \leq 10\text{MW}$
			$10 < P \leq 25\text{MW}$
			$25 < P \leq 50\text{MW}$
	a.1.4.	Carbón	$P \leq 10\text{MW}$
			$10 < P \leq 25\text{MW}$
Otros		$25 < P \leq 50\text{MW}$	
		$P \leq 10\text{MW}$	
a.2.	-	-	$P \leq 10\text{MW}$
			$10 < P \leq 25\text{MW}$
			$25 < P \leq 50\text{MW}$

Fuente: RD 661/2007

**Tabla 3: Productores que utilizan la cogeneración. Grupo a). (II)**

Subgrupo	Combustible	Potencia
a.1.3.	biomasa procedente de cultivos energéticos	$P < 2\text{MW}$
		$2\text{MW} < P$
	biomasa procedente de residuos de las actividades agrícolas o de jardinerías	$P < 2\text{MW}$
		$2\text{MW} < P$
	biomasa procedente de residuos de aprovechamientos forestales	$P < 2\text{MW}$
		$2\text{MW} < P$
	biogás de vertederos	-
	biogás procedente de residuos industriales, lodos de depuradora, RSU, residuos ganaderos o agrícolas	$P < 500\text{kW}$
		$500\text{kW} < P$
	Estiércoles y biocombustibles líquidos	-
	biomasa procedente de instalaciones industriales del sector agrícola	$P < 2\text{MW}$
		$2\text{MW} < P$
	biomasa procedente de instalaciones industriales del sector forestal	$P < 2\text{MW}$
		$2\text{MW} < P$
licores negros de la industria papelera	$P < 2\text{MW}$	
	$2\text{MW} < P$	

Fuente: RD 661/2007

Cabe señalar que para entrar en el régimen especial la centrales de cogeneración deberán cumplir un rendimiento eléctrico equivalente (REE) mínimo dependiendo del tipo de combustible utilizado y del elemento generador de electricidad como se muestra en la tabla 4.

**Tabla 4: Rendimiento Eléctrico Equivalente mínimo**

TIPO CENTRAL COGENERACION	REE min
<b>Combustibles líquidos en centrales con calderas</b>	49%
<b>Combustibles líquidos en motores térmicos</b>	56%
<b>Combustibles solidos</b>	49%
<b>Gas natural y GLP en motores térmicos</b>	55%
<b>Gas natural y GLP en turbinas de gas</b>	59%
<b>Otras tecnologías y/o combustibles</b>	59%
<b>Biomasa de grupos b.6 y b.8</b>	30%
<b>Biomasa y/o biogas grupo b.7</b>	50%

Fuente: Elaboración propia con información de RD 661/2007

El rendimiento eléctrico equivalente de la planta de cogeneración se calcula de la siguiente manera:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{RefH}}$$

Dónde:

E= Energía eléctrica generada en bornes de alternador

Q= Consumo de energía primaria medida por el PCI del combustible

V= Calor útil

Ref H= Valor de referencia del rendimiento para la producción separada de calor.

El RD 661/2007 permite vender toda la electricidad neta y no solo la excedentaria, obliga a formalizar contratos de venta de energía eléctrica.

En cuanto a los derechos de los productores en régimen especial estos pueden conectarse en paralelo a la red de la compañía distribuidora o de transporte, transferir al sistema su producción neta de energía eléctrica, percibir por la venta total o parcial de la producción neta una retribución económica en función del régimen de venta escogido, vender todo o parte de su producción neta a través de líneas directas, tiene prioridad en el acceso y conexión a red frente a los generadores en régimen ordinario.

Como obligaciones, el productor debe entregar y recibir energía en condiciones técnicas adecuadas, inscribirse en el registro administrativo de instalaciones en régimen especial, estar adscritas todas las instalaciones de P>10MW a un centro de control que actuara como interlocutor con el operador del sistema remitiendo información en tiempo real.

La opción régimen económico puede ser a TARIFA o a MERCADO y el productor deberá elegir una de las 2 opciones.

#### 4.2.2 RD 616/2007. Fomento de la cogeneración de alta eficiencia

Crea un marco para el fomento de la cogeneración de alta eficiencia basado en las demandas de calor útil y en el ahorro de energía primaria. En este RD se dan algunas definiciones como:

Calor útil: Producido en un proceso de cogeneración para satisfacer una demanda de calor/frío económicamente justificable, es decir, que de no recurrirse a la cogeneración, se satisfecería en condiciones de mercado mediante procesos distintos de la cogeneración.

Electricidad de cogeneración: Electricidad generada en un proceso relacionado con la producción de calor útil.

Ahorro de Energía Primaria (AEP): Diferencia entre el consumo de energía primaria que hubiera sido necesario en generación separada del calor útil y electricidad (y/o energía mecánica) producidos en el proceso de cogeneración y el consumo realmente habido en dicho proceso.

Eficiencia: Relación entre la energía obtenida en el proceso de transformación de la energía y la energía aportada a dicho proceso evaluada a PCI del combustible utilizado.

Eficiencia global: Suma anual de la producción de electricidad y/o energía mecánica y de calor útil dividida por la cantidad de combustible consumida en un proceso de cogeneración.

Valor de referencia: Valor de la eficiencia de la producción separada, la eficiencia de las producciones de calor y electricidad que se pretende sustituir mediante el proceso de cogeneración.

PES (Ahorro de Energía Primaria en %) Relación entre el ahorro de energía primaria y la energía primaria que se hubiera consumido en generación separada de calor útil y electricidad (y energía mecánica).

Cogeneración de alta eficiencia: Aquella que cumpla para  $P < 1\text{MW}$  un  $\text{PES} > 0\%$  y para  $P > 1\text{MW}$  un  $\text{PES} > 10\%$ .

Para calcular el ahorro de energía primaria (PES) se debe utilizar la siguiente formula:

$$PES = 1 - \frac{1}{\frac{RV_{cog}}{Ref H} + \frac{RE_{cog}}{Ref E}} \times 100\%$$

Dónde:

$RV_{cog}$  = Eficiencia térmica de la cogeneración para  $E_{cog}$ ,  $H_{cog}$  y  $Q_{cog}$

$RE_{cog}$  = Eficiencia eléctrica de la cogeneración para  $E_{cog}$ ,  $H_{cog}$ , y  $Q_{cog}$

$Ref H$  = Valor de referencia para la producción de vapor

$Ref E$  = Valor de referencia para la producción de electricidad

Ecog= Electricidad generada mediante cogeneración y relacionada con la producción de calor útil

Hcog= Calor útil procedente de la cogeneración

Qcog= Combustible utilizado relacionado con la producción de calor útil.

## 5 ANALISIS DE MERCADO

España es el **tercer país de Europa en consumo de bioetanol** después de Suecia y Alemania y en cuanto a producción España es uno de los países de Europa que produce más bioetanol, un biocombustible obtenido a partir de biomasa que se perfila como un “excelente” sustituto de la gasolina, los esfuerzos que realizan las Administraciones para fomentar su consumo son importantes y muy efectivos.

Esto supone que España sea líder de esta tecnología y que haya demostrado su eficacia como herramienta para luchar contra el cambio climático, mejorar la calidad del aire y aportar mayor eficiencia energética en el transporte, de lo contrario, la continuidad de algunas de las cuatro plantas de bioetanol actualmente existentes en España se vería seriamente amenazada, al tiempo que diversos proyectos avanzados de nuevas factorías quedarían en el aire.

La asociación de productores de biocombustibles solicita que se mantengan las medidas de exención de impuestos, ya implantadas, y que se prorroguen los incentivos fiscales hasta más del 31 de diciembre de 2012.

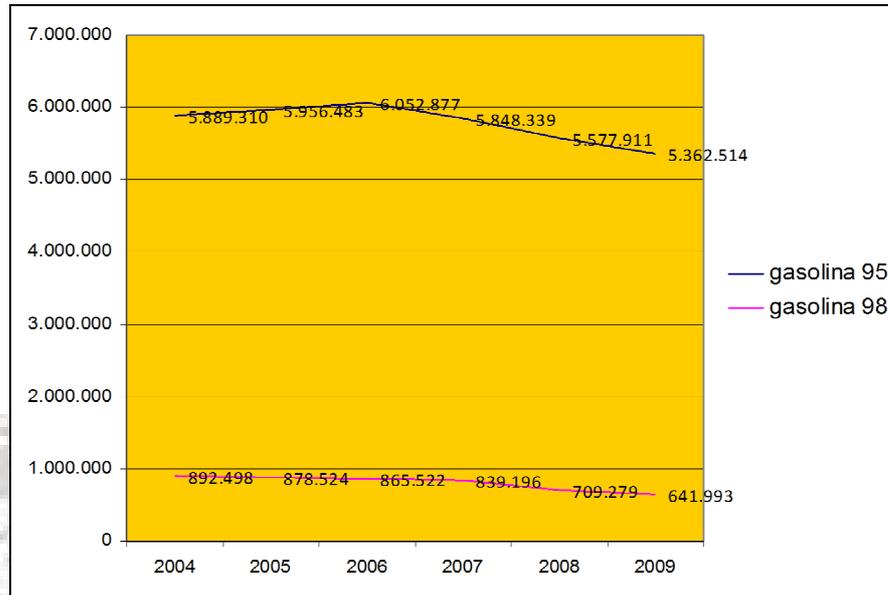
### 5.1 Análisis de la demanda

#### 5.1.1 Demanda de gasolina

Como el bioetanol se mezcla con la gasolina, se analizará el consumo de gasolina en los últimos años.

En la siguiente tabla se muestra los consumos de gasolina en Tn desde el 2004 hasta el 2009.

**Figura 1: Consumos gasolinas en Toneladas**



Fuente: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

Desde el 2004 ha bajado el consumo de gasolina 98, en 250.505 Toneladas, esto es un 28 %. En relación con la gasolina 95, desde el 2004 hubo un incremento hasta el 2006 del orden de 164.567 Toneladas. A partir de 2006 el descenso fue bastante significativo, del orden de 691.363 Toneladas (12%).

Los consumos en los meses de 2010 se presentan en la siguiente tabla.

**Figura 2: Consumos gasolina 2010**



Fuente: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

En cuanto al 2010 se puede observar que hay un repunte considerable, tanto para gasolina 95 como 98, en el mes de marzo. Pero en el último mes analizado (Abril) hubo un pequeño descenso, entorno al 5% en gasolina 95 y en gasolina 98 del 9%.

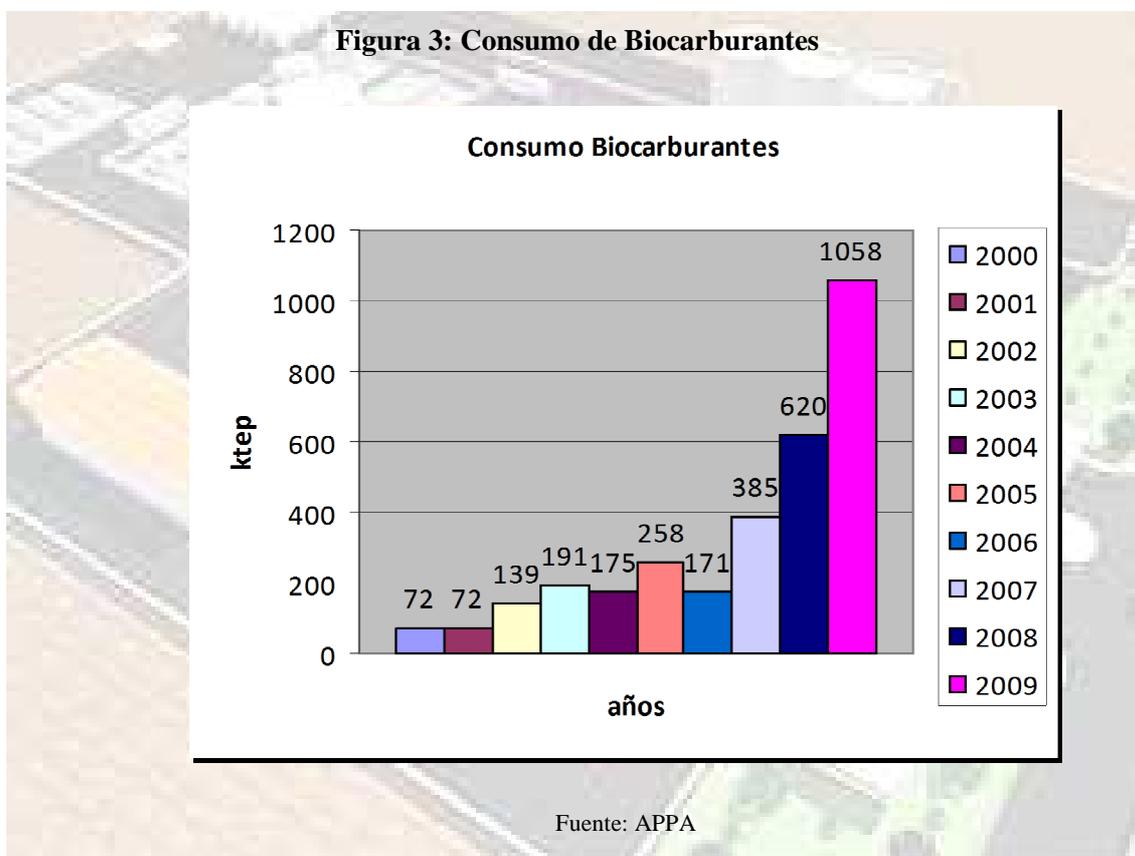
**5.1.2 Demanda de biocarburantes**

El crecimiento en la capacidad de producción de España, ha sido muy importante en los últimos años, creciendo del orden de 56% entre 2000-2009.

En el 2009 la producción total de bioetanol de todas las plantas Españolas ha sido de 4 ktep.

El crecimiento del consumo fue paralelo al de producción gracias a las diferentes leyes para promover el consumo, una de las más importantes ha sido la Orden ITC/2877/2008 del 9 de Octubre por el que se fomenta el uso de biocarburantes.

En la siguiente figura se observa el consumo real de biocarburantes hasta el 2009.



El aporte de los Biocarburantes al consumo de energía primaria, aún es muy bajo, pero se considera que se cumplirán los objetivos para el 2010 (5.8%).

En la siguiente tabla se presentan los consumos y la posible trayectoria hasta 2020.

**Tabla 5: Estimación del consumo de biocarburantes en el transporte hasta 2020**

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Bioetanol/Bio-ETBE</b>	113	232	232	281	281	290	301	300	325	350	375	400
De los cuales Biocarb. (2º generación)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52
<b>Biodiesel</b>	24	1.471	1.471	1.493	1.493	1.990	2.169	2.450	2.600	2.750	2.900	3.100
De los cuales biocarburantes de 2º generación	0	50	55	55	60	65	161	170	175	180	190	200
Importados	0	910	1.056	1.035	1.152	1.281	1.298	1.368	1.455	1.542	1.626	1.740
<b>Hidrogeno de EERR</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Electricidad de EERR</b>	67.6	98.7	129.5	152.9	175.8	195.5	223.6	252.4	282.3	312.6	346.3	381.2
De la cual transporte por carretera	0	0.1	0.9	3.1	6.8	12.3	30.6	48.3	66.5	84.6	103.6	122.9
De la cual transporte por no carretera	68	99	129	150	169	183	193	204	216	228	243	258
Otros (biogas, aceites.)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
De los cuales biocarb. Del artículo 21.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>205</b>	<b>1.802</b>	<b>1.832</b>	<b>1.927</b>	<b>1.950</b>	<b>2.476</b>	<b>2.694</b>	<b>3.002</b>	<b>3.207</b>	<b>3.413</b>	<b>3.621</b>	<b>3.881</b>

Fuente: IDAE, Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.

En relación con el bioetanol, no hay importación, todo se produce en España. Sin embargo en el caso del biodiesel las importaciones van a llegar a 1.740 Ktep.

En cuanto a la mezcla será del orden del 10%, porque aunque hay ordenanzas para que en el parque automovilístico de la administración pública llegue a E-85, esto no va a resultar significativo.

## 5.2 Análisis de la oferta

En la actualidad hay cuatro plantas productoras de bioetanol en España. Las características de cada una de ellas, son las siguientes:

### Ecocarburantes Españoles

La planta está situada en el Puerto de Escombreras en la ciudad de Cartagena en la región de Murcia. Fue construida en 1999, y tiene una capacidad de producción de 118.000 toneladas anuales de bioetanol con 130.000 toneladas de pienso animal seco (DDGS).

En el año 2000, se ha añadido una planta de destilación de alcohol vínico con una capacidad anual de 50 millones de litros, obteniendo un total de 150 millones de litros anuales.

### **Bioetanol Galicia**

Esta planta está situada al noroeste de España, en Texeira cerca de A Coruña, Galicia. Fue construida en 2001, con una capacidad de producción de 139.000 Tm/año de bioetanol, 96.000 toneladas de pienso animal seco (DDGS).

En el año 2003, se añadió una planta de destilación de alcohol vínico con una capacidad anual de 50 millones de litros, produciendo un total de 176 millones de litros/año. Bioetanol Galicia emplea a 65 personas en diversas áreas como el mantenimiento, operaciones, el manejo de material, la ingeniería, la logística y el marketing y comercialización.

Además estas dos plantas tienen una capacidad de producción que permite exportar a países de la Unión Europea, accediendo a los mercados europeos más rápidamente y de forma más económica.

### **Biocarburantes de Castilla y León**

Esta planta empezó a producir bioetanol a mediados del año 2006 con una producción estimada de 200 millones de litros de alcohol al año. Ha sido concebida para producir etanol usando como materias primas cereal (trigo, cebada, maíz) y paja de cereal.

Más adelante se pretende obtener alcohol carburante de productos aún más baratos: residuos forestales y desechos de árboles frutales.

Por lo tanto, esta planta será pionera en la utilización de biomasa como materia prima, propiciando paralelamente la eliminación de residuos forestales y vegetales y mejorando la calidad del entorno.

Además, la planta de Biocarburantes de Castilla y León tendrá una capacidad de producción anual de 220.000 Tm de pienso de alto contenido en proteína para la alimentación animal.

### **Bioetanol de La Mancha**

En la Comunidad de Castilla-La Mancha ACCIONA Energía construyó una planta de bioetanol, con capacidad de producir anualmente 33 millones de litros. La planta ubicada en Alcázar de San Juan (Ciudad Real), supone una inversión de 7 millones de Euros.

La materia prima utilizada serán alcoholes brutos procedentes de la subasta de origen vínico que los Organismos de la Intervención de la UE realizan con objeto de regular el sector. El bioetanol se produce previa limpieza y deshidratación de estos alcoholes para elevar su pureza del 92% al 99%.

Las tres primeras son de la empresa Abengoa Bioenergía, que actualmente tiene varias plantas en fase de ejecución como la de Cádiz, que supondrá una producción de 125 millones de litros.

La capacidad total instalada en España es de 559 millones de litros al año.

## **5.3 Análisis de precios.**

Es importante conocer los precios de la gasolina ya que el bioetanol frente a ésta debe ser competitivo en precio, por eso a continuación se muestra la evolución de precios de la gasolina y de bioetanol.

Primeramente se van a estudiar los precios del bioetanol en el mercado;

Dentro del precio internacional del bioetanol existen diferentes impuestos, como la cotización Internacional que es del orden de 394 € y el Impuesto Especial de Hidrocarburos es 371 €.

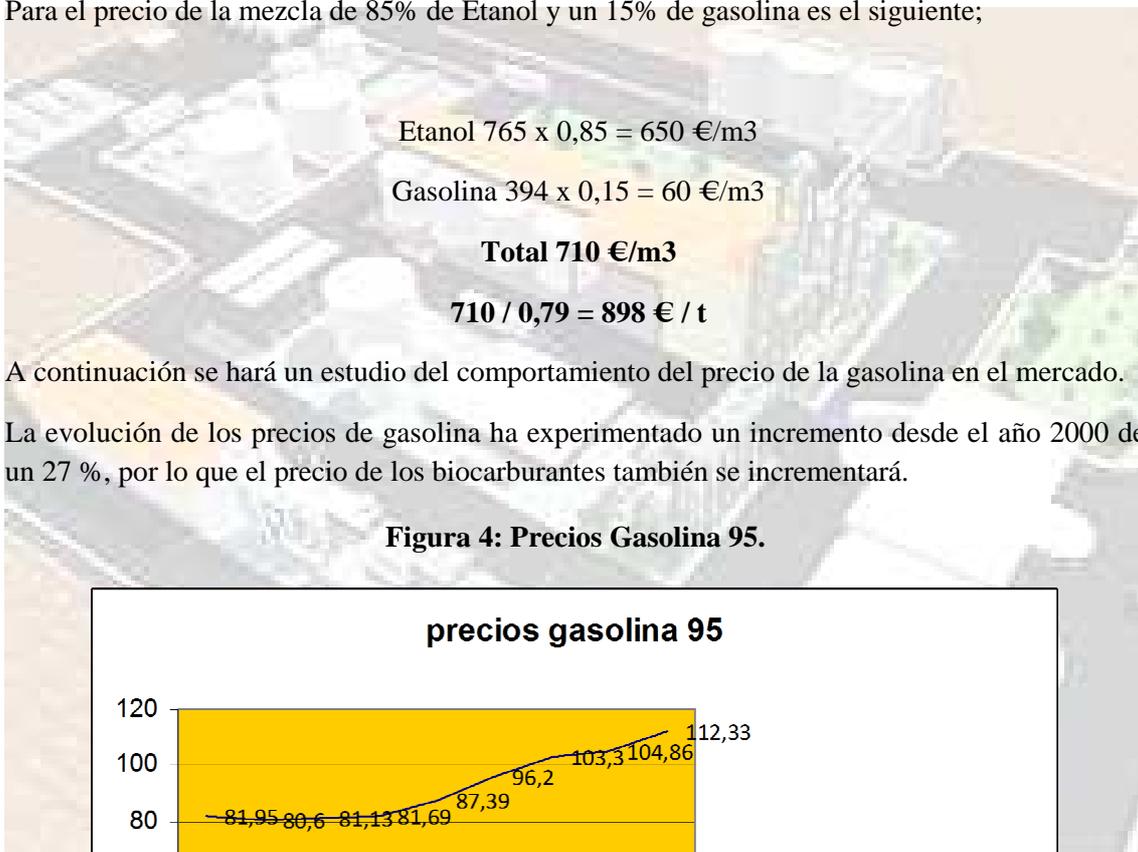
El total del precio es la suma de estos impuestos; 765 €/m<sup>3</sup>

Como equivalente para pasar de metros cubitos a toneladas se utiliza el valor de 0,79, de tal modo,

$$765 / 0,79 = 968 \text{ € / t}$$

Estos precios se extrajeron del estudio que hizo la empresa EBROPULEVA con un valor del barril de petróleo de 65 \$.

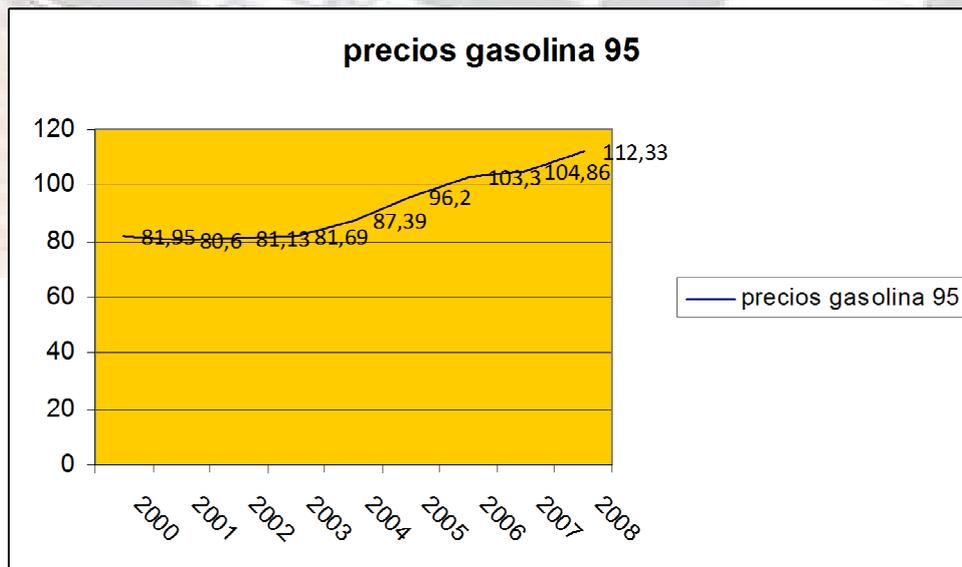
Para el precio de la mezcla de 85% de Etanol y un 15% de gasolina es el siguiente;



A continuación se hará un estudio del comportamiento del precio de la gasolina en el mercado.

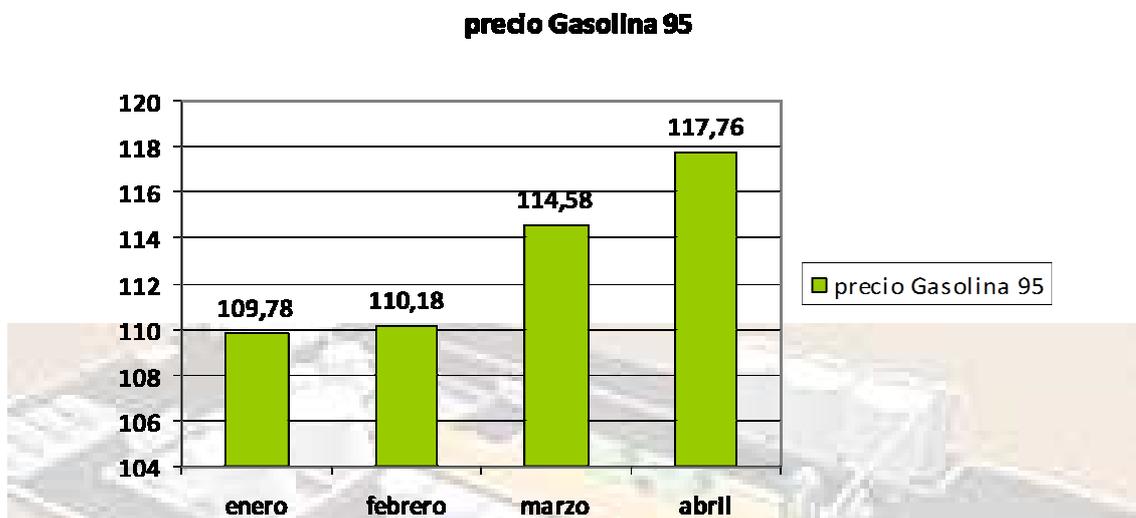
La evolución de los precios de gasolina ha experimentado un incremento desde el año 2000 de un 27 %, por lo que el precio de los biocarburantes también se incrementará.

**Figura 4: Precios Gasolina 95.**



Fuente: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

En relación al 2010, el incremento en lo que va de año ha sido del 7% desde Enero hasta Abril.

**Figura 5: Evolución de los precios (c €/l) en 2010.**


Fuente: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

#### 5.4 Análisis de comercialización

El bioetanol se vende a las refinerías para que éstas puedan realizar la mezcla con gasolina y después distribuir la mezcla a las estaciones de servicio, por eso es importante conocer las diferentes refinerías que existen.

En España hay nueve refinerías, siendo cuatro de REPSOL-YPF, tres de CEPSA, una de BP y otra de PETRONOR-REPSOL.

En la siguiente tabla se muestra la superficie de cada una de ellas y el tratamiento de crudos.

**Tabla 6: Refinerías en España**

Refinerías	Empresa	Superficie (Ha)	Tratamiento crudos (MTm/año)
A Coruña	REPSOL-YPF	150	6
Somorrostro	REPSOL	220	11
Tarragona	REPSOL-YPF	340	8.6
Puertollano	REPSOL-YPF	320	7.5
La Rábida	CEPSA	260	4.9
Tenerife	CEPSA	50	4.3
Algeciras	CEPSA	343	11.6
Cartagena	REPSOL-YPF	101	5.4
Castellón	<b>BP</b>	<b>200</b>	6

Fuente: Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos.

## 6 SELECCIÓN DE LA MATERIA PRIMA

El Bioetanol combustible puede obtenerse de materias primas azucaradas mediante fermentación directa o mediante un proceso de hidrólisis convirtiendo el almidón de materias amiláceas en azúcares.

Entre las materias primas azucaradas se destacan la caña de azúcar, la remolacha azucarera y el sorgo dulce entre otros.

Entre las materias primas amiláceas se encuentran los cereales como el maíz, trigo, cebada y tubérculos como la patata, batata, yuca o también conocida como mandioca o cassava.

Actualmente se está investigando la opción de obtener bioetanol a partir de biomasa lignocelulosa como los residuos agrícolas o forestales, aun así estas tecnologías no están disponibles comercialmente.

Para seleccionar la materia prima a utilizar en la planta, se deben tomar diferentes criterios como las materias primas cultivadas en España ya que se desea utilizar la producción agrícola nacional, el rendimiento de producción en T/ha, el rendimiento alcohólico, la disponibilidad de tierras (Tierras de retirada) y por último los precios de las diferentes materias primas.

A continuación se muestran los datos agrícolas respectivos para las materias primas cultivadas en España susceptibles de ser empleadas para la producción de bioetanol.

**Tabla 7: Datos agrícolas de las materias primas para la producción de bioetanol**

MATERIAS PRIMAS	Superficie media	Producción media	Rendimiento agrícola medio
	Ha	Ton	kg/Ha
<b>CEREALES</b>			
<b>Maíz</b>	417 763	3 632 784	8 695.80
<b>Trigo</b>	2 129 247	5 441 511	2 555.60
<b>Cebada</b>	3 480 442	8 710 458	2 502.69
<b>Centeno</b>	111 744	261 369	2 339.00
<b>Avena</b>	531 432	1 309 945	2 464.93
<b>Arroz</b>	101 565	723 426	7 122.79
<b>TUBERCULOS</b>			
<b>Patata</b>	85 728	2 479 582	28 923.83
<b>Batata</b>	867	12 548	14 472.90
<b>AZUCARADAS</b>			
<b>Caña de azúcar</b>	10	522	52 200.00
<b>Remolacha Azucarera</b>	123 395	7 302 316	59 178.50

Fuente: Elaboración Propia con datos de Anuario de estadística. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, 2008

Como puede apreciarse en la tabla, los cereales suponen una importante explotación agrícola, especialmente, el trigo y la cebada en cuanto a producción y el maíz en cuanto a rendimiento agrícola, esto debido principalmente a las condiciones climatológicas y de suelo que presenta España haciendo favorable su producción.

Para seleccionar la materia prima el factor más relevante es el precio ya que en promedio el coste de la materia prima representa el 80% del costo total de producción e bioetanol. En la Tabla # se muestra la estimación de dicho coste para una producción de 200 millones de litros al año calculado de la siguiente manera:

$$MPr(kg) = \frac{200\,000\,000\ (l)}{RAlc\left(\frac{l}{kg}\right)}$$

$$CMMP\ (\text{€}) = MPr(kg) \times PMMP\left(\frac{\text{€}}{kg}\right)$$

$$CMMP_{bioet}\left(\frac{\text{€}}{l}\right) = \frac{CMMP\ (\text{€})}{200\,000\,000\ (l)}$$

Dónde:

MPr (kg)= Materia prima requerida en kg para 200 millones de l/año

RAlc (l/kg)= Rendimiento alcohólico de la materia prima en l/kg

PMMP (€/kg)= Precio medio de la materia prima en €/kg

CMMP (€/l)= Costo medio de la materia prima

CMbioet (€/l)= Coste medio de la materia prima por litro de bioetanol en €/l.

De la tabla se concluye que la materia prima elegida para la producción de bioetanol es el maíz por presentar un coste inferior al resto al mismo tiempo se determinan la cantidad de tierra que serían explotadas dividiendo la materia prima requerida entre el rendimiento medio agrícola.

**Tabla 8: Selección de la materia prima**

Producción Etanol (l)	200000000	Rendimiento agrícola medio	Rendimiento Alcohólico	Rendimiento Alcohólico	Precio Medio Materia Prima	Materia Prima requerida	Superficie tierra necesaria	Costo Materia Prima	Costo Materia Prima por litro de bioetanol
MATERIAS PRIMAS		kg/Ha	L/kg	L/Ha	€/kg	kg	Ha	€	€/L
<b>CEREALES</b>									
Maíz		8 695.80	0.4	3 478.32	0.1547	500 000 000	57 499.03	77 350 000.00	<b>0.3868</b>
Trigo		2 555.60	0.35	894.46	0.1559	571 428 571	223 598.35	89 061 654.14	0.4453
Cebada		2 502.69	0.28	700.75	0.1339	714 285 714	285 407.51	95 639 097.74	0.4782
<b>TUBERCULOS</b>									
Patata		2 464.93	0.16	394.39	0.0923	1 250 000 000	507 112.89	115 375 000.00	0.5769
<b>AZUCARADAS</b>									
Remolacha Azucarera		59 178.50	0.1	5 917.85	0.0487	2 000 000 000	33 796.06	97 463 157.89	0.4873

Fuente: Elaboración Propia con datos de Anuario de estadística. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, 2008

Para evitar la discusión sobre el uso alimentario de las tierras y el uso productivo para bioetanol, este proyecto se basa en la Política Agraria Común (PAC).

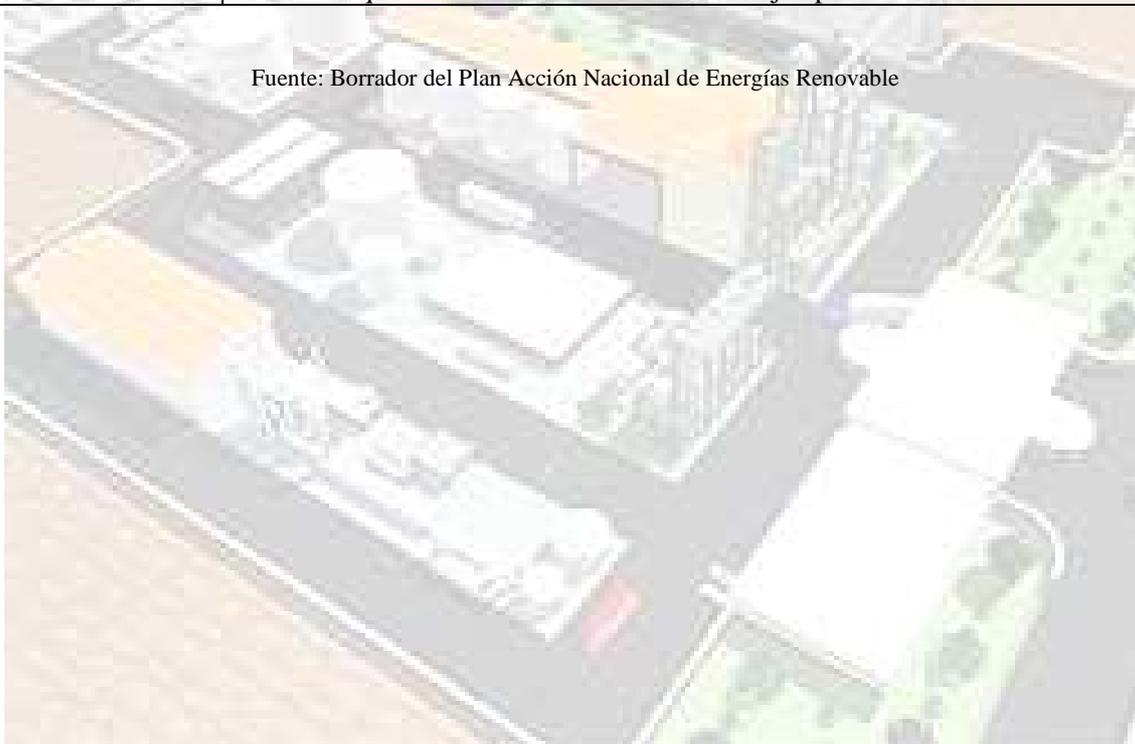
Esta Política de ámbito europeo exige a todos los Estados Miembros (EEMM) un % de tierras sin cultivar para evitar excesos de producción y que el mercado se desestabilice. Para España la superficie de retirada se presenta en la tabla siguiente.

Para la planta en estudio, necesitamos una superficie de 58.000 ha, gracias a la política de retirada esta superficie se consigue sin afectar a las tierras de producción alimentaria.

**Tabla 9: Superficie en Ha de las tierras de retirada obligatorias**

Campaña	Secano	Regadío	TOTAL
2008	1.066.852	97.776	1.164.628
2009	1.629.675	129.790	1.759.465
2010	Se estima que han aumentado debido a los bajos precios de los cereales		

Fuente: Borrador del Plan Acción Nacional de Energías Renovable



## 7 TAMAÑO Y LOCALIZACION DE LA PLANTA

El tamaño de la planta será de 200.000 m<sup>3</sup> /año y para su posible localización se estudia las producciones de grano por Comunidad Autónoma.

**Tabla 10: Producciones de grano de maíz por CCAA.**

CCAA	Producción grano (Tn)
<b>Galicia</b>	<b>86.474</b>
<b>Principado de Asturias</b>	<b>1.585</b>
<b>País Vasco</b>	<b>1.575</b>
<b>Navarra</b>	<b>126.907</b>
<b>La Rioja</b>	<b>7.829</b>
<b>Aragón</b>	<b>685.936</b>
<b>Cataluña</b>	<b>313.142</b>
<b>Baleares</b>	<b>869</b>
Castilla y León	1.000.073
<b>Madrid</b>	<b>70.215</b>
<b>Castilla-La Mancha</b>	<b>413.478</b>
<b>Comunidad Valenciana</b>	<b>4.632</b>
<b>Región de Murcia</b>	<b>2.252</b>
<b>Extremadura</b>	<b>621.170</b>
<b>Andalucía</b>	<b>266.365</b>
<b>Islas Canarias</b>	<b>1.435</b>

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino.

Como se observa en la anterior tabla, la Comunidad Autónoma con más producción es Castilla y León.

El siguiente paso es saber las producciones por provincias, dentro de la CCAA elegida.

**Tabla 11: Producciones de maíz por provincia**

PROVINCIA	PRODUCCION (Tn)
Ávila	7.077
Burgos	5.552
<b>León</b>	<b>508.400</b>
Palencia	43.620
Salamanca	130.064
Segovia	1.520
Soria	3.637
Valladolid	118.997
Zamora	188.206

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino

La zona elegida para la planta de producción de bioetanol es la provincia de León, debido a la alta producción de grano de maíz y a la cercanía de otras provincias con alta producción como

Zamora y Valladolid. De esta manera se tendrá materia prima suficiente para la planta y se minimizarán los costos de transporte.

La situación de la planta será en la zona central de la provincia de León, en la comarca de la Maragatería, concretamente entre las localidades de Astorga y Veguellina de Orbigo.

Las coordenadas son:

X: 258792,33

Y: 4701508,72

La planta se construirá en un terreno de 30.43 ha, con acceso a la vía férrea que une Vigo con Bilbao, por donde pasa el tren de mercancías que une los puertos de Leixões (Oporto) y Bilbao.

**Figura 6: Localización de la planta de bioetanol**



Fuente: SIGPAC Junta de Castilla y León

De esta manera, la refinería elegida para el bioetanol es la de Bilbao de REPSOL ya que aunque la distancia es un poco mayor que a la refinería de A Coruña, las comunicaciones son mejores, el tiempo de transporte menor y la capacidad de refino también es mayor.

Otra posibilidad de venta y salida del bioetanol es utilizar el puerto de Oporto, ya que la línea llega hasta allí.

## 8 INGENIERIA DEL PROYECTO

### 8.1 Características y descripción del producto

El bioetanol para poder ser utilizado como combustible en una mezcla de 10% con la gasolina debe estar en forma anhidra. Este bioetanol es llamado también Alcohol Etilico Anhidro Combustible (**AEAC**) y tiene ciertas características para poderlo mezclarlo con gasolina. La importancia de cada propiedad se considera en los siguientes puntos:

- **Aspecto y color.**

Representan características importantes ya que se puede observar la presencia de impurezas que vienen del proceso productivo o del transporte inadecuado, así como la contaminación con otros productos.

El oscurecimiento también se puede producir por la oxidación de compuestos inestables presentes.

La presencia de impurezas también afectará a la vida útil de los filtros de combustible de los vehículos, causar la formación de obstrucciones en los carburadores de los automóviles más antiguos, o en piezas móviles de los motores, como las del sistema de inyección electrónica de automóviles más modernos.

- **Acidez total**

Propiedad que se debe tener en cuenta ya que representa el poder corrosivo del etanol, lo que puede causar daños importantes al automóvil.

Este parámetro debe ser evaluado, pues si el proceso fermentativo no es interrumpido adecuadamente después de la formación del bioetanol, este se oxida y se transforma en ácido acético.

Cabe destacar que también se añade ácido sulfúrico a la mezcla, a fin de ajustar el pH., para que la fermentación ocurra.

La acidez puede provocar corrosión en el circuito de combustibles, además de reflejar un grado de etanol inferior al deseado.

- **Conductividad eléctrica.**

Propiedad relacionada con la cantidad de iones que hay en el AEAC. Cuantos más iones haya, más conductor será el etanol, que puede ser más corrosivo y/o agresivo a los materiales del circuito de distribución del combustible en el automóvil. Muchas veces puede evidenciar contaminación con base, usada en la tentativa de neutralizar la acidez del etanol.

- **Masa específica**

La masa específica es una propiedad que mide la proporción agua y alcohol que hay en el combustible. Si es elevada, puede indicar gran cantidad de agua, si la masa específica es

muy baja, indica la presencia de componentes livianos como metanol y aldehídos, los cuales pueden provocar más polución al medio ambiente.

Como los motores son ajustados considerando el poder calorífico y, en consecuencia, el contenido energético por litro de combustible abastecido, la densidad es una propiedad que debe ser monitoreada continuamente en diferentes etapas de la distribución del producto.

- **Grado alcohólico.**

Además de reflejar el grado de pureza del etanol, permite evaluar la presencia de agua, que es soluble en el etanol e incolora, pero que presenta elevada densidad.

- **Grado de hidrocarburos**

Refleja el grado de contaminantes orgánicos no oxigenados, principalmente la gasolina o los solventes petroquímicos que pueden contaminar el AEAC durante el manejo, cuando se comparten tanques, equipos etc...

Este parámetro garantiza el grado de etanol adecuado en el AEAC.

- **Grado de etanol**

Este ensayo es importante cuando cabe la posibilidad que haya otros alcoholes a parte del etanol. Este análisis debe hacer en condiciones especiales cuando se sospecha la presencia de metanol y alcoholes superiores. No debe ser, por lo tanto, un análisis de rutina.

- **Grado de iones cloruro, sulfato, hierro, sodio**

La presencia de estos iones aumenta la conductividad del AEAC y reflejan el poder corrosivo del etanol, especialmente el cloruro, que es muy corrosivo a los aceros utilizados en los motores y otras piezas en contacto con los combustibles.

El ion hierro delata la presencia de óxidos de hierro, debido a los procesos corrosivos en equipos y líneas de transporte y almacenamiento, lo que puede causar obstrucciones en las partes móviles de los motores.

El elevado grado de sodio puede indicar el uso de base (NAOH) para la neutralización de la acidez del etanol, cuando se usa, por ejemplo, ácido sulfúrico para ajustar el pH en la preparación de la mezcla de fermentación.

- **Grado de los iones de cobre.**

Este metal tiene mucha importancia, ya que, muchos equipos de fermentación y de destilación del etanol, son hechos con este material. El Cu es fácilmente transportado por el AEAC. Cuando es agregado a la gasolina, catalizará las reacciones de oxidación de la formación de goma, éste es un producto macromolecular que viene de la polimerización de olefinas.

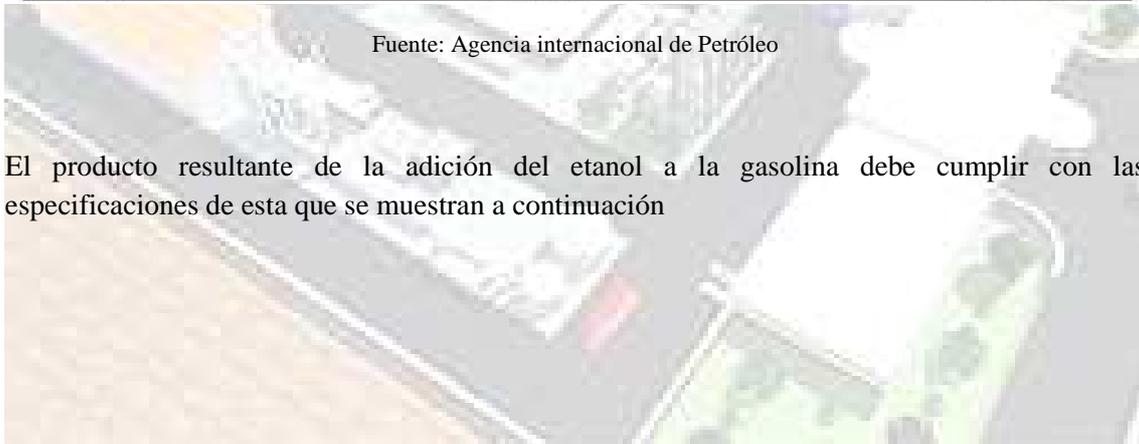
La goma es un material capaz de obstruir filtros y el circuito de distribución de combustible, comprometiendo el funcionamiento de los automóviles.

**Tabla 12: Especificaciones técnicas del bioetanol para su uso como combustible**

Característica	Unidades	Especificación
Aspecto	-	Límpido y exento de impurezas
Color	-	Incoloro
Acidez Total (como ácido acético)	Mg/l	30 máx.
Conductividad Eléctrica	μS/m	500 máx.
Masa Específica A 20 °C	kg/m <sup>3</sup>	791,5 máx.
Grado alcohólico	° INPM	99,3 mín.
Grado de Hidrocarburos	% vol	3 máx.
Ion Cloruro	Mg/kg	1,1
Grado de etanol	% vol	99,3 mín.
Íon Sulfato	Mg/kg	4,3 máx.
Hierro	Mg/kg	5,5 máx.
Sodio	Mg/kg	2,2 máx.
Cobre	Mg/kg	0,07 máx.

Fuente: Agencia internacional de Petróleo

El producto resultante de la adición del etanol a la gasolina debe cumplir con las especificaciones de esta que se muestran a continuación



**Tabla 13: Especificaciones de las gasolinas comercializadas en España**

Características	Unidad de medida	Límites (1)		Métodos de ensayo		
		Mínimos	Máximos	En EN 228 (2)	Normas ASTM (13)	Normas UNE (13)
Densidad a 15 °C	kg/m <sup>3</sup>	720	775	EN ISO 3675	D 1298	UNE EN ISO 3675
Índice de octano research (RON)		95,0	-	EN ISO 12185	D 4052	UNE EN ISO 12185
Índice de octano motor (MON)		85,0	-	EN ISO 5164	D 2699	EN ISO 25164
Presión de vapor (DVPE)	kPa			EN ISO 5163	D 2700	EN ISO 5163
- Verano (3)		45	60	EN ISO 13016-1	-	UNE EN 13016-1
- Invierno (4)		50	80			
Destilación :				EN ISO 3405	D 86	UNE EN ISO 3405
- Evaporado a 70 °C verano (3)	%v/v	20	48			
- Invierno (4)	%v/v	22	50			
- Evaporado a 100 °C	%v/v	48	71			
- Evaporado a 150 °C	%v/v	75	-			
- Punto final	°C	-	210			
- Residuo	%v/v	-	2			
VLI (10VP+ 7E70) (5)		-	1.050		-	
Análisis de los hidrocarburos :						
- olefinas (6) (7) (8)	%v/v	-	18,0	EN 14517	D 1319	EN 14517
- aromáticos (6) (7) (8)	%v/v	-	35,0	EN 14517	D 1319	EN 14517
- benceno	%v/v	-	1,0	EN 12177	D 2267	UNE EN 12177
Contenido de oxígeno	%m/m	-	2,7	EN 238		UNE EN 238
Oxigenados :	%v/v			EN 1601		UNE EN 1601
- Metanol (9)		-	3	EN ISO 13132		UNE EN 13132
- Etanol (10)		-	5	EN 1601		UNE EN 1601
- Alcohol isopropílico		-	10	EN ISO 13132		UNE EN 13132
- Alcohol tert-butílico		-	7	EN 1601		UNE EN 1601
- Alcohol iso-butílico		-	10	EN ISO 13132		UNE EN 13132
- Éteres que contengan 5 átomos o más de carbono por molécula		-	15			
- Otros compuestos oxigenados (11)		-	10			
Contenido de azufre (12)	mg/kg	-	50	EN ISO 20846		UNE EN ISO 20846
				EN ISO 20847		UNE EN ISO 20847
				EN ISO 20884		UNE EN ISO 20884
Contenido de plomo	g/l	-	0,005	EN 237	D 3237	EN 237
Corrosión lámina de cobre (3 horas a 50 °C)	escala	-	Clase 1	EN ISO 2160	D 130	UNE EN ISO 2160
Estabilidad a la oxidación	minutos	360	-	EN ISO 7536	D 525	UNE EN ISO 7536
Contenido de gomas actuales (lavadas)	mg/100ml	-	5	EN ISO 6246	D 361	UNE EN ISO 6246
Color			Verde			
Aspecto			Claro y brillante			
Aditivos y agentes trazadores	Regulados por la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/1724/2002, de 5 de julio, modificada por la Orden del Ministerio de la Presidencia PRE/3493/2004, de 22 de octubre.					

Fuente: APPA

La presión de vapor del producto resultante no deberá exceder el valor de 70 Kpa.en verano y 85 Kpa. en invierno. Del mismo modo, los valores de la curva de destilación no podrán superar:

- 1.º Evaporado a 70 °C .
- 54 por ciento v/v (verano).
- 56 por ciento v/v (invierno).
- 2.º Evaporado a 100 °C.
- 74 por ciento v/v (verano).
- 74 por ciento v/v (invierno).

## 8.2 Características y descripción de coproductos (DDGS)

Como consecuencia de la producción de bioetanol se obtiene un subproducto denominado **DDGS (Dried Distillers Grains with Solubles** por sus siglas en inglés). Granos de destilería y solubles.

El proceso de fabricación de bioetanol, da lugar a dos tipos de subproductos:

Los granos de destilería (DDG) y los mal llamados solubles (DDS, vinazas o *thin stillage*). Los DDG contienen fundamentalmente residuos no fermentados de los granos originales. Los DDS contienen levaduras, nutrientes solubles y las partículas de granos más finas.

A veces estos productos se suministran en húmedo, y por separado, a cebaderos de terneros localizados cerca de la industria; los DDG mezclados con el pienso y los DDS, que sólo tienen un 5% de materia seca, como sustitutivos del agua. En la mayoría de los casos ambos productos se comercializan conjuntamente (75% DDG y 25% DDS, aproximadamente), una vez secados.

Las características del producto final dependen de la calidad del producto inicial y de las condiciones del proceso (temperaturas y tiempo de cocción, destilación, deshidratación y granulado). En general, concentran entre 2,2 y 3 veces el contenido en fibra, proteína, extracto etéreo y cenizas, en relación con el producto original. El contenido proteico es alto, en torno al 25%,

Los DDGS de maíz son una materia prima ampliamente utilizada en piensos de monogástricos. Al igual que para el gluten feed, su valor energético para ganado porcino varía considerablemente.

En la siguiente tabla se muestran las especificaciones que los DDGS deben cumplir:

**Tabla 14: Especificaciones DDGS**

	Nominal	Tolerancia
<b>Humedad</b>		12.5
<b>Proteína bruta</b>	24.5	2.5
<b>Extracto Etéreo</b>	9.8	3
<b>Fibra bruta</b>	8	2
<b>Almidón</b>	8.7	2
<b>Cenizas</b>		Max 7

Fuente: APPA

A continuación se muestra la composición típica de los DDGS:

**Tabla 15: Componentes de los DDGS**

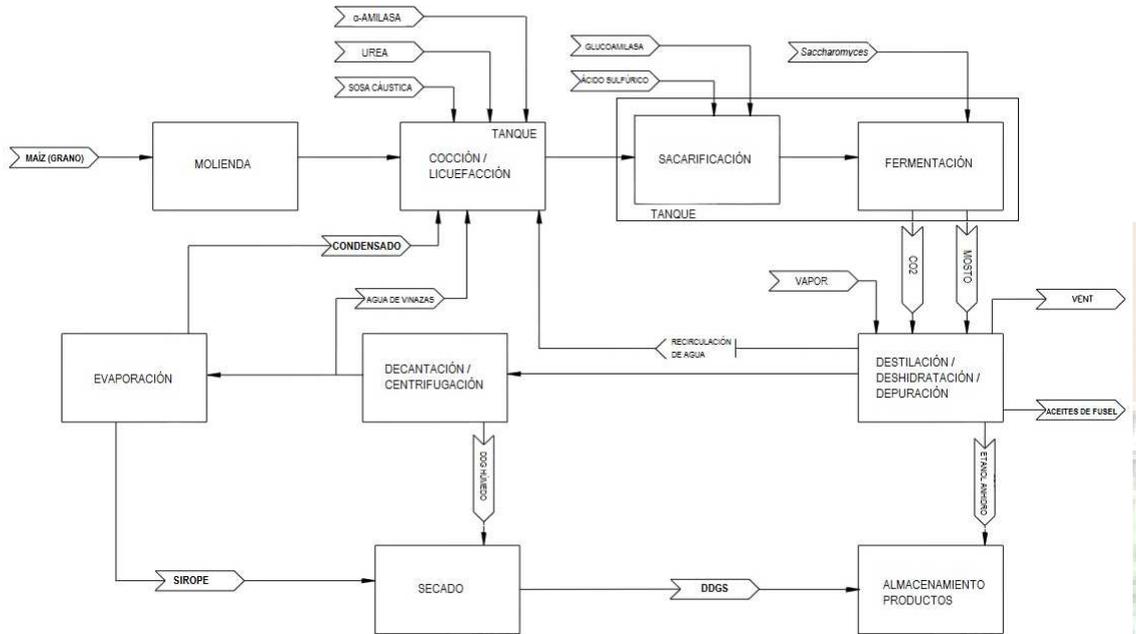
	<b>DM (Materia Seca)</b>	<b>Como alimento</b>
Materia Seca %	100	89
Crude Protein%	30.71	27.3
TDN (%)	77.83	69.19
NEL (mcal/cwt)	81.02	72.02
NEM (mcal/cwt)	87.88	75.46
NEG (mcal/cwt)	55.83	72.02
NFC (%)	18.06	16.05
ADF (%)	15.62	13.88
NDF (%)	33.25	29.56
Grasa (%)	13.39	11.90
Calcio	0.06	0.05
Fósforo (%)	0.94	0.83

Fuente: Kansas Ethanol

### 8.3 Descripción del proceso productivo

En la siguiente figura se muestra el esquema del proceso productivo

**Figura 7: Esquema general del proceso productivo**

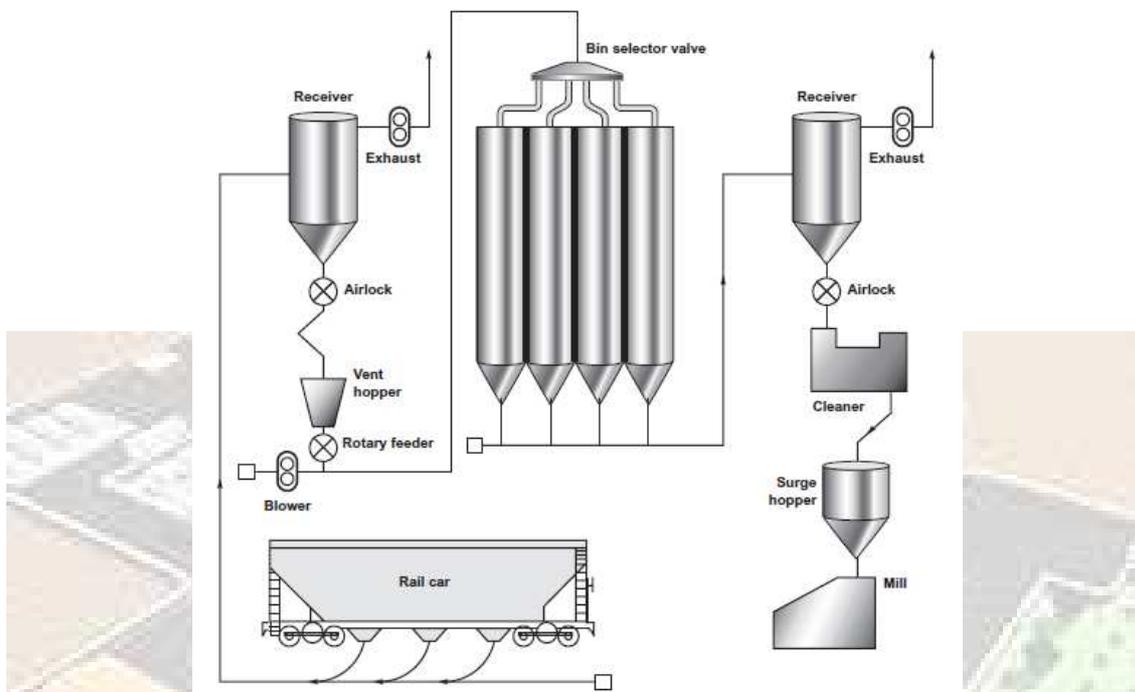


Fuente: NREL.



### 8.3.1 Unidad de recepción, preparación y acondicionamiento de la materia prima

Figura 8: Configuración típica de la unidad de recepción y almacenamiento de grano



Fuente: Alcohol Textbook.

### 8.3.2 Recepción y almacén de grano

El sistema se ha diseñado para la descarga de 300 t/h de cereal recibido en vagones o en camiones, con dos líneas de descarga de 2x150 t/h. La descarga de cereal se realiza en el caso de los vagones en una tolva de 165 m<sup>3</sup> de capacidad, mientras que los camiones descargan en dos tolvas de 87 m<sup>3</sup> de capacidad unitaria.

Las tolvas están alojadas en un cobertizo con cerramiento, y equipadas con un sistema de captación y extracción de polvo que garantiza un nivel de partículas a la salida del aire menor de 50 mg/N m<sup>3</sup>. El polvo recogido en los filtros se lleva al silo de polvo.

Antes de ser descargado el grano se pesan tanto los camiones como los vagones en básculas puente. La báscula de ferrocarril es de tipo "compound" de forma que se puedan pesar todos los tipos de vagones del mercado. Durante el pesaje un brazo toma-muestras automático permite coger muestras de producto para ser analizado. Si las características de humedad y peso específico del grano no son las contractuales, el cereal es rechazado.

El grano descargado en cada una de las tolvas es enviado por medio de transportadores de cadena de 150 t/h, en el caso de los camiones de 300 t/h y 150 t/h en caso de los vagones, y de dos elevadores de cangilones al sistema de pre-limpia, equipado con sistema de aspiración de polvo.

### 8.3.3 Prelimpia y almacenaje

La estación de pre-limpia tiene dos líneas en paralelo con una capacidad total de 300 t/h, 150 t/h cada línea de pre-limpia. Es de funcionamiento continuo y dispone de un equipo de aspiración de polvo, de 240 m<sup>3</sup>/min. Esta estación no permite el paso de piedras de tamaño superior a un grano de cereal.

Tras la pre-limpia, el grano es enviado a los silos de almacenamiento, a través de dos elevadores de cangilones de 150 t/h de capacidad y de varios transportadores. Existe la posibilidad de enviar grano a los silos de diario para ser procesado de inmediato.

El almacenamiento de grano está constituido básicamente por seis silos metálicos con una capacidad total de aproximadamente 46500 t de cereal con una densidad de 0,75 t/ m<sup>3</sup> +6% de compactación. El volumen unitario de los silos es de 9756 m<sup>3</sup>. El volumen de almacenaje está pensado para que la planta tenga una autonomía de producción durante un mes.

La extracción de los silos se realiza mediante transportadores de cadenas para alimentar al silo diario a un régimen de 100 t/hora por línea. Uno de los transportadores sirve de enlace para unir una línea de vaciado con la otra.

Los silos están equipados con roscas barredoras de fondo, indicadores de nivel máximo, sistema de aireación forzada, para evitar fermentaciones anaerobias y sistema de control continuo de temperatura. El sistema de manutención permite el volteo de un silo a otro, así como la selección de cualquier silo para alimentación al silo diario.

### 8.3.4 Molienda de cereales

El objetivo de la molienda es dejar expuesto el almidón del grano para aumentar la superficie de exposición al agua y las enzimas que posteriormente se añadirán para la licuefacción. Por tanto, teóricamente, cuanto más fina sea la molienda, mayor será la superficie de exposición del almidón, y por tanto, mayor producción se obtendrá.

Una granulometría gruesa podría suponer una disminución de producción de entorno al 7-10%.

**Tabla 16: Producción de etanol de diferentes cultivos de cereal**

<i>Cereal</i>	<i>Yield<sup>a</sup></i> <i>(US gallons of anhydrous alcohol/bushel)</i>
Fine grind corn <sup>1</sup> , 3/16 in.	2.85
Coarse grind corn <sup>1</sup> , 5/16 in.	2.65
Milo	2.60
Barley	2.50
Rye	2.40

<sup>a</sup>Note that a distiller's bushel is always a measure of weight.

It is always 56 lb, regardless of the type of grain.

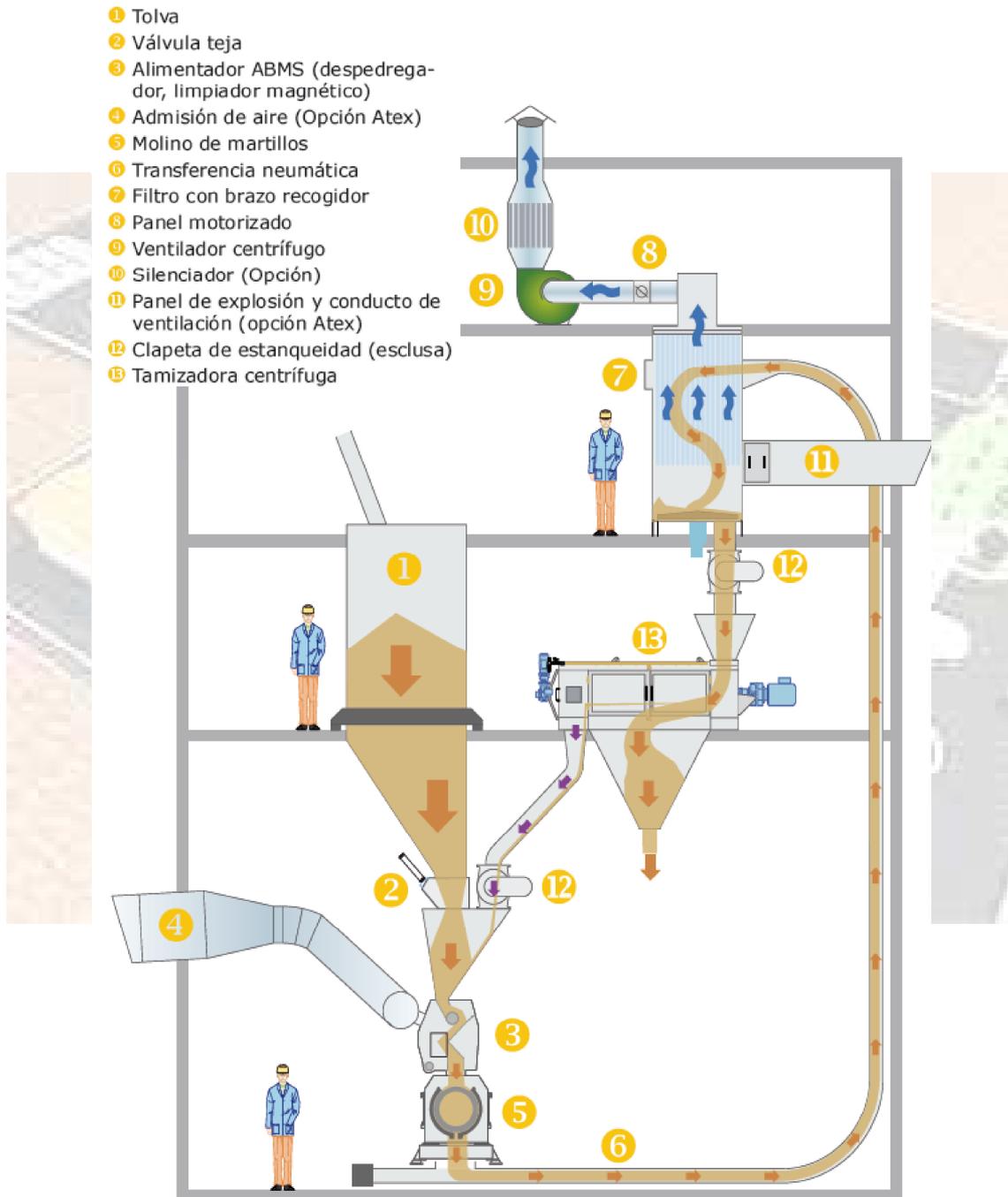
<sup>1</sup>Laboratory data using Rhizozyme™ as glucoamylase source.

Fuente: Alcohol Textbook.

Por tanto, si se consigue una granulometría de 3/16" (~4,7 mm) se podría obtener un rendimiento de 2,85 galones de alcohol/bushel de maíz, o lo que es lo mismo, 0,4247 l etanol

anhidro/kg de maíz. La maquinaria elegida, en este caso molinos de martillos, tendrá regulación del grado de molienda para que se adapte lo más posible a este rendimiento.

**Figura 9: Diagrama de la línea de molienda de grano**



Fuente: Stolz

La molienda puede ser seca o húmeda, en este último caso con el objetivo de separar el germen del endospermo, así como el salvado del grano. El proceso en planta escogido será de molienda seca, caracterizado por las siguientes operaciones:

El cereal procedente de los silos se transfiere a los dos silos de día, de 541 m<sup>3</sup> de volumen útil cada uno. El grano entero se extrae de alguno de estos silos por gravedad a través de dos válvulas neumáticas con descarga en un transportador de cadenas y de éste a un elevador de cangilones que eleva el grano a la cota alta del edificio de molienda, con descarga en un transportador de cadena.

Desde los silos de diario se alimenta a la tolva pulmón de los molinos, que alimenta cuatro líneas de molienda de 27 t/h de capacidad cada una, de las cuáles tres funcionan simultáneamente y una cuarta permanece en “stand-by”. Los molinos, son gobernados por variadores electrónicos que permiten obtener la curva granulométrica de la harina requerida, lo cual es esencial para la buena fermentación posterior. Cada molino lleva incorporado un filtro de mangas autolimpiantes que devuelve las partículas al interior. A la salida de los molinos se obtiene una harina con tamaños de partícula comprendidos entre unas micras y 1,5 mm de diámetro, estando la mayor parte entre 0,25 mm y 1 mm, la cual se envía a la sección de mezcla mediante tornillos sinfín.

Antes de molerse, el caudal de grano es medido mediante una báscula de circuito por cada molino, para poder dosificar el agua y las enzimas en función de la cantidad de cereal molido. La harina procedente de los molinos es descargada en un “mingler” o mezcladora de palas, donde se mezcla uniformemente con el agua y las enzimas y de ahí se alimenta al “jet cooker” para iniciar el proceso de fermentación.

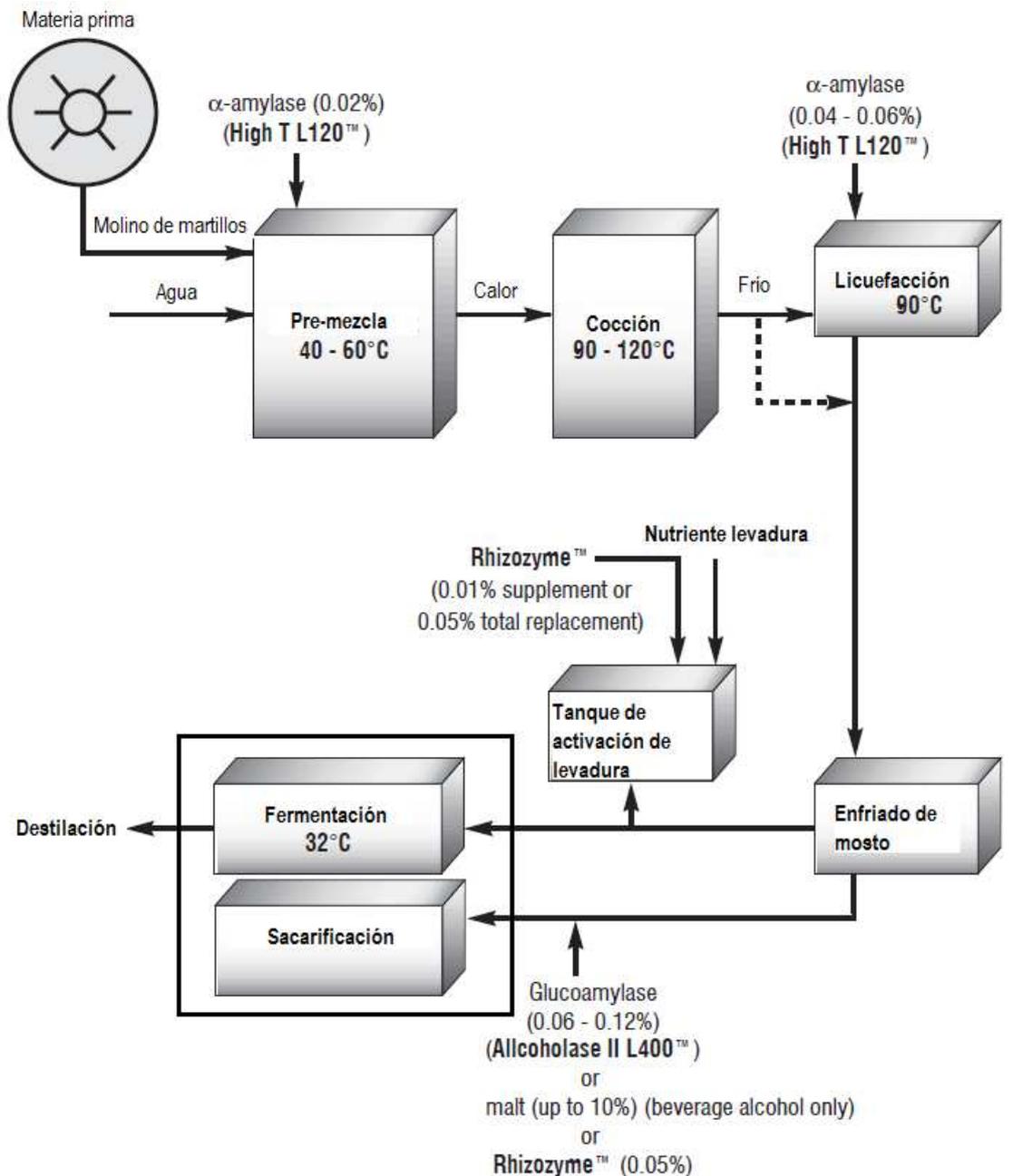
### 8.3.5 Almacén de polvo

Se ha instalado un silo metálico elevado para el almacenamiento de polvo, de 363 m<sup>3</sup> (aproximadamente 90 t) de capacidad. La descarga de polvo sobre camión se hace con el camión dentro de un habitáculo cerrado, de forma que se evitan al máximo las emisiones de polvo. El polvo recolectado en este silo se puede emplear como cama para ganado estabulado (actualmente no existe la posibilidad de reincorporarlo al proceso).

### 8.3.6 Planta de alcohol deshidratado

Esquema general de molienda, cocción, licuefacción, sacarificación y fermentación:

**Figura 10: Componentes de un sistema de molienda, cocción, licuefacción, sacarificación y fermentación**



Fuente: Elaboración propia. Modificación esquema Alcohol Textbook.

### 8.3.6.1 Conversión de almidón

La conversión del almidón consiste en aquellos procesos que contribuirán a descomponer el almidón del grano en glucosa fermentable por la levadura *Saccharomyces cerevisiae*.

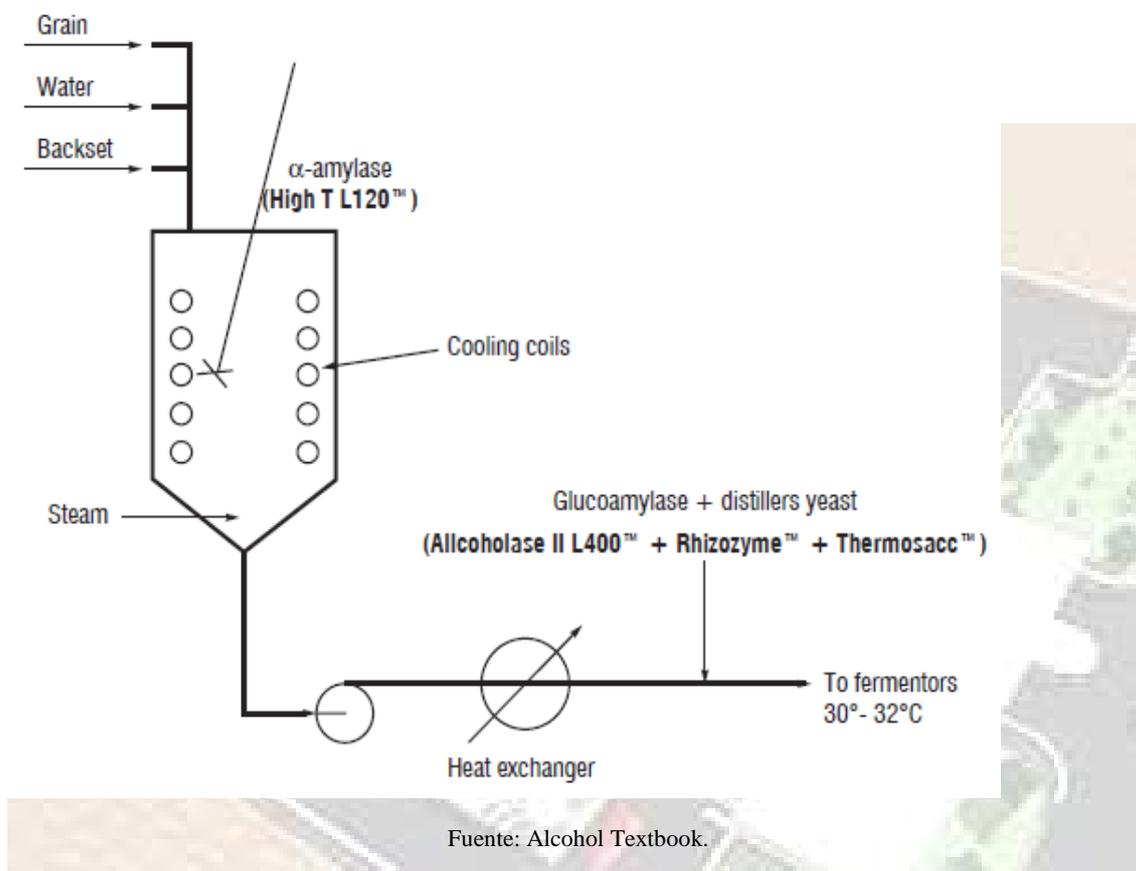
Las diferentes etapas tras la molienda, serán una cocción con agua tras la cual se producirá la licuefacción, para finalmente, producirse la sacarificación y conversión final.

### 8.3.6.2 Cocción y licuefacción

A la salida de la línea de molienda, la harina llegará al tanque de pre-mezcla, donde se mezclará con agua, y luego se elevará la temperatura. El objetivo de la cocción no es otro que calentar esta mezcla de harina de grano – agua para que se libere el almidón del grano y gelatinice, haciéndose susceptible a la posterior hidrólisis enzimática.

El tipo de cocción empleado será tipo “Batch”, que consiste en lo siguiente:

**Figura 11: Esquema del sistema de cocción tipo Batch**



En el sistema “Batch” sólo hay un tanque (normalmente), que servirá para la pre mezcla del grano, agua, y en su caso con una pequeña parte de la vinaza, además de la cocción y licuefacción. Típicamente se instalan en el interior inyectores de vapor caliente para llevar a la mezcla a la temperatura de cocción, además de unos serpentines de enfriamiento para obtener la temperatura óptima de licuefacción.

La cantidad de agua introducida en la mezcla determinará el contenido eventual de alcohol en la mezcla. Para la planta del estudio, se tratará de que la concentración de alcohol obtenida en la fermentación sea del orden del 12%. El agua necesaria es una mezcla de condensados secundarios provenientes del evaporador, agua de vinazas proveniente de la sección de destilación y agua tratada.

Para calcular esta cantidad de agua se recurrirá al balance de la fermentación:



43,5 t/h de Glucosa + 19 t/h resto → 22,35 t/h de Etanol + 21,384 t/h de CO<sub>2</sub> + 19 t/h resto

$2,43 \times 10^5$  mol/h de Glucosa →  $4,86 \times 10^5$  mol/h de Etanol +  $4,86 \times 10^5$  mol/h de CO<sub>2</sub> +  $4,86 \times 10^5$  mol/h de Agua

**Tabla 17: Balance másico de la fermentación**

Reactivos:	t/h
<b>Grano</b>	62,5
<b>Almidón</b>	43,75
<b>Resto</b>	18,75
<b>Agua añadida</b>	143,74
Productos:	t/h
<b>CO<sub>2</sub></b>	21,384
<b>Etanol</b>	22,35
<b>Resto</b>	18,75
<b>Agua añadida</b>	143,74
<b>% Etanol</b>	<b>12,09%</b>

Fuente: Elaboración propia

Con lo cual, el balance de fermentación para ninguna adición de agua sería de 44,6% de etanol. Para obtener una concentración del 12% de etanol en la mosto fermentado, la cantidad de agua necesaria a añadir será de 143,74 m<sup>3</sup>/h, es decir, un total diario de 3 450 m<sup>3</sup> de agua.

La porción de agua de vinazas “back set”, en caso de añadirla, debería ser como mucho del 10%, ya que aunque aporta nutrientes para el crecimiento de la levadura, un exceso de determinado tipo de iones como el sodio, lactato o acetato, pueden inhibir el crecimiento de la levadura y por tanto detener la fermentación de forma prematura.

En el sistema “Batch”, tras la pre mezcla, una pequeña cantidad de alfa-amilasa se añadirá al principio, que será del orden del 0,02% en peso del cereal, con el objeto de facilitar la agitación en la fase de alta viscosidad de la gelatinización. Tras la ebullición, normalmente durante 30 y 60 minutos, la mezcla es enfriada a 75-90 °C y se añadirá la segunda adición de alfa-amilasa, esta vez, del orden de 0,04-0,06% en peso del cereal. Tras esto, tendrá lugar la licuefacción, en el mismo tanque, normalmente durante un periodo de 45 y 90 minutos. La mezcla siempre debería estar controlada durante este periodo para que asegurase de que al final no hay almidón remanente. El almidón produce un color azul o púrpura con iodina, por tanto, la mezcla no se transferirá del tanque hasta que el test sea “almidón-negativo”.

La cantidad de alfa-amilasa estipulada para realizar la cocción-licuefacción será, por tanto, del orden de 0,07% del peso de grano de cereal, luego será necesario un total de 1,05 toneladas de alfa-amilasa diarias.

El rango de pH para una actividad eficiente de la alfa-amilasa es del orden de 6-6,5. Por tanto, el pH de la mezcla debería estar en este rango desde la primera adición de enzima hasta el final de la licuefacción.

La acción de la alfa-amilasa se basa en romper aleatoriamente los enlaces alfa(1→4) de los polisacáridos amilosa y amilopectina (25% y 75% de polisacáridos del almidón del maíz, respectivamente), dando lugar a dextrinas y dextrinas de límite-alfa (éstas últimas mantienen los enlaces alfa(1→6) de la amilopectina).

### 8.3.6.3 Fermentación y sacarificación simultánea (SSF)

El objetivo de la sacarificación es convertir los oligosacáridos resultado de la licuefacción en glucosa fermentable por la levadura.

El proceso de fermentación y sacarificación tiene lugar simultáneamente en el tanque de fermentación gracias a la enzima de sacarificación (amiloglucosidasa o glucoamilasa), operación que se realiza a un pH entre 3,5 – 4,5 y a una temperatura de 30 a 35 °C. La glucoamilasa se añade directamente a la entrada de los tanques de fermentación. Hay productos, como Rhizozyme™, cuyo pH óptimo está en torno a 3,5-5 y temperatura de 30-35 °C, es decir, el óptimo de la levadura. Es por eso que este producto funciona muy bien en sistemas SSF, ya que además, por su naturaleza, es capaz de extraer glucosa fermentable de otros hidratos de carbono, a parte del almidón.

La acción de la glucoamilasa es romper los enlaces remanentes alfa(1→4) de las dextrinas así como los enlaces alfa(1→6) de las dextrinas de límite alfa. Sin embargo, hay que hacer notar que estos enlaces tardan en hidrolizarse entre 20 y 30 veces más que los primeros enlaces. Añadir más cantidad de glucoamilasa acelera la hidrólisis, pero sin embargo tiene el problema de que la glucosa liberada se polimerice formando isomaltosa, glúcido que no es fermentable.

La cantidad de complejo enzimático estipulada para realizar la sacarificación será del orden de 3 kg/tonelada de etanol producido, luego será necesario un total de 1,42 toneladas de complejo enzimático diarias (mezcla de glucoamilasa y Rhizozyme en un 10%).

Al ser el rango de pH del enzima inferior al de la mezcla, será necesario añadir ácido sulfúrico para bajar el pH. La cantidad necesaria para bajar el pH está comprendida en el orden del 1% en peso del etanol producido, por tanto, será necesaria una cantidad diaria de 4,37 toneladas de ácido sulfúrico (98%, especificación GB534-89).

Los tanques fermentadores disponen de enfriadores externos que son a su vez limpiados cada vez que se realiza el llenado de un nuevo tanque. La mayoría de la energía de la fermentación de etanol tiene lugar entre las horas 10 y 30 de fermentación, por tanto, el sistema de enfriado tiene que ser diseñado para enfriar 44000 BTU por cada 100 lbs de etanol producido (1,022 kJ por cada tonelada de etanol producido) durante un periodo de más de 20 horas.

El dióxido de carbono formado en la fermentación es extraído de los tanques a través de una columna de lavado para la recuperación de alcohol arrastrado. Este anhídrido carbónico puede ser vertido a la atmósfera o bien vendido como subproducto. En el caso de la planta en cuestión, este CO<sub>2</sub> se verterá a la atmósfera.

### 8.3.6.4 Características de la levadura y acondicionamiento

La levadura seca activa (Activa Dry Yeast o ADY) que se utilizará ha de ser humedecida para reactivarse, y su periodo de lag (en el que la población no crece) dura entre 1 y 2 horas.

El nivel normalmente inoculado de levadura en los tanques de fermentación es del orden de 1-2,2 lbs/1000 galones, tomando una media de 1,6 lbs/1000 galones de etanol, serían 0,192 kg/m<sup>3</sup>. Con lo cual, serán necesarios un total de 105 toneladas diarias de levadura.

Por otra parte, aunque el óptimo de la fermentación está entorno a 30-35 °C (temperatura de a la que se pondrá el tanque SSF), el óptimo de crecimiento de la levadura es de 28 °C. Esto es importante, ya que el crecimiento de la levadura debe mantenerse lo más posible, debido a que se capacidad de producir alcohol es 30 veces superior en esta fase que en la de madurez (sin crecimiento). Esto, sin embargo, no implica que haya que suministrar toda la glucosa de golpe, ya que de ser así, un exceso puede producir una inhibición en el crecimiento, por tanto, ésta ha de suministrarse de forma dosificada.

Un aumento de temperatura causa estrés en la levadura si ésta se sitúa por encima de los 35 °C. Durante la fermentación, los incrementos de temperatura de 6-8 °C son algo normal, por tanto es importante la regulación del calor producido. Se utilizará un intercambiador de calor con recirculación, por ser el más efectivo en el control de temperatura.

La contaminación por bacterias como *Lactobacillus* también es un problema, ya que éstas producen ácido láctico en mayor cantidad a partir de glucosa compitiendo con la levadura. El mayor nivel de acidez, por otra parte, contribuye a que la producción final de etanol se reduzca en un porcentaje que varía entre el 0,1-1,5% en función de la concentración de bacterias viables. Una buena limpieza tras la fermentación y una fermentación rápida ayudan a paliar este problema, aunque el cultivo de levadura nunca es verdaderamente puro. Siempre tiene una mínima contaminación.

El periodo de lag es importante porque retrasa la entrada en fermentación, por ello es importante elegir cepas cuyo lag sea inferior.

El tanque de acondicionamiento que se empleará tiene como objetivo reducir el lag de la levadura para que fermente rápidamente según se va incorporando al tanque SSF. Sus características clave para un correcto acondicionamiento de la levadura son las siguientes:

- Grados brix entre 10 y 20°.
- Buena agitación (favorece la aireación, que regula el crecimiento de la levadura).
- Nutriente peptídico.
- Amino nitrógeno libre mínimo de 200 ppm.
- Rhizozyme™ añadido del 0,05% de la mezcla.
- Mantenimiento durante 4-8 horas con buena agitación.
- Conseguir una concentración de 300-500 millones de células/ml antes de la transferencia a los tanques de fermentación.
- Bombeo al fermentador.
- Limpieza y esterilización.

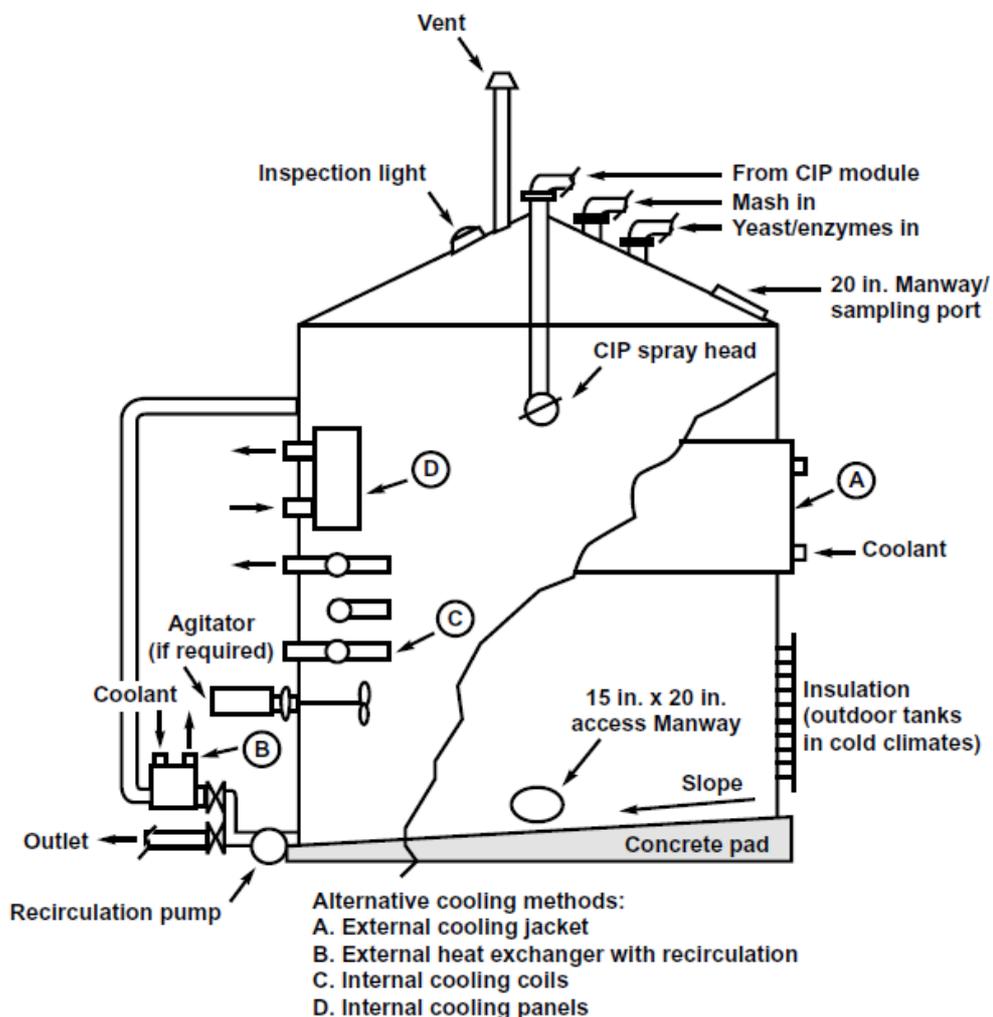
Por tanto, en la planta de estudio, para el acondicionamiento y propagación de levadura, la sección de fermentación dispondrá de dos tanques de propagación, a los que se le añade algo de mosto procedente del tanque de licuefacción, nutrientes, levaduras y Rhizozyme™. El crecimiento de la levadura se regulará mediante aireación. El aire de propagación se purificará por medio de filtros con el fin de proteger el proceso contra la contaminación.

La cantidad de nutriente para el acondicionamiento de la levadura se estima en  $20/200 = 10\%$  en peso de la cantidad de levadura utilizada. Por tanto, el consumo diario de nutriente peptídico para el crecimiento en los dos tanques de acondicionamiento será de 0,012 toneladas diarias.

### 8.3.6.5 Sistema de fermentación “Batch”

El sistema de fermentación utilizado será tipo “Batch” (discontinuo igualmente), pero que funciona muy bien en sistemas SSF. El esquema es el siguiente:

Figura 12: Esquema de un fermentador "Batch" típico



Fuente: Alcohol Textbook.

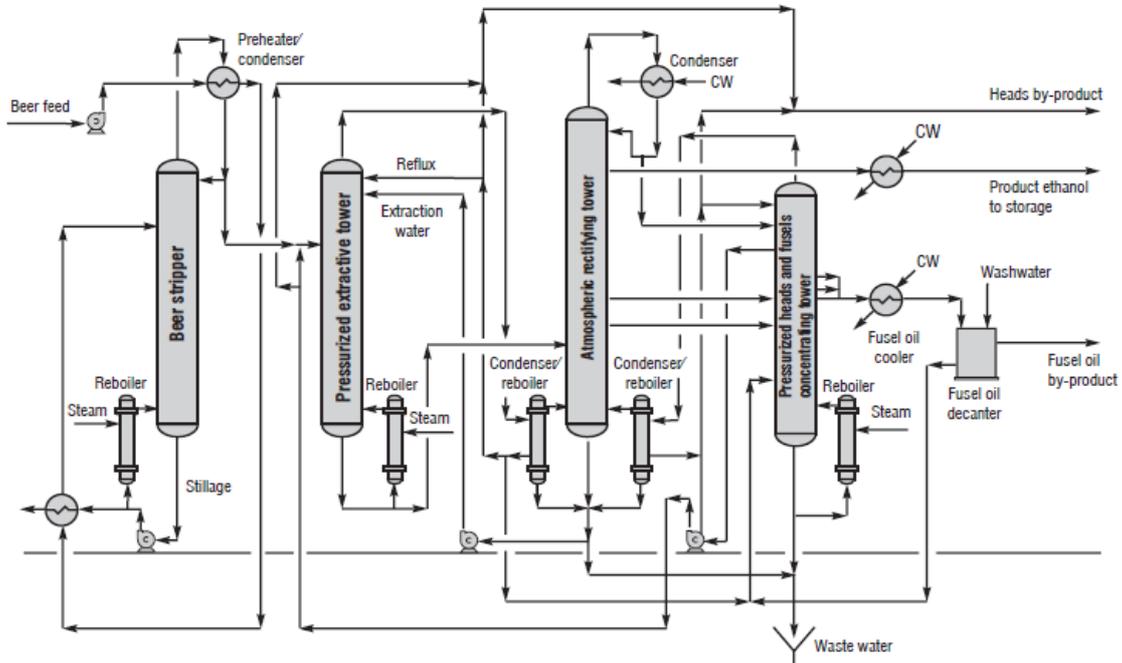
Una vez fermentado el mosto se procede a transferirlo a la unidad de destilación. Durante esta etapa otro tanque se está llenando, en tanto que en un tercero se está haciendo la limpieza CIP y en los tres restantes tanques se está completando una nueva fermentación.

### 8.3.6.6 Destilación

El sistema de destilación está diseñado para producir un bioetanol combustible del 99,5% a partir de mosto fermentado. Para ello, el sistema dispone de cuatro columnas principales: dos columnas de mosto, la columna de destilación de alcoholes ligeros y una columna de rectificación.

El esquema del proceso es el siguiente:

**Figura 13: Esquema básico de la unidad de destilación de bajo consumo energético para la producción de etanol**



Fuente: Alcohol Textbook.

El mosto fermentado se alimenta a las dos columnas de mosto, en las que el alcohol y parte del agua se separan del material sólido que queda en el fondo de las columnas. Los materiales sólidos del fondo de estas dos columnas reciben el nombre de vinazas, que se transfieren a un tanque desde el cual se procesarán. Por la parte superior de las columnas de mosto se extrae el caudal principal de alcoholes, que se carga en una columna de destilación de alcoholes ligeros, en la cual la fracción más volátil sale por cabeza, formada por alcoholes ligeros y por fondo sale la alimentación a la última columna.

El producto pesado procedente de la destilación de alcoholes ligeros se carga en la columna rectificadora. El producto obtenido en la cabeza de la columna de rectificación se sobrecalienta y pasa a través de dos tamices moleculares, para su deshidratación.

El agua de vinazas, libre de alcohol, se extrae por la parte inferior de la columna de rectificación. Parte de esta agua se emplea para calentar el evaporador (mediante un intercambiador de calor) y el resto se mezcla con la lechada de harina procedente del tanque de mezcla antes de la tubería de cocción.

Los alcoholes pesados o fuseles se separan en una salida intermedia de la columna de rectificación. Primeramente se enfrían en un intercambiador de calor, después se diluyen con agua de proceso y finalmente, mediante decantación, se separan para ser quemados en una de las tres calderas de generación de vapor.

El vacío de la primera columna de mosto se mantiene gracias a la acción de las bombas de vacío de anillo líquido. A los vapores de escape de las bombas de vacío, que son incondensables con vapores de agua y alcohol, se conducen al lavador de CO<sub>2</sub>, donde se retira el alcohol para reprocesarlo.

### Cálculo de las necesidades de vapor para la instalación de destilación

L: Flujo de líquido.

V: Flujo de vapor.

L/V es la relación entre flujos de líquido y de vapor. Los flujos están expresados en g.mol/h. La relación típica para un contenido alcohólico del fluido del 10%, es de 5.

El flujo de líquido es calculable (para 10% de contenido alcohólico, 90 gpm son de agua y 10 gpm de etanol):

$$L = 90 \text{ gpm} \times \frac{226,8 \text{ kg/h}}{\text{gpm}} = 20411,65 \text{ kg/h} = 5 \times V$$

Por tanto,  $V = 4082,33 \text{ kg/h}$ .

$$\frac{4082,33 \frac{\text{kg}}{\text{h}} (\text{vapor})}{10 \text{ gpm} (\text{etanol})} \times \frac{\text{h}}{60 \text{ min}} \times \frac{\text{galón}}{3,7854 \text{ l}} = 1,8 \text{ kg} \frac{\text{vapor}}{\text{litro}} \text{ de etanol}$$

Este cálculo es para el “stripping” de la mezcla, producido en la primera columna. Si se tiene en cuenta el resto de reboilers o intercambiadores de calor para las demás columnas del proceso, el consumo asciende hasta 3-4,2 kg vapor/litro de etanol de 96 °GL. Se tomará como referencia un consumo de 4 kg vapor/litro, lo que dará lugar a un consumo diario de 2191,78 toneladas de vapor.

### Dimensionamiento de las columnas de destilación:

El tamaño de las columnas puede calcularse a partir de la siguiente fórmula:

$$D = 0.2085 \cdot \sqrt{\frac{W}{f \cdot \sqrt{\frac{P \cdot M_{AVG} \cdot \rho_L}{T}}}}$$

Por la planta de estudio:

W: Flujo de vapor = 4082,33 kg/h = 9000 lbs/h (vapor).

P: Presión de operación en la base = 1,34 atm.

Mavg: Concentración molar media del vapor = 18 lbs/lb-mol.

$\rho_L$ : Densidad de la mezcla líquida = 59,5 lbs/ft<sup>3</sup> (227 °F).

T: Temperatura de operación absoluta = 687 °R.

D: Diámetro interior en pulgadas.

f: Factor de carga de vapor = 0,05-0,3 (se asume  $f = 0,16$  para bandejas y espaciamiento específico).

Por tanto,

$$D = 0,2085 \times \sqrt{\frac{W}{f \times \sqrt{\frac{P \times M \times v \times g \times \rho \times L}{T}}}} = 0,2085 \times \sqrt{\frac{9000}{0,16 \times \sqrt{\frac{1,34 \times 18 \times 59,5}{687}}}} = 41,125 \text{ pulgadas} = 104,45 \text{ cm.}$$

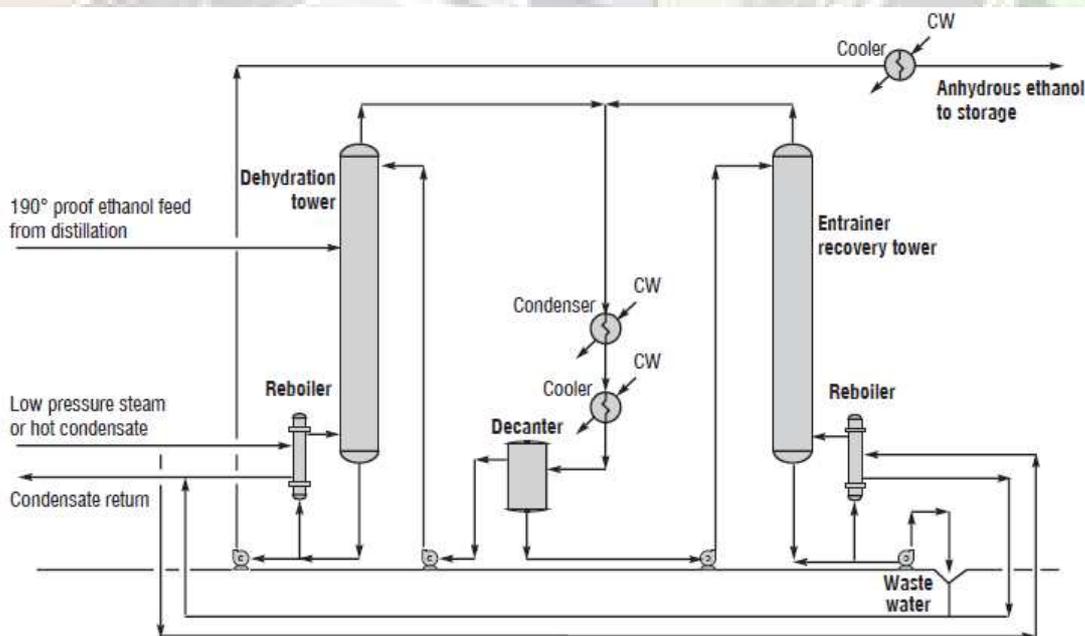
Las especificaciones de altura de las torres están explicadas en “maquinaria y equipos”. Conviene decir que al estar la destilería al aire libre, no existe limitación a la altura de las mismas.

**8.3.6.7 Deshidratación, desnaturalización y almacenamiento**

Para el proceso de deshidratación, el sistema dispone de una criba molecular, formada por zeolita, un material sintético de elevada porosidad cristalina. La unidad de deshidratación se compone de dos parejas de dos torres paralelas cada una. En cada par de tamices, mientras la primera torre seca el alcohol a sobrepresión, la segunda se regenera a vacío. Después de un tiempo, la alimentación se desvía de la primera a la segunda torre. El ciclo completo de absorción/regeneración dura unos 10 minutos, y el cambio entre una y otra está totalmente automatizado.

El esquema de proceso es el siguiente:

**Figura 14: Esquema básico de sistema de producción de alto grado de etanol anhidro**



Fuente: Alcohol Textbook.

El alcohol se extrae deshidratado (99,5%) de la torre de criba molecular en forma de vapor y se condensa mediante dos condensadores para después ser almacenado en los tanques de diario.

Este sistema tiene un consumo aproximado de vapor de 1-1,5 kg/litro de etanol anhidro producido. Se tomará como media un consumo de 1,25 kg de vapor/litro.

El parque de almacenamiento de alcohol consta de seis tanques de alcohol deshidratado (6 x 3000 m<sup>3</sup>) y un tanque de desnaturalizante de 110 m<sup>3</sup>. El consumo de desnaturalizante será del

orden de 5 kg/tonelada de etanol anhidro, por tanto, el consumo diario será de 2,18 toneladas diarias.

### 8.3.7 Sistema de limpieza in situ

Una limpieza correcta es esencial para controlar el crecimiento de organismos indeseados, que pueden reducir los rendimientos o producir productos de fermentación no buscados. El sistema de limpieza in situ (“CIP” o “Clean-in-place”) que incorpora la planta incluye los sistemas normales de alimentación de productos químicos, bombas y calefacción necesarios para limpiar e higienizar los equipos de propagación de la levadura modificada y todos los sistemas y depósitos de fermentación.

El sistema pone en circulación una solución de sosa cáustica caliente y biocidas especiales a través de todas las tuberías, bombas y depósitos del sistema de fermentación y, a continuación, enjuaga todos los equipos para eliminar la solución limpiadora. Los ciclos de limpieza se realizan conforme a una programación preestablecida.

Este sistema de limpieza para los fermentadores consiste básicamente en aspersores a alta presión (100-120 psi) que trabajan automáticamente en diferentes ciclos. El típico ciclo de limpieza del fermentador es el siguiente:

- 1-Pre-enjuague con agua: 10 minutos.
- 2-Circulación de detergente: 20 minutos.
- 3-Post-enjuague con agua: 10 minutos.
- 4-Esterilización: 10 minutos.

Para la limpieza y la esterilización ayuda el hecho de que el fermentador esté fabricado en acero inoxidable. El detergente utilizado, por otra parte, normalmente es sosa cáustica al 3-5% de fuerza, mezclada con algún antiespumante, agente humectante y agente de descalcificación. El detergente funciona mejor a altas temperaturas (80-90 °C). El detergente y las aguas de lavado deberán ser extraídos del fermentador para evitar la acumulación, pero en la medida de lo posible deberán ser recirculadas.

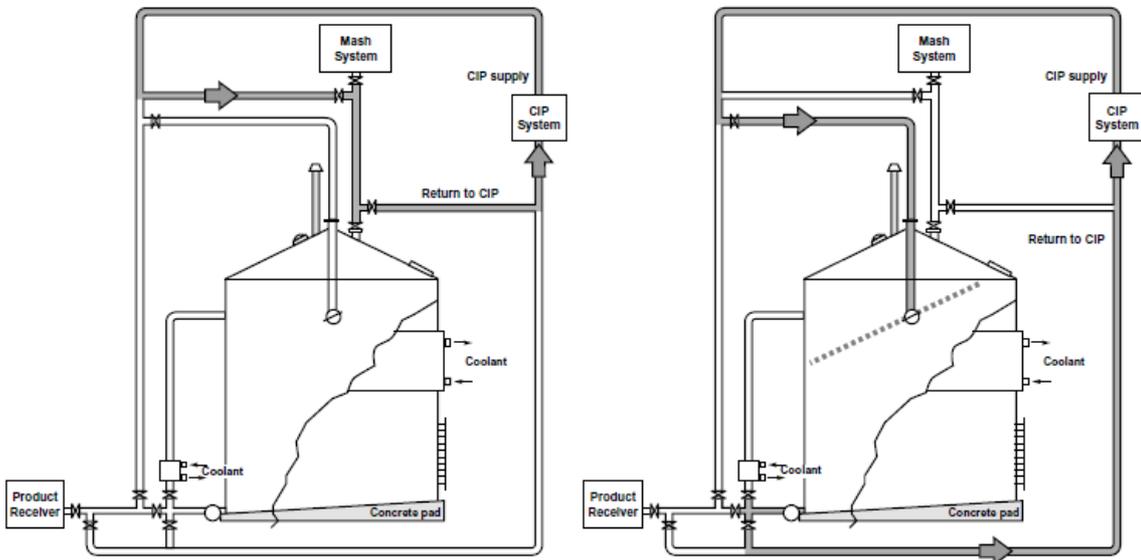
Las necesidades de NaOH serán del orden de 0,4 kg/t etanol producido. Por tanto, las necesidades diarias para lavado de fermentadores serán de 173 toneladas. La concentración conviene que sea del orden del 2-5%, por lo tanto las necesidades de agua de recirculación serán del orden de 3500 m<sup>3</sup> diarios.

Limpiar completamente un sistema de fermentación requiere varios ciclos de limpieza, los cuales incluyen:

- Tuberías de llenado de mezcla (mínimo 3 m/s velocidad del sistema CIP).
- Aspersor CIP del fermentador (presión de 100-120 psi).
- Ciclo de intercambiador de calor externo (1,5 veces el flujo normal de proceso).
- Tuberías de vaciado de producto fermentado (mínimo 3 m/s velocidad del sistema CIP).

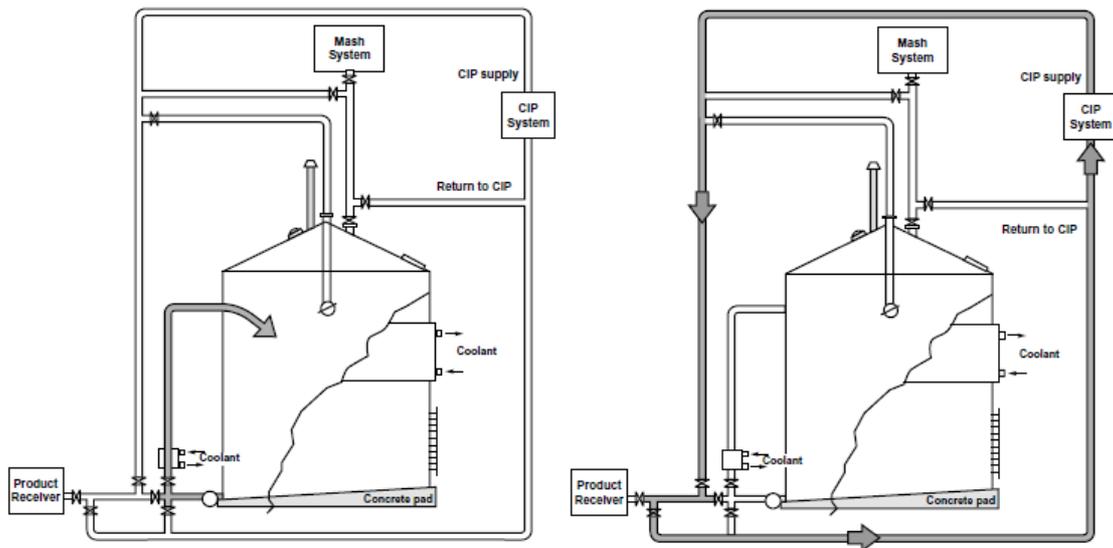
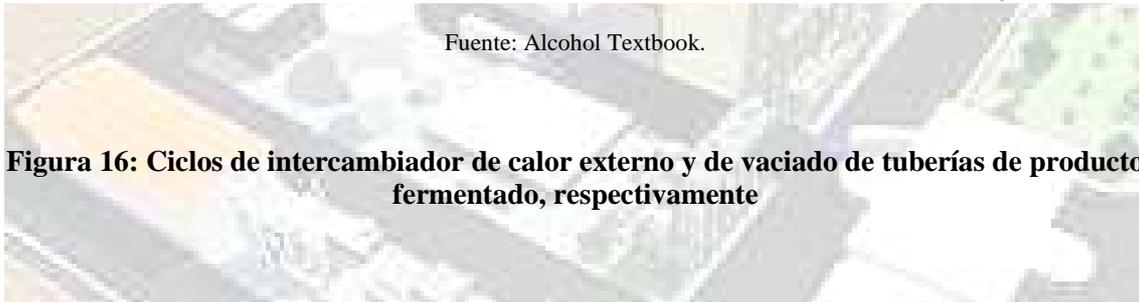
Los esquemas de estos ciclos se presentan a continuación:

**Figura 15: Ciclos de llenado de tuberías de mezcla y de aspersion "CIP" del fermentador, respectivamente**



Fuente: Alcohol Textbook.

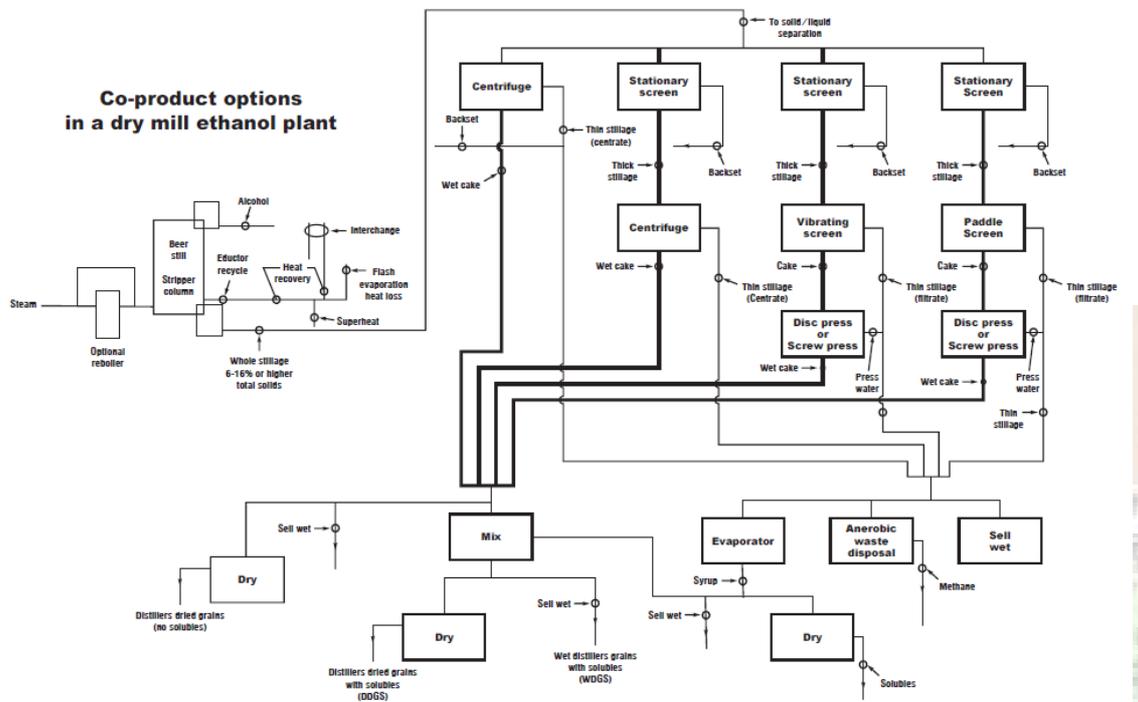
**Figura 16: Ciclos de intercambiador de calor externo y de vaciado de tuberías de producto fermentado, respectivamente**



Fuente: Alcohol Textbook.

8.3.8 Unidad de producción y procesamiento de DDGS

Figura 17: Esquema general de co-productos que se producen en una planta de bioetanol con molienda seca



Fuente: Alcohol Textbook.

8.3.8.1 Eliminación de vinazas

Las vinazas procedentes de la destilación del mosto de cereal fermentado se tratan mediante un proceso de decantación, evaporación y secado hasta la producción de DDGS, según el proceso que a continuación se describe.

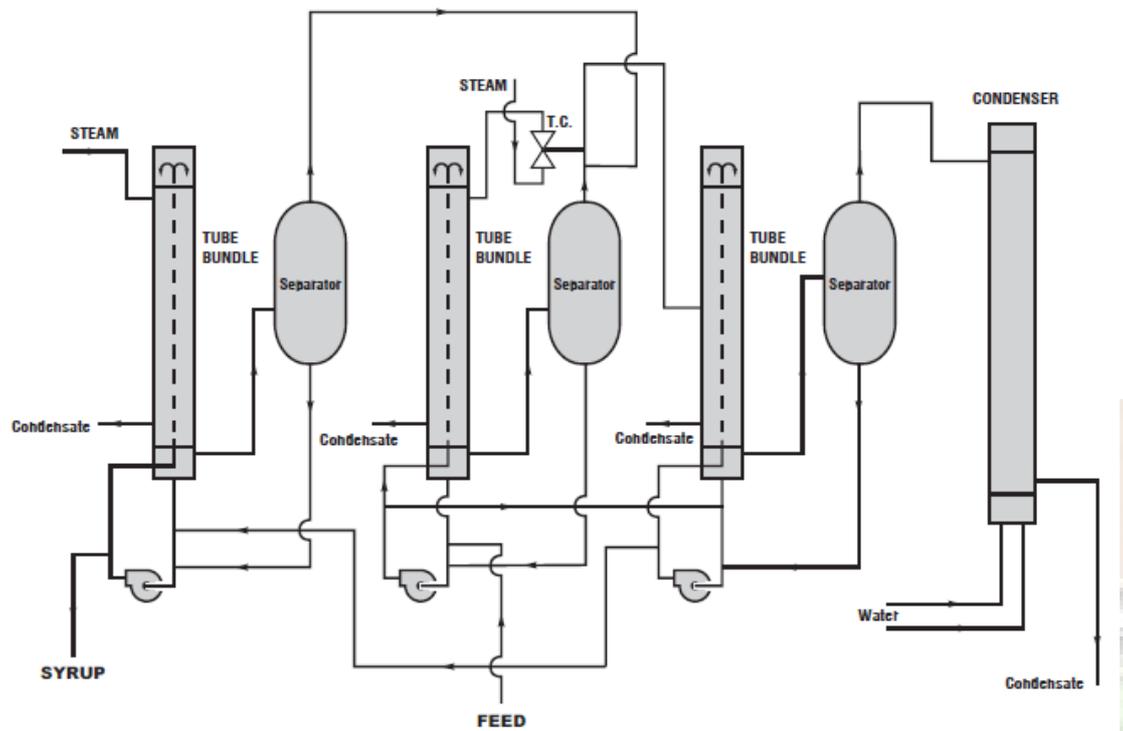
Las vinazas procedentes de la destilación son bombeadas al tanque de almacenaje, desde donde se bombean a los decantadores de centrifugación. En las centrífugas se separan la mayor parte de los sólidos en suspensión en forma de una torta. Las vinazas claras, con menos cantidad de materia sólida, y que constituyen la fase líquida de la centrifugación, se recogen en los tanques de almacenaje.

8.3.8.2 Evaporador

Una parte de las vinazas claras se pueden reciclar a la conversión de almidón en función de los requerimientos del proceso y el resto de las aguas claras que salen de los decantadores que no se reciclan son evaporadas para formar un jarabe espeso. El evaporador es de tipo multiefecto, alimentado por los vapores flash del proceso y una pequeña cantidad de vapor vivo.

El esquema de funcionamiento es el siguiente:

**Figura 18: Esquema general del evaporador tipo multifecto con recompresión térmica**



Fuente: Alcohol Textbook.

### 8.3.8.3 Secaderos

La torta húmeda procedente de las centrífugas, formando una mezcla homogénea con parte del jarabe procedente del evaporador, alimenta la unidad de secadero, formada por dos trenes en serie, donde se introducen en contracorriente los gases de escape de la turbina de gas.

La energía térmica necesaria para el secado la aportan, además de los gases de escape de la planta de cogeneración, dos quemadores de gas natural.

Los secaderos, tienen una capacidad evaporativa de 34 t/h de agua, son de concepto rotativo tubular e incorporan tecnología de tres pasos, lo que permite una excelente homogeneización de secado y mantiene muy limitados los riesgos de incendio.

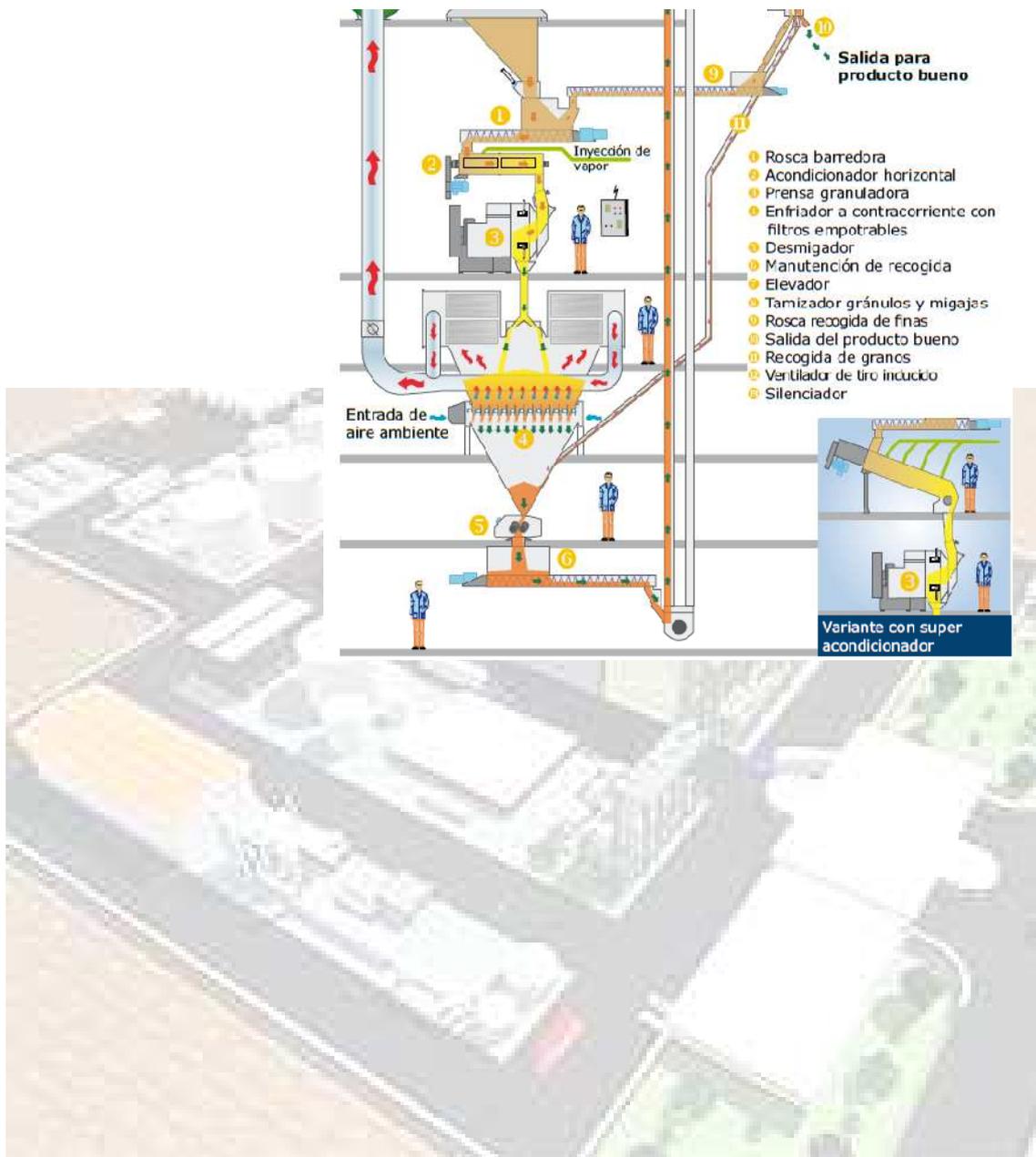
La mezcla se introduce en el centro del secadero y su rotación mantiene el producto en contacto con los gases calientes. A su salida del tambor, el producto seco pasa a una cámara de separación de tipo ciclónico donde se separa el producto seco por su parte baja del agua evaporada con los gases de secado que salen por la parte alta.

### 8.3.8.4 Peletización, almacenamiento y expedición de DDGS

A la salida del secadero se tiene harina de DDGS. Esta harina se peletiza para favorecer las condiciones de almacenamiento y manejo posterior.

El esquema básico de la línea de peletización es el siguiente:

Figura 19: Esquema de procesamiento y peletización de DDGS



Fuente: Stolz

La instalación de peletización, almacenamiento y expedición de DDGS se compone de los siguientes elementos:

- Una línea de transporte neumático de harinas de DDGS, de 33 t/h de capacidad, que recibe las harinas procedentes de los dos secaderos y las descarga en una tolva de recepción situada en la parte superior del edificio de peletización. Se han previsto detectores y elementos de dosificación que evitan el atasco del conducto de transporte neumático.
- Un edificio de peletización de 30 m de altura que contiene toda la maquinaria de peletización.

- Un transportador de cadenas de alimentación, que alimenta las tolvas pulmón de las prensas o envía las harinas sin peletizar a la nave de almacenamiento.
- Tres líneas de peletización (una de ellas en “stand-by”) de 16,5 t/h de capacidad cada una y compuestas de una tolva pulmón, un preparador doble, una prensa y un enfriador vertical con dos filtros encastrados y dos ventiladores (siendo el enfriador vertical común para las tres líneas de peletización).
- Un transportador de cadenas y un elevador de cangilones de 33 t/h de capacidad, que transportan los pellets ya fríos a un tamizador situado en la parte alta del edificio.

Los pellets libres de harinas a la salida del peletizador caen por gravedad a un transportador de cadena de 33 t/h de capacidad, que lleva los pellets a la nave. Dispone de varias salidas para llenar la nave de forma homogénea o separar distintas calidades de producto.

El vaciado de la nave y la carga de los camiones se realizan mediante una pala cargadora.

El corazón de la instalación lo constituyen tres robustas prensas Promill Stolz, con matrices, que se unen al cuerpo mediante abrazadera en vez de tornillos pasantes, lo que aumenta la superficie de trabajo.

Tres autómatas locales completan la instalación. Estos autómatas permiten el control local o remoto (manual o automático) de las prensas, existiendo una comunicación Profibus con el autómata central, que permite, tanto la visualización de parámetros como la modificación de consignas desde la sala de control de la fábrica.

### 8.3.9 Unidad de tratamiento de efluentes

La depuración de los efluentes producidos en la planta se lleva a cabo mediante un tratamiento físico-químico por flotación y un proceso aerobio por fangos activos con zona anóxica. El agua tratada se clarifica en filtros de arena y los lodos se someten al tratamiento de fangos.

#### 8.3.9.1 Tratamiento de aguas de vertido

La alimentación a la planta se realiza desde una balsa de laminación de vertidos hasta un tamiz rotativo, con un paso de malla de 1 mm, donde se eliminan los sólidos de mayor tamaño. El agua tamizada se envía por gravedad al flotador de tipo DAF, donde se eliminarán las grasas, así como la mayor parte de los sólidos en suspensión presentes en el agua, que se envían al tratamiento de lodos.

Entre el tamiz y el flotador hay un serpentín de mezcla con un pH-metro en línea. En el serpentín se realiza la dosificación de coagulante y floculante y de sosa o ácido si fuera necesario para ajustar el pH.

Del flotador el agua sale por gravedad hasta la balsa de homogeneización. Esta balsa dispone de una parrilla de difusores, con el fin de producir una pre-aireación y la agitación necesaria para una buena homogeneización del agua. La balsa dispone de otro pH-metro que controla la dosificación de sosa o ácido a la balsa. La alimentación al tratamiento biológico se realiza a través de dos bombas centrífugas sumergibles, una en reserva, diseñadas para enviar un caudal de 16 m<sup>3</sup>/h.

El tratamiento biológico, consiste en un proceso aerobio por fangos activos con zona anóxica, con un volumen de reacción de diseño de 2000 m<sup>3</sup>. El agua procedente de la balsa de homogeneización se introduce en la primera cámara del reactor biológico, correspondiente a la zona anóxica, desprovista de aireación, pero con agitación para mantener en suspensión la masa de lodos biológicos existentes. Una vez superada esta cámara, seguirá por las tres restantes

aireadas. La aireación se efectúa por medio de 475 unidades de difusores dispuestos en emparrillados en el fondo de cada una de las cubas que componen la zona aireada del reactor. Para alimentar a estas parrillas del aire necesario se dispone de tres motosoplantes, una normalmente en reserva.

Existe una recirculación de lodos desde el final de la zona aerobia a la zona anaeróbica para facilitar la desnitrificación.

Del reactor el agua prosigue por gravedad al decantador secundario, de tipo circular. En este equipo se clarifica el agua que proseguirá por gravedad a la arqueta de salida del decantador.

Los lodos retenidos en el decantador se recirculan en parte a la entrada del reactor, con objeto de mantener la concentración de masa biológica necesaria en el mismo y el exceso se purga al tratamiento de lodos.

De la arqueta de salida del decantador el agua se bombea a un filtro de arena-antracita de tipo cerrado. El agua filtrada se enviará a la arqueta de vertido final, para su vertido al río.

### 8.3.9.2 Tratamiento de lodos

La instalación está compuesta por un espesador de lodos al que se envían los lodos producidos en el flotador y las purgas del tratamiento biológico. El agua sobrenadante se devuelve a la balsa de homogeneización del tratamiento de aguas, mientras el lodo concentrado se bombea a una centrífuga para su deshidratación. En la impulsión del lodo a la centrífuga se inyecta una dosificación de polielectrolito para mejorar el funcionamiento de la centrífuga.

## 8.3.10 Unidad de tratamiento de aguas

### 8.3.10.1 Agua de proceso

La empresa Dinotec realizó el diseño, suministro y montaje de los equipos necesarios para el pretratamiento de la totalidad del volumen de agua requerido en la planta y el equipo osmotizador para agua de calidad superior para las calderas.

El pretratamiento, diseñado para tratar 286 m<sup>3</sup>/h, consiste en cuatro filtros de acero galvanizado, de tres metros de diámetro y tres de altura, trabajando en paralelo. El lecho filtrante está compuesto por antracita de dos a tres milímetros y sílex de alta pureza de granulometría uno a dos.

Para el agua ultra pura, se han diseñado e instalado un equipo de ósmosis inversa con 54 membranas de 8" de diámetro y un metro de longitud que van en el interior de 9 tubos porta membranas. La capacidad máxima de producción de este equipo se sitúa en unos 62,5 m<sup>3</sup>/h de permeado con una calidad aproximada de menos de 15 microsiemens/cm. Por la disposición de los tubos, el rendimiento de conversión obtenido es del 75%. Dosificaciones de dispersante, ácido y bisulfito sódico complementan al equipo de ósmosis inversa, protegiéndolo de incrustaciones y ataques químicos.

### 8.3.10.2 Torres de refrigeración

Como media, el sistema de refrigeración para los fermentadores debería diseñarse para poder enfriar 1023,4 kJ/kg de etanol producido durante un periodo de más de 20 horas.

¿Cuándo es necesario enfriar?

En cada proceso es diferente dependiendo de los requerimientos de cada proceso. En la etapa de pre-mezcla, por ejemplo, el enfriamiento no es necesario. Tras la cocción y la licuefacción, se requiere de enfriamiento para reducir la temperatura de la mezcla de 82 °C a 32 °C antes de bombear al fermentador. Durante la fermentación, la temperatura del mosto fermentado aumenta gradualmente debido a la energía liberada durante la fermentación del azúcar por la levadura, ya que se trata de un proceso exotérmico. Por otra parte, el sistema de refrigeración/enfriamiento se utiliza para controlar que la temperatura no exceda los 32 °C para mantener las condiciones adecuadas de actividad óptima de la levadura. El frío también se utiliza para condensar vapor y constituir el sistema de vacío durante la destilación y deshidratación. Tras conseguirse la concentración deseada de alcohol (10 ° para la planta de estudio), el vapor del etanol se condensa y enfría antes de enviarse al tanque de almacenamiento.

Para obtener la temperatura adecuada del agua del proceso, se instalarán un conjunto de 6 torres de refrigeración de tiro inducido y flujo en contracorriente.

Cada una de las celdas está equipada de un grupo mecánico compuesto por un motor eléctrico de 92 kW, transmisión, seductor y ventilador de diámetro 4,9 m. Estas torres de refrigeración van instaladas sobre una piscina de recogida de agua fría de hormigón armado. La estructura, formada por perfiles de acero galvanizado en caliente, lleva en su parte superior un piso, en el que se instala una puerta que permite la inspección interior de la torre. En esta plataforma superior se ancla el equipo mecánico, así como el difusor que comprende el anillo de rodadura del ventilador.

El cerramiento de la torre está formado por placas de poliéster reforzado con fibra de vidrio.

### 8.3.11 Unidad de control

La planta de bioetanol dispone en sus propias instalaciones de un amplio laboratorio, dotado de todos los equipos necesarios para realizar análisis de: control de calidad de materia prima y de producto, seguimiento y control del proceso (molienda, licuefacción, fermentación, destilación, etc.), control de instalaciones auxiliares (agua bruta, agua de calderas, de torres, de la planta de ósmosis), así como el control de la planta de efluentes y del vertido antes de su descarga al medio receptor.

#### 8.3.11.1 Control de molienda:

La automatización y la supervisión de una línea de molienda optimizan el rendimiento de la instalación, controlan el conjunto de seguridades de los operadores y de las máquinas.

La supervisión de la línea de molienda permite:

- Tratar las informaciones
- Controlar las alarmas
- Hacer el registro de las alarmas
- Controlar las palabras de acceso
- Ayudar al mantenimiento
- Hacer un registro de los sucesos del proceso
- Calcular la energía consumida por tonelada de producto molido.

### 8.3.11.2 Unidad de control local

Los objetivos del control local están relacionados con la seguridad de las operaciones, el medio ambiente y la protección de los equipos. Estos objetivos han de cumplirse incluso si afectan a la rentabilidad del proyecto. Desde el conocimiento del proceso, y con la condición de garantizar la seguridad de las operaciones, se han identificado los siguientes ciclos como necesarios para el control local:

- Niveles de líquido para la licuefacción, sacarificación y fermentación.
- Niveles de líquido para la recirculación, calderas, destilación y deshidratación.
- Control de presión para la destilación y deshidratación.

Hay que remarcar que además de lo anteriormente mencionado, hay otros ciclos importantes que hay que tener en cuenta para la estrategia de control local (por ejemplo, control de temperatura y pH para la licuefacción, sacarificación y fermentación, y control de presión para el vapor flash), debido a su importancia para asegurar unas operaciones seguras y protección de los equipos. Sin embargo, para reducir la complejidad, sólo se tendrán en cuenta los ciclos mostrados en la figura 1. Todas las demás variables locales se asume que serán constantes para la simulación, bien porque son de fácil respuesta y rápidamente controlables, o bien porque no influyen significativamente en el funcionamiento de la planta.

Por otra parte, además de los ciclos de control identificados como necesarios por razones de seguridad, otros cinco ciclos de control se implantarán localmente:

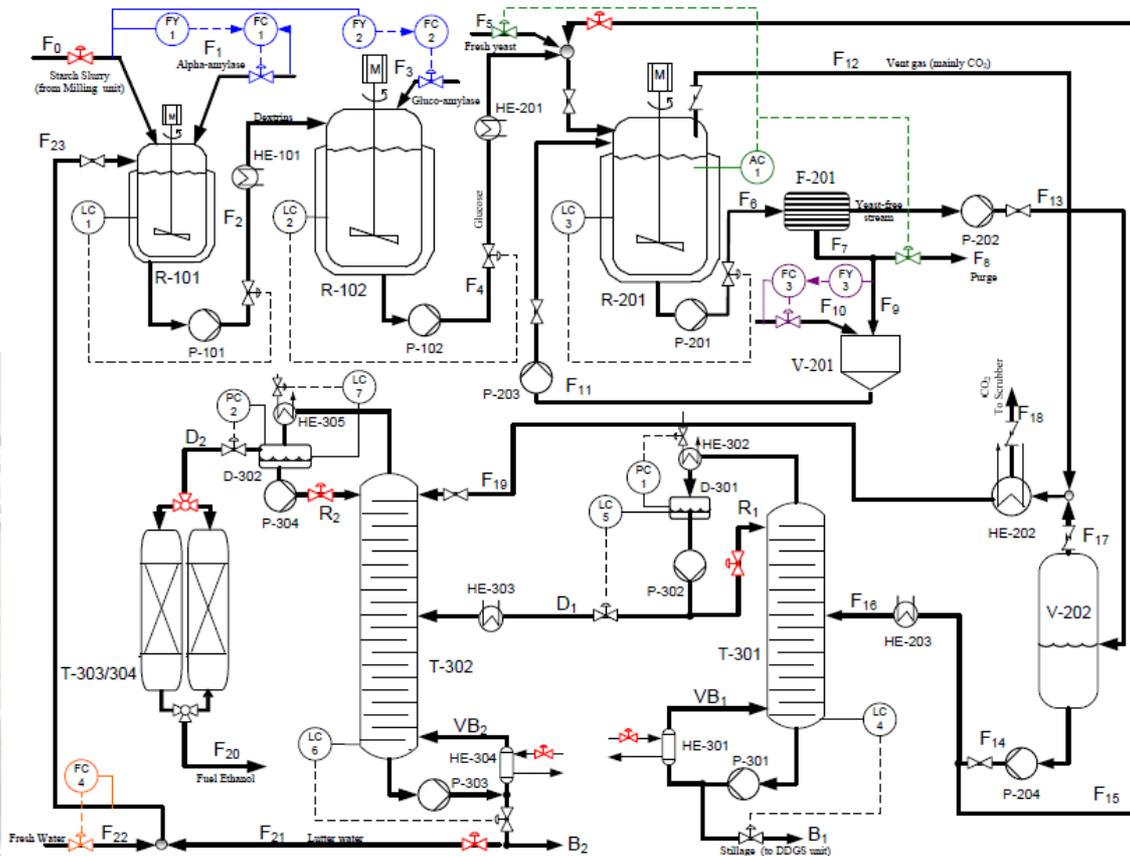
- Los primeros dos ciclos (líneas azules) controlan el ratio entre el flujo de enzimas ( $\alpha$ -amilasa y glucoamilasa para los procesos de licuefacción y sacarificación respectivamente) y el flujo de la solución de almidón. Estos ciclos de control establecen los valores de referencia  $RF1/F0sp$  y  $RF3/F0sp$ , correspondientes a los ratios de flujo  $F1/F0$  y  $F3/F0$ , respectivamente. Estos valores predeterminados por estos ciclos de control local se han calculado según las recomendaciones proporcionadas por Karuppiah et al (2008), y están listados en la tabla 1, donde también se dan otros valores predeterminados para el resto de ciclos locales.
- De forma adicional, tras varios estudios de simulación de la dinámica de la sección de fermentación (incluido el colector de vapor flash y el reciclado de células de levadura), se implementará una estrategia de control local de biomasa (Ochoa et al, 2009b) para controlar la concentración de biomasa en el fermentador. Esta estrategia comprende dos ciclos internos mostrados en la figura 1 (líneas verdes y púrpuras).
  - El primer ciclo corresponde al controlador del rango de división (líneas verdes), el cual se usa para buscar un valor predeterminado de concentración de biomasa microbiana en el fermentador ( $XV,F-sp$ ), que se puede dar por la capa de D-RTO como  $XV,F-opt$ . De esta manera, el

controlador del rango de división se encarga de calcular (por ejemplo, mediante proporciones) los valores exactos de las variables manipuladas  $F_5$  y  $F_8$  (flujo de alimentación de levadura al fermentador y flujo de purga en el ciclo de reciclado, respectivamente) requeridas para buscar el valor óptimo de referencia para biomasa de levadura viable en el fermentador. Por ejemplo, si la concentración viable de biomasa en el fermentador ( $X_{V,F}$ ) está por encima del valor de referencia  $X_{V,F-sp}$ , el controlador del rango de división debería incrementar el flujo de purga ( $F_8$ ). En caso contrario, cuando  $X_{V,F} < X_{V,F-sp}$ , el controlador reducirá la purga y abrirá la válvula del tanque de alimentación de levadura si fuera necesario.

- El segundo ciclo (líneas púrpuras) corresponde al controlador del ratio para conseguir una adecuada viscosidad en la mezcla de biomasa reciclada. Este controlador calcula el ratio de flujo actual entre las corrientes  $F_9$  y  $F_{10}$  (las cuales son la corriente libre de levadura y la corriente que alimenta al tanque de acondicionamiento de levadura, respectivamente) y ajusta  $F_{10}$  para cumplir el ratio de referencia ( $R_{F_{10}/F_9sp}$ ) requerido para mantener la concentración de biomasa en un valor adecuado ( $X_{t,F} = 180 \text{ kg/m}^3$ , de acuerdo a las recomendaciones descritas en Maiorella et al. 1981). Finalmente, es importante mencionar que hay dos razones principales que motivan la proposición de la estrategia de control de la biomasa como estrategia de control local. La primera es que una concentración óptima de biomasa en el fermentador debería estar siempre garantizada para evitar un mal uso del sustrato/nutriente (que puede ser consumido rápidamente por las células para mantenimiento y crecimiento en lugar de para la producción metabólica de etanol) si hubiese una concentración más alta de la óptima. De forma análoga, si la concentración de biomasa es inferior al óptimo, la tasa de producción metabólica de etanol será más lenta, afectando a la productividad del proceso. La segunda razón es que la levadura sólo está involucrada en un ciclo cerrado de masas entre la fermentación, filtración y reciclado de células, por lo que no habrá biomasa en los conductos de entrada ni de salida del fermentador (tras  $F_{13}$ ).

- El último ciclo de control considerado como local es el flujo de control de la corriente  $F_{23}$  (manipulando el flujo de agua limpia  $F_{22}$ ), el cual se trata del reciclado del agua hacia el tanque de licuefacción (líneas naranjas). El propósito principal para mantener el flujo constante es reducir la variabilidad introducida por la corriente de reciclado. Como ya se ha mencionado, los ciclos de control identificados como necesarios en el proceso de producción de bioetanol

**Figura 20: Ciclos de control local implementados en el proceso de producción de bioetanol a partir de almidón (Las variables manipuladas tras cerrar los ciclos locales están representadas en rojo)**



Fuente: Plantwide Optimizing Control for the Continuous Bio-Ethanol Production Process. Silvia Mercedes Ochoa Cáceres.

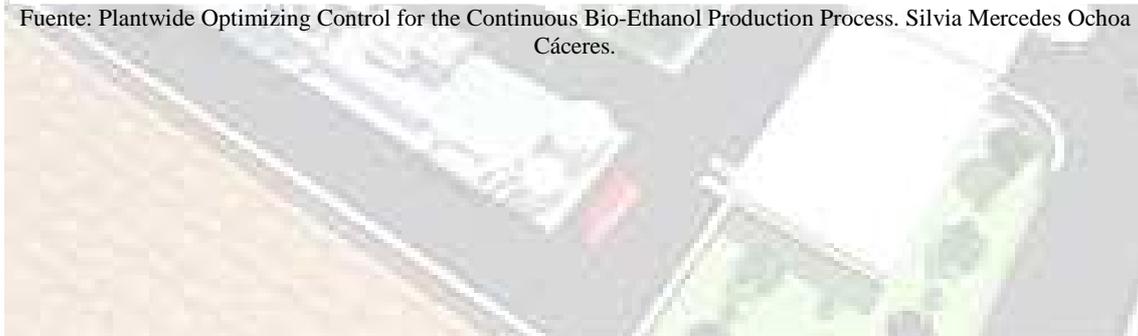


Tabla 16: Estrategia de control local. Variables y valores de referencia

Controller ID	Controlled variable	Manipulated variable	Set point
LC-1	$H_L$	$F_2$	$H_{Lsp}=6$ m
LC-2	$H_5$	$F_4$	$H_{5sp}=11$ m
LC-3	$H_F$	$F_6$	$H_{Fsp}=12$ m
LC-4	$H_{B1}$	$B_1$	$H_{B1sp}=5$ m
LC-5	$H_{D1}$	$D_1$	$H_{D1sp}=3$ m
LC-6	$H_{B2}$	$B_2$	$H_{B2sp}=3$ m
LC-7	$H_{D2}$	$QC_2$	$H_{D2sp}=2$ m
PC-1	$P_{t1}$	$QC_1$	$P_{t1sp}=225$ mmHg
PC-2	$P_{t2}$	$D_2$	$P_{t2sp}=760$ mmHg
FC-1	Ratio $F_1/F_0$	$F_1$	$R_{F1/F0sp}= 5.7e-5$
FC-2	Ratio $F_3/F_0$	$F_3$	$R_{F3/F0sp}= 0.0014$
FC-3	Ratio $F_{10}/F_9$	$F_{10}$	$R_{F10/F9sp}=5.33$
FC-4	$F_{23}$	$F_{22}$	$F_{23sp}=62.86$ m <sup>3</sup> /h
AC-1	$X_{v,F}$	$F_8$ and $F_5$	$X_{v,F-sp}= X_{v,F-opt}$ , is a variable SP given by the D-RTO layer

Fuente: Plantwide Optimizing Control for the Continuous Bio-Ethanol Production Process. Silvia Mercedes Ochoa Cáceres.

El proceso tiene 23 variables manipuladas, y sólo 15 de ellas se usan como variables locales manipuladas en la estrategia de control local descritas en la figura 1. Por tanto, las restantes 8 variables manipuladas ( $F_0$ ,  $F_{15}$ ,  $VB_1$ ,  $R_1$ ,  $VB_2$ ,  $R_2$ ,  $F_{21}$ ) son el flujo de introducción de almidón, reciclado desde el condensador flash al fermentador, caldera y tasas de reflujo para cada columna, el tiempo de regeneración de los tamices moleculares, y el flujo de reciclado desde la rectificación hasta la licuefacción.

**Tabla 17: Descripción y clasificación de las variables**

#	Input Variable	Classification	Meaning
1	$F_0$	Plantwide manipulated	Starch slurry feed flow to the process ( $m^3/h$ )
2	$F_1$	Local manipulated	Alpha-amylase input flow to Liquefaction ( $m^3/h$ ).
3	$F_2$	Local manipulated	Output flow from Liquefaction ( $m^3/h$ ).
4	$F_3$	Local manipulated	Glucoamylase input flow to Saccharification ( $m^3/h$ ).
5	$F_4$	Local manipulated	Output flow from Saccharification ( $m^3/h$ ).
6	$F_5$	Local manipulated	Fresh yeast flow ( $m^3/h$ ).
7	$F_6$	Local manipulated	Output flow from Fermentation ( $m^3/h$ ).
8	$F_8$	Local manipulated	Cells purge flow ( $m^3/h$ ).
9	$F_{10}$	Local manipulated	Water input flow to the mixing tank ( $m^3/h$ ).
10	$F_{15}$	Plantwide manipulated	Recycle flow from the flash to the fermentor ( $m^3/h$ ).
11	$F_{21}$	Plantwide manipulated	Stillage Recycle from the bottom of the rectification ( $m^3/h$ ).
12	$F_{22}$	Local manipulated	Fresh Water input flow to the process( $m^3/h$ )
13	$R_1$	Plantwide manipulated	Reflux rate in the distillation (kmol/h).
14	$VB_1$	Plantwide manipulated	Boilup rate in the distillation (kmol/h).
15	$B_1$	Local Manipulated	Bottoms flow rate in the distillation (kmol/h).
16	$QC_1$	Local Manipulated	Condenser heat flux in the distillation (J/h).
17	$D_1$	Local Manipulated	Distillate flow rate in the distillation (kmol/h).
18	$R_2$	Plantwide manipulated	Reflux rate in the rectification (kmol/h).
19	$VB_2$	Plantwide manipulated	Boilup rate in the rectification (kmol/h).
20	$B_2$	Local Manipulated	Bottoms flow rate in the rectification (kmol/h).
21	$QC_2$	Local Manipulated	Condenser heat flux in the rectification (J/h).
22	$D_2$	Local Manipulated	Distillate flow rate in the rectification (kmol/h).
23	$t_{reg}$	Plantwide manipulated	Regeneration cycle period (h)

Fuente: Plantwide Optimizing Control for the Continuous Bio-Ethanol Production Process. Silvia Mercedes Ochoa Cáceres.

## 8.4 Requerimiento de Materias primas e insumos

La siguiente tabla recoge las cantidades necesarias de materia prima e insumos, cuyo cálculo y estimación está explicado en el apartado 8.3.

**Tabla 18: Requerimientos de materia prima e insumos**

Denominación	Especificación	Unidad	Consumo	Demanda (t)		Días/año	Horas/día	Horas/año
				Diaria	Anual			
Maíz (grano)		t/t (etanol)	3,00	62,50	<b>500000</b>	330	24	8000
$\alpha$ -amilasa	20000u/ml	%(peso) (grano)	0,07	1,05	<b>350,0</b>	330	24	8000
Complejo enzimático sacarificación	100000u/ml	Kg/t (etanol)	3,00	1,42	<b>473,6</b>	330	24	8000
NaOH		kg/t (etanol)	0,40	0,19	<b>63,1</b>	330	24	8000
Ácido sulfúrico	GB534-89	t/t (etanol)	0,01	4,74	<b>1578,6</b>	330	24	8000
Levadura seca		kg/m <sup>3</sup> (etanol)	0,19	0,12	<b>38,4</b>	330	24	8000
Nutriente levadura		%(peso) (levadura)	10	0,01	<b>3,8</b>	330	24	8000
Desnaturalizante		kg/t (etanol)	5,00	2,37	<b>789,3</b>	330	24	8000

Fuente: Elaboración propia.

## 8.5 Maquinaria y equipos

### 8.5.1 Recepción y almacenamiento

- **Tolvas de recepción**

Capacidad: Una de 165 m<sup>3</sup> para vagones y dos de 87 m<sup>3</sup> para camiones.

- **Báscula puente**

Capacidad: 60 toneladas.

- **Transportadores de cadena**

Capacidad: 300 t/h para vagones y dos de 150 t/h para camiones. Seis de 100 t/h para extracción de los silos.

Características:

- Fresas de dientes abrazaderas con dentados desmontables
- Ruedas de pie abrazaderas
- Cadenas racionalizadas :

- Cadenas constituidas de anillos forjados, con resistencias de rotura desde 22 hasta 100T
- Cadenas mecánicas normalizadas ISO con resistencias de rotura desde 8 hasta 31T
- Railes de retorno en PEHD y plaquitas PEHD todos los 2 pasos reduciendo el nivel sonoro y de desgaste.
- Limitación de referencias para recambios
- Vaciado mejorado
- Seguridades
- conformidad ATEX 94/9/CE a petición
- control de rotación
- detección de atasco
- detección de paso de producto

- **Elevadores de cangilones**

Capacidad: Dos de 150 t/h.

Características:

- Protección anti-abrasión de la zona de eyección de cabeza
- Canalón de salida regulable y flexible
- Tapa desmontable
- Cangilones y correas de todo tipo o cadena
- Posibilidad de velocidad lenta para productos frágiles
- Boca de reincorporación de producto (Accesorio).
- Seguridades
- conformidad ATEX 94/9/CE a petición
  - Control del desvío de cinta
  - Control de rotación
  - Control de atasco
  - Detección de paso de producto

- **Sistema de aspiración, captación y extracción de polvo**

Capacidad: 240 m<sup>3</sup>/min.

- **Almacenamiento de polvo**

Capacidad: Un silo de 363 m<sup>3</sup> (aproximadamente 90 t).

- **Silos de almacenamiento de grano**

Capacidad: Seis de 9756 m<sup>3</sup> (en total 46500 toneladas).

**Tabla 19: Características silo de grano**

Modelo	Ø Silo (mm)	Alt. Cil. (mm)	Alt. Total (mm)	Capac. (m3)	Capac. (Tn)
GB 66-95/26*	20.010	29.111	34.996	9756	7756

Fuente: Prado

Características:

Tienen cimentación de hormigón de base plana o cónica. Se emplean para el almacenamiento de grandes cantidades de grano.

Incorporan techos autoportantes de 30° y 35°, para adaptarse al talud del grano y optimizar la capacidad de almacenamiento del silo.

Incluyen controles de temperatura, sistemas de aireación con sus ventiladores incluidos.

## 8.5.2 Molienda

- **Silos de diario**

Capacidad: Dos de 541 m<sup>3</sup> de volumen útil.

**Tabla 20: Características silo de diario**

Modelo	Ø Silo (mm)	Alt. Cil. (mm)	Alt. Total (mm)	Capac. (m3)	Capac. (Tn)
GB 24-40/11	7.277	12.347	14.446	541	430

Fuente: Prado

- **Líneas de molienda**

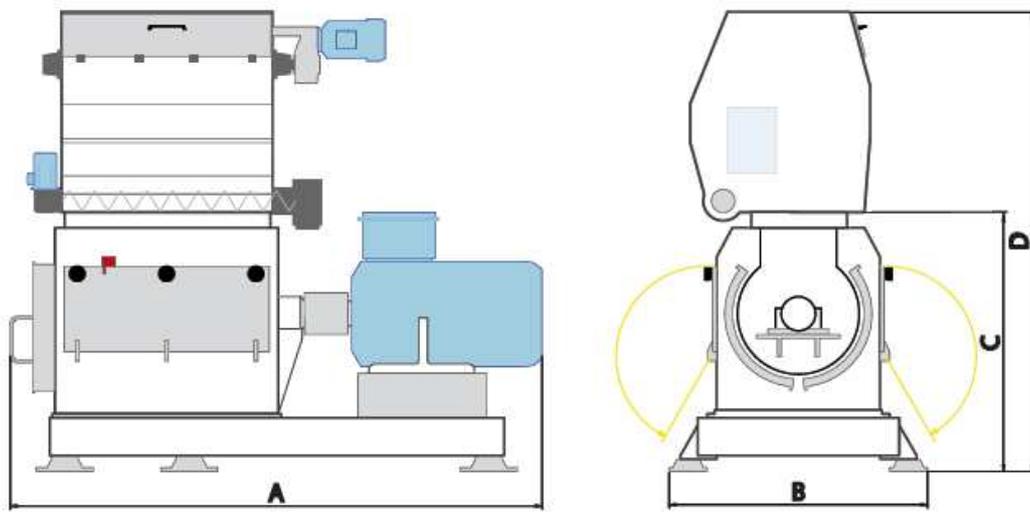
Capacidad: Cuatro líneas de molienda de 27 t/h.

- **Molinos**

Características del modelo RMPF:

- Extracción manual de las rejillas, ayudado por cilindros neumáticos.
- Con 2 sentidos de rotación.
- Velocidad de rotación hasta 3600 rpm.
- Áreas útiles de rejillas de 0,45 a 2,20 m<sup>2</sup>.
- Cambio rápido de los martillos por inclinación.
- Cambio de rejillas con el molino en marcha.
- Control continuo de temperaturas de cojinetes y cámara de molienda.
- Panel de alimentación orientable.
- Cámara de molienda equipada de placas de blindaje ranuradas y contramartillos.
- Cumple normativa ATEX.

Figura 21: Esquema de molinos de martillos



Fuente: Stolz

Tabla 21: Características molinos de martillos

Tipo	Potencia	Masa molino Con motor y ABMS	Cantidad de marti- llos	Área útil de rejillas (m <sup>2</sup> )	Dimensiones (mm)			
	(kW)				A*	B	C	D
RM 14	45/75	3200	52	0,70	2150	1360	1360	2430
RM 16	75/110	3750	72	1,00	2435	1360	1360	2430
RM 18	90/132	4150	92	1,25	2615	1360	1360	2430
RMP 110	110/160	4550	112	1,50	2800	1360	1360	2430
RMP 114	180/250	5800	152	2,00	3595	1455	1415	2485
RMP 116	200/355	6900	168	2,20	3740	1455	1415	2485

\*Dimensión A indicativa con motor estándar.

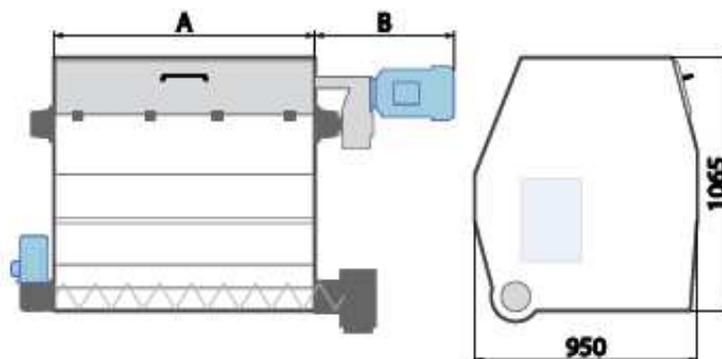
Fuente: Stolz

Para la capacidad de trabajo de las líneas de molienda, se elegirá el modelo RMP 110. 4 en total (1 por cada línea).

- Rejillas: Para la industria del biocombustible, rejillas de 2 mm ó 9 mallas.
- Alimentación: Tipo ABMS. Características:
- Separador magnético con cilindro neumático, con mando automático o remoto por el operador.
- Eliminación de las partículas pesadas, particularmente las piedras y metales no metálicos.
- Calidad de alimentación del molino permitiendo un desgaste idéntico de las rejillas y de los martillos a lo largo del rotor.

- Prolongación del periodo de utilización de las rejillas y martillos del molino por una alimentación regular y homogénea.
- Montaje con silent-bloc en el molino.

**Figura 22: Esquema de distribuidores ABMS**



Fuente: Stolz

**Tabla 22: Características de distribuidores ABMS**

Tipo	Potencia (kW)	Masa (kg)	Dimensiones (mm)	
			A	B
ABMS 4	1,5	530	574	530
ABMS 6	1,5	590	754	530
ABMS 8	1,5	650	934	530
ABMS 10	1,5	720	1114	530
ABMS 14	2,2	840	1484	610
ABMS 16	2,2	900	1629	610

Fuente: Stolz

Para la capacidad de trabajo de las líneas de molienda, se elegirá el modelo ABMS 10. 4 en total (1 por cada línea).

### 8.5.3.- Planta de alcohol deshidratado

- **Tanques de licuefacción**

Capacidad: Tres tanques. Capacidad total del sistema de 206 m<sup>3</sup>/h.

Características: Los tanques de licuefacción son de acero inoxidable, tienen alturas entre los 15 y 21 m y pesos entre 25 y 39 toneladas, con un diámetro exterior de 4 m.

- **Tanques de fermentación y sacarificación**

Capacidad: Seis tanques. Capacidad total del sistema de 206 m<sup>3</sup>/h.

- **Tanque de acondicionamiento de levadura**

Capacidad: Dos tanques de propagación de 105 t de capacidad.

- **Columnas de destilación**

Capacidad del sistema: 25 m<sup>3</sup>/h.

Características: 4 columnas de destilación. Las columnas, con alturas que varían entre 25 y 38 m y pesos entre los 40 y 80 toneladas, están construidas en acero inoxidable AINSI 304, con diámetro exterior entre 2,2 y 3,2 m. Estas columnas, para destilar los diferentes compuestos, y separarlos de bioetanol, llevan en su interior una serie de bandejas, la mayor de todas alberga en su interior 90 unidades, con el fin de separar unos componentes químicos de otros.

- **Columnas de deshidratación (Tamiz molecular)**

Capacidad del sistema: 25 m<sup>3</sup>/h.

- **Sistema de limpieza in situ (CIP)**

Capacidad del sistema: 143,83 m<sup>3</sup>/h.

- **Almacenamiento de producto acabado (BIOETANOL)**

Capacidad: 3 silos de techo geodésico de membrana flotante de 3.000 m<sup>3</sup> de capacidad de almacenamiento.

Características: Diseño bajo la norma API 650. Material: Acero inoxidable.

Aislamiento: Primera capa de pintura tipo epóxido fenólico holding primer 75 micras. Segunda capa de pintura tipo epóxido fenólico 320 micras. Protección catódica con corriente impresa.

Los accesorios de instrumentación son los siguientes:

- Interruptores de nivel: Para prevenir rebosamiento de producto.
- Medidor de nivel tipo radar: Para determinar volumen de producto almacenado.
- Transmisor de presión: Utilizado en combinación con radar y sensor de temperatura para análisis del nivel de líquido almacenado en el tanque.
- Sensor de temperatura: Utilizado en combinación con radar y medidor de presión para análisis del nivel de líquido almacenado en el tanque.

- **Almacenamiento de desnaturalizante.**

Capacidad: 110 m<sup>3</sup>.

Características: Diseñado conforme a norma UL 142. Material: Acero negro.

#### 8.5.4.- Unidad de producción de DDGS

- **Centrífuga**

Capacidad: 165 t/h.

Características técnicas (basados en modelo SG2-700 de Alfa-Laval):

- Diámetro de la cesta: 650 mm.
- Máxima velocidad del rotor: 3100 rpm.
- Fuerza gravitatoria máxima: 3500 G.

- Peso máximo: 6500 kg.
- Potencia: 168 kW
- Nivel de presión acústica: 89 dB.

- **Evaporador**

Capacidad: 70 t/h.

Características: Tipo TVR.

La recompresión térmica de vapor (TVR) tiene lugar a lo largo de una o más etapas utilizando vapor a media o alta presión en un eyector que recicla una porción del vapor del separador y mezclándolo con el vapor a presión. Esta mezcla se utiliza para calentar la primera etapa de la evaporación. El consumo de vapor del sistema TVR varía entre 0,3-0,7 kg de vapor a presión por cada kg de agua evaporada dependiendo del número de etapas durante la recompresión. Este diseño implica menores costes de maquinaria pero mayor presión de vapor.

- **Secaderos**

Capacidad: 68 t/h.

Características: Concepto rotativo tubular.

El elemento central de este sistema es el haz de tubos calentado por vapor. Estos secan el producto girando en el interior una cubierta firme. El producto está sólo en contacto con los tubos, no con el vapor caliente a media presión. Estos secaderos se usan para productos verticales que no se puedan pegar a los tubos o tiendan a obstruir a las temperaturas requeridas para el secado, condicionando así el proceso (hasta 180 °C de temperatura del vapor). Dependiendo las propiedades del material, muchos materiales pueden hacerse verticales mezclándolos con materiales que previamente han sido secados (reciclado).

- **Líneas de peletización**

Capacidad: 3 líneas de 16,5 t/h.

Características: compuestas de una tolva pulmón, un preparador doble, una prensa y un enfriador vertical con dos filtros encastrados y dos ventiladores (siendo el enfriador vertical común para las tres líneas de peletización).

- **Acondicionador horizontal de larga duración**

Características:

- Recalentamiento con cable eléctrico
- Aislamiento térmico de la estructura
- Incorporación de líquidos
- Sensores de temperatura
- Fabricación de acero inoxidable

**Tabla 23: Características de acondicionadores horizontales**

Modelos	Longitud	Anchura	Altura	Diámetro	Longitud útil	Potencia	Velocidad (50 Hz)
	mm	mm	mm	mm	mm	kW	rpm
<b>MLD 550</b>	3150	900	1000	550	2450	18,5	70
<b>MLD 680</b>	3700	1100	1160	680	3000	30	60

Fuente: Stolz

Se utilizarán 3 acondicionadores del modelo MLD 550 (uno para cada línea).

- **Prensa Alliance**

Características:

- Accionamiento por transmisiones dobles con correas permitiendo la modulación de la velocidad de la matriz según el tipo de producto (desde 3,8 hasta 6,7 m/s).
- Nivel de vibración limitado: garantiza la longevidad de la prensa.
- Construcción compacta facilitando la sustitución de una prensa existente.
- Amortiguamiento de choques en el caso de sobrecarga súbita.
- Nivel acústico bajo.
- Limpieza limitada y fácil.
- Riesgo de contaminación limitado.
- Sistema central de la prensa muy ancho para asegurar una mayor longevidad de los rollos y de la matriz y también mejorar la comodidad del mando.

**Tabla 24: Características de prensas para peletización**

Modelos	Ø Matriz	Anchura matriz / efectiva	Potencia motor	Velocidad motor	Velocidad matriz	Velocidad lineal	Area de trabajo	Rendimiento approx
	mm	mm	kW	rpm	rpm	m/s	dm <sup>2</sup>	rpm
<b>Alliance 80-22</b>	800	347/220	250	1500	91/154	3,8/6,5	55	10 a 21
<b>Alliance 80-25</b>	800	347/250	315	1500	91/154	3,8/6,5	63	12 a 24
<b>Alliance 90-25</b>	900	381/250	315	1500	81/138	3,8/6,5	71	15 a 27
<b>Alliance 90-28</b>	900	381/280	355	1500	81/138	3,8/6,5	79	18 a 30
<b>Alliance 90-31</b>	900	381/310	355	1500	81/138	3,8/6,5	87	20 a 33

Fuente: Stolz

Se utilizarán 3 prensas Alliance del modelo 90-25 (una para cada línea).

- **Enfriador vertical a contracorriente**

Características:

- Primero en entrar, primero en salir (FIFO)
- Tasa de relleno optimizada
- Regularidad de los flujos
- Fiabilidad y sencillez
- Dominio de los tiempos de residencia y temperaturas
- Optimización dinámica de las superficies de intercambio

Tabla 25: Características enfriadores verticales a contracorriente

Modelos	Longitud	Anchura	Superficie	Producción teórica (t/h) (P.E. 0.60)				
	mm	mm	m <sup>2</sup>	Gránulos Ø2 mm	Gránulos Ø3,5 mm	Gránulos Ø6 mm	Gránulos Ø8 mm	Gránulos Ø10 mm
RCCS 9x8	900	900	0,8	2,7	2,2	1,7	1,4	1,2
RCCS 19x17	900	1900	1,70	5,8	4,7	3,7	3,1	2,6
RCCS 19x26	1400	1900	2,60	9,4	7,7	6,0	5,0	4,2
RCCS 19x36	1900	1900	3,60	13,0	10,6	8,3	6,9	5,8
RCCS 19x45	2400	1900	4,50	18,0	14,7	11,6	9,5	8,1
RCCS 19x55	2900	1900	5,50	22,0	18,0	14,1	11,6	9,9
RCCS 22x64	2900	2200	6,40	25,6	20,9	16,5	13,6	11,5
RCCS 22x78	3525	2200	7,75	31,0	25,4	19,9	16,4	14,0
RCCS 28x88	3200	2740	8,75	35,0	28,6	22,5	18,5	15,8
RCCS 28x100	3840	2740	10,00	40,0	32,7	25,7	21,2	18,0
RCCS 29x125	4320	2880	12,5	50	41	44	26,5	22,5
RCCS 29x135	4720	2880	13,5	54	44	35	28,6	24,3
RCCS 29x170	6000	2880	17	68	56	43,7	36	30,6

Fuente: Stolz

Se utilizarán 3 enfriadores verticales modelo RCCS 19x45, acordes a la capacidad de trabajo de las líneas de pelletizado (uno para cada línea).

- **Línea de transporte neumático**

Capacidad: 33 t/h.

- **Transportador de cadenas**

Capacidad: Tres de alimentación de 16,5 t/h y uno de transporte de pellets terminados de 33 t/h.

Características: Ver 1.3.

- **Elevador de cangilones**

Capacidad: 33 t/h.

Características: Ver 1.4.

### 8.5.5.- Auxiliar

- **Unidad de aire comprimido**

Compresor de aire.

Modelo del compresor: C1000 127-212 m<sup>3</sup> min /4500-7500 cfm.

Especificaciones técnicas:

**Tabla 26: Características del modelo de compresor**

Presión (barg / psig)	Potencia nominal (kW / hp)	Flujo (m <sup>3</sup> min / cfm)	Largo (cm / in)	Ancho (cm / in)	Alto (cm / in)	Peso (kg / lbs)
3.4-10.3 / 50-150	500-1100 / 700-1500	127-212 / 4500-7500	430 / 170	220 / 90	270 / 110	18,180 / 40,000

Fuente: Ingersoll Rand

- **Calderas**

Capacidad: Tres calderas pirotubulares de 30000 kg de capacidad.

Características: El cuerpo de caldera, formado por un cuerpo cilíndrico de disposición horizontal, incorpora interiormente un paquete multitubular de transmisión de calor y una cámara superior de formación y acumulación de vapor. La circulación de gases se realiza desde una cámara frontal dotada de brida de adaptación, hasta la zona posterior donde termina su recorrido en otra cámara de salida de humos.

#### 8.5.6.- Tratamiento de aguas

- **Aguas de proceso**

- **Pre tratamiento**

Capacidad: 286 m<sup>3</sup>/h.

- **Equipo osmotizador**

Capacidad: 62,5 m<sup>3</sup>/h.

- **Torres de refrigeración**

Modelo: 6 torres de refrigeración de tiro inducido y flujo en contracorriente. 6 RM-7284 (SD) 3,6 SPP.

Características:

- Calor a disipar: 53203000 kcal/h.
- Caudal de agua a refrigerar: 6410 m<sup>3</sup>/h.
- Temperatura de agua caliente: 35,8 °C.
- Temperatura de agua fría: 27,5 °C.

- **Grupo mecánico**

Características: 6 grupos compuestos por un motor eléctrico de 92 kW, transmisión, seductor y ventilador de diámetro 4,9 m.

Difusor que comprende anillo de rodadura del ventilador construido en poliéster reforzado con fibra de vidrio.

#### 8.5.8.- Tratamiento de residuos

- **Tratamiento de aguas de vertido**

Capacidad: Dos líneas de tratamiento de 16 m<sup>3</sup>/h.

La línea de tratamiento de agua consta de los siguientes elementos:

- Balsa de laminación.
- Bombeo a tamizado.
- Tamizado.
- Flotador (DAF).
- Tanque de homogeneización aireado.
- Bombeo a tratamiento biológico.
- Reactor biológico aerobio con zona anóxica.
- Decantador secundario.
- Bombeo de recirculación de lodos al reactor biológico.
- Bombeo a filtro de arena.
- Filtro de arena.
- Vertido del caudal tratado.

- **Tratamiento de lodos**

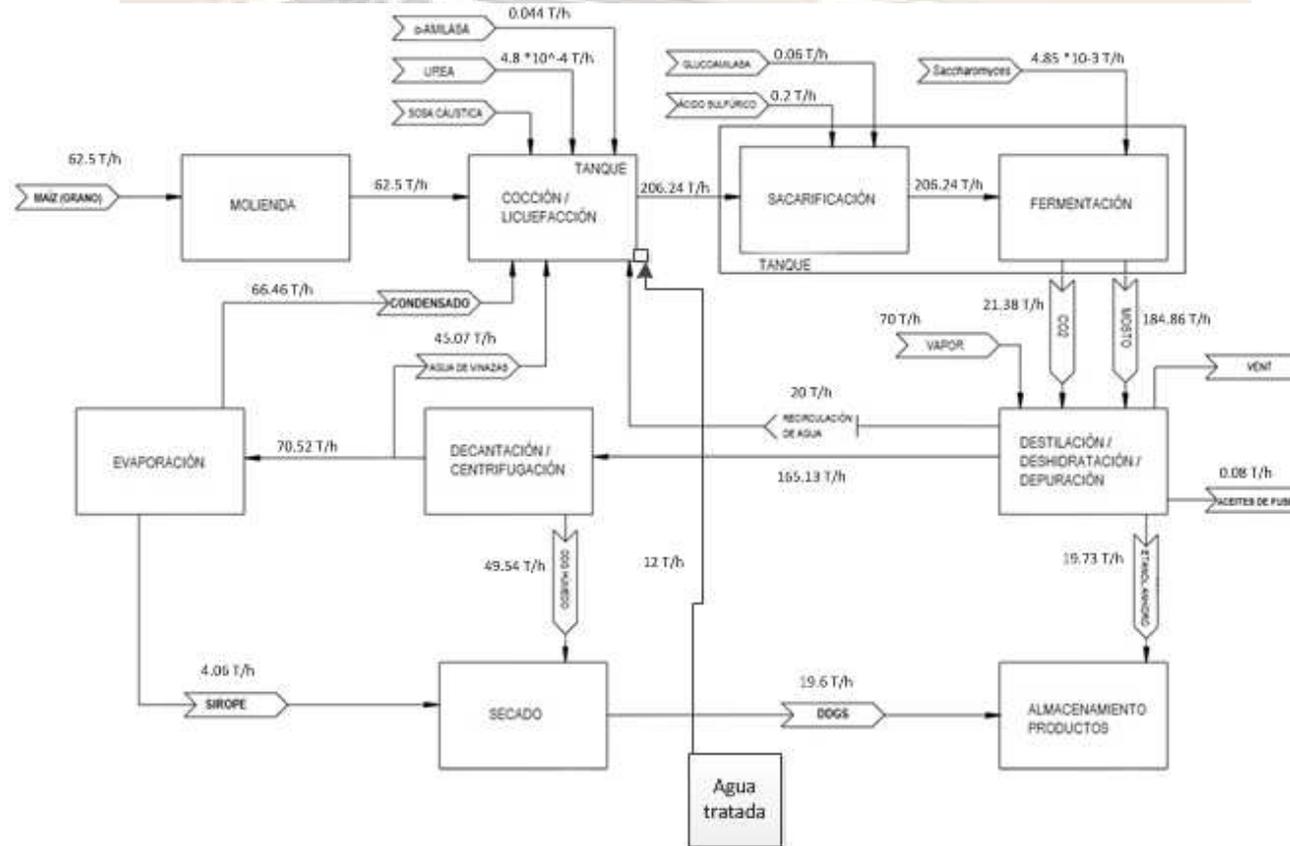
La línea de tratamiento de lodos cuenta con los siguientes elementos:

- Bombes de purga de lodos desde flotador y decantador secundario.
- Espesador.
- Bombeo de alimentación a centrífuga.
- Centrífuga.
- Equipo de dosificación de polielectrolito.



8.6 Balance másico de la Planta de Bioetanol.

Figura 23: Balance másico de la planta de bioetanol



Fuente: Elaboración propia

## 8.7 Balance de energía

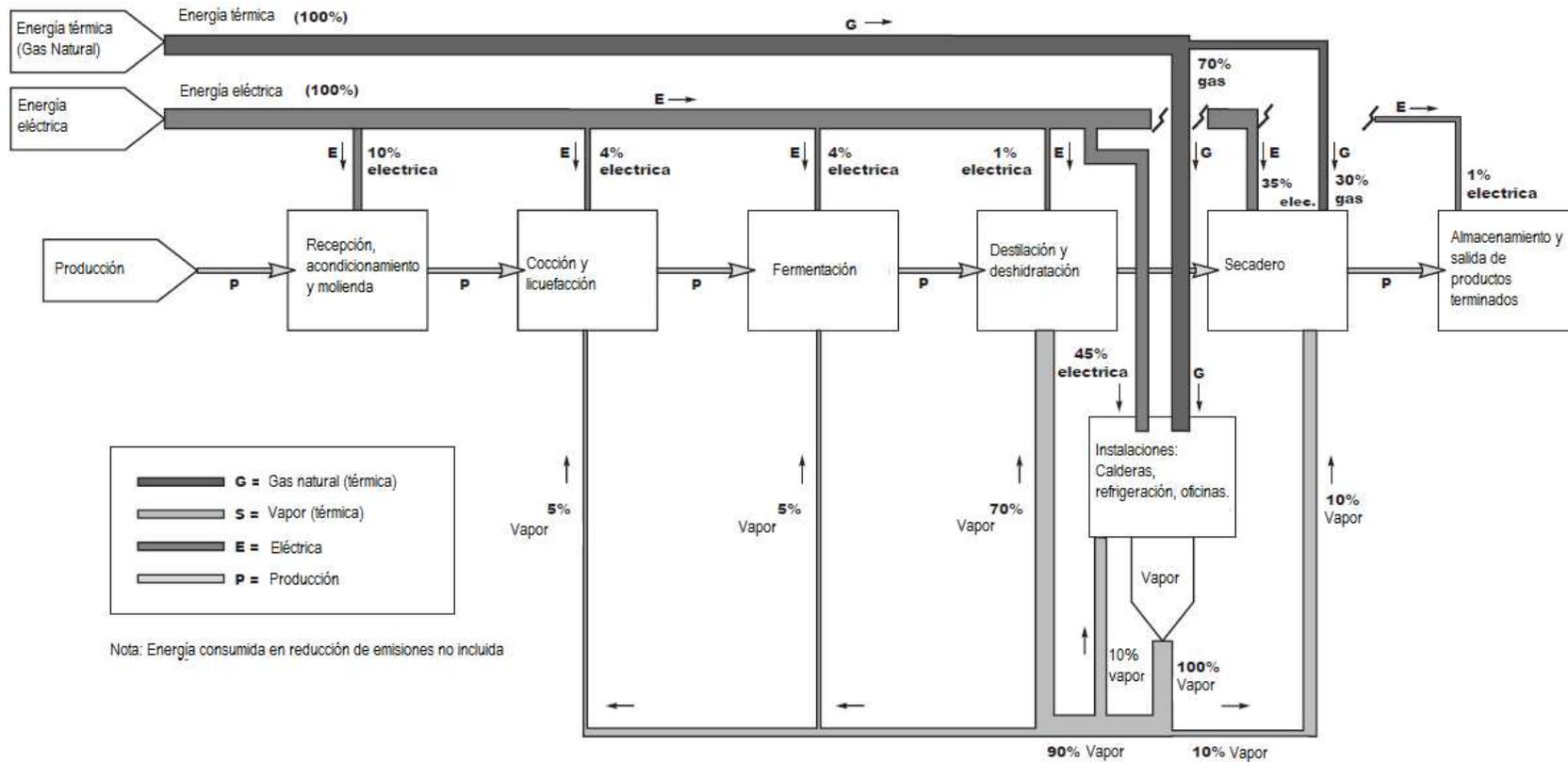
El principal consumo de energía se produce en los procesos de destilación/deshidratación y en los secaderos, seguido del proceso de cocción/licuefacción. La cocción es un proceso que requiere inyección de vapor directo utilizando una combinación de calor, tiempo y enzimas para licuefactar el almidón. Los sistemas de transferencia indirecta de calor se han probado con escaso éxito. Los sistemas de destilación en plantas de etanol incluyen las columnas de stripping y rectificación, produciendo alcohol a una concentración cercana al azeotrope de 95,6% de etanol en peso. En muchas destilerías, estas columnas se calientan por vapor directo mientras que en las plantas de bioetanol se usan re-hervidores (reboilers). Estos re-hervidores eliminan la solución del mosto asociada al vapor directo y también permiten la recaptura del condensado limpio y caliente por el sistema.

La purificación/deshidratación de la mezcla agua-alcohol tras la destilación desde 192 a 200 (proof) se consigue utilizando la tecnología de tamices moleculares, la cual requiere de energía térmica para evaporar la alimentación al tamiz y luego más energía para sobrecalentar el vapor por encima de 300°F, antes de entrar en el tamiz. Algo de energía se puede ahorrar enviando el vapor que sale por arriba de la columna de rectificación directo hacia el sobre calentador del tamiz sin que primero haya que condensar el vapor de la columna de rectificación. Sin embargo, combinando el proceso continuo de rectificación con el proceso “batch” de los tamices puede presentar problemas a la hora de operar la planta en lo que a control se refiere.

Los secaderos utilizan energía térmica para hervir y/o secar las vinazas, eliminando el agua condensada en el evaporador y vapor en los secadores. Dependiendo del equipamiento de los secaderos, varias combinaciones de vapor, gas natural, propano o fuel oil se usan para proporcionar esa energía térmica. Las zonas de grandes consumos de energía eléctrica dentro de la planta de etanol se concentran en la instalaciones/utilities, como aire acondicionado, compresores de aire, torres de refrigeración, ventiladores de calderas, etc. Si el evaporador usa un sistema de recompresión mecánica de vapor, entonces el secadero se convierte en el mayor sumidero de energía eléctrica.

Las unidades de procesado de grano y molienda utilizan cantidades importantes de energía dependiendo del uso de sistemas neumáticos así como de la complejidad de la recepción de grano, almacenamiento, transferencia y sistemas de molienda.

Figura 24: Esquema de balance energético



Fuente: Alcohol Textbook

### 8.7.1 Energía eléctrica

**Tabla 27: Consumo de energía eléctrica de la planta de bioetanol**

CONSUMOS PARA PLANTA DE 200 MILLONES DE LITROS DE ETANOL AL AÑO			TRIGO	MAIZ
<b>Capacidad Planta</b>	200.000.000	l/año		
<b>Funcionamiento Planta</b>	8000	h/año		
<b>Energía con DDGS</b>	con DDGS/Vinaza	kWh/año	70.000.000,00	
	con DDGS/Vinaza	kWh/día	210.000,00	
<b>Potencia con DDGS</b>	con DDGS/Vinaza	kWh/h	8.750,00	

Fuente: Elaboración propia con información del proveedor

**Tabla 28: Consumos de energía eléctrica por secciones de la planta de bioetanol**

Elemento	Potencia (kW)	Consumo diario (kWh/día)	Consumo anual (kWh/año)	%
Recepción y molienda	875	21000	7000000	10
Cocción y licuefacción	350	8400	2800000	4
Fermentación y sacarificación	350	8400	2800000	4
Destilación y deshidratación	87,5	2100	700000	1
Instalaciones (Calderas, aire comprimido, refrigeración y electricidad)	3937,5	94500	31500000	45
Secadero	3062,5	73500	24500000	35
Post-procesamiento producto	87,5	2100	700000	1

Fuente: Elaboración propia en base a información del proveedor

## 8.7.2 Energía térmica

**Tabla 29: Consumo de vapor de la planta de bioetanol**

CONSUMOS PARA PLANTA DE 200 MILLONES DE LITROS DE ETANOL AL AÑO			TRIGO	MAIZ
<b>Capacidad Planta</b>	200.000.000	l/año		
<b>Funcionamiento Planta</b>	8000	h/año		
<b>Vapor con DDGS</b>	con DDGS/Vinaza	kg/año	790.000.000,00	
	con DDGS/Vinaza	kg/h	98.750,00	
	con DDGS/Vinaza	kg/s	27,43	

Fuente: Elaboración propia en base a información del proveedor

**Tabla 30: Consumo de vapor por sección de la planta de bioetanol**

Elemento	Consumo horario (kg/h)	Consumo diario (kg/día)	Consumo anual (kg/año)	%
Recepción y molienda	0	0	0	0
Cocción y licuefacción	4937,5	118500	3950000	5
Fermentación y sacarificación	4937,5	118500	3950000	5
Destilación y deshidratación	69125	1659000	5530000	70
Instalaciones (Calderas, aire comprimido, refrigeración y electricidad)	9875	237000	7900000	10
Secadero	9875	237000	7900000	10

Fuente: Elaboración propia en base a información del proveedor

## 8.8 Balance de agua

La mayoría de los outputs de agua de una destilería (excepto aquellos destinados a torres de refrigeración) se reciclan dentro de la planta, y por otra parte, los compuestos orgánicos contenidos en esas aguas, por lo tanto, no se desechan al medio natural ni a masas de agua si tienen un impacto considerable en la DBO y DQO del medio.

Para una planta de bioetanol con sistema de molienda seca, en la sección de cocción y licuefacción o bien en la de fermentación, ya que ahí circula el producto de la primera sección, las aguas se reincorporan en una nueva mezcla.

El input de agua que entra a partir del grano depende del contenido en humedad del mismo. Esto es fácil de cuantificar. Generalmente la harina tendrá un contenido de humedad entre el 10-15%. Otros inputs más importantes que el anterior serían el agua reciclada proveniente del “backset” (parte de las vinazas claras) separado en la decantadora centrífuga, el agua de lavado de CO<sub>2</sub> de la sección de los fermentadores, el agua proveniente reciclada del fondo de las columnas de stripping, del agua de reciclado del metanizador (en la planta de estudio no hay metanizador), y del agua del pozo (parte del agua tratada).

Otros inputs de menor importancia constituyen la adición de enzimas (alfa y glucoamilasas), así como urea (nutriente de levadura) y la levadura. Estos inputs son despreciables para el balance general.

**Tabla 31: Consumo de agua de la planta de bioetanol**

CONSUMOS PARA PLANTA DE 200 MILLONES DE LITROS DE ETANOL AL AÑO			TRIGO	MAIZ
<b>Capacidad Planta</b>	200.000.000	l/año		
<b>Funcionamiento Planta</b>	8000	h/año		
<b>Agua del proceso</b>		m <sup>3</sup> /año		1.150.202,38
		m <sup>3</sup> /h		143,78
		m <sup>3</sup> /s		0,04
<b>Agua de torres de refrigeración</b>		m <sup>3</sup> /año		782.137,62
		m <sup>3</sup> /h		97,77
		m <sup>3</sup> /s		0,03

Fuente: Elaboración propia con información del proveedor

**Tabla 32: Consumo de agua por secciones de la planta de bioetanol**

Elemento	Consumo horario (m3/h)	Consumo diario (m3/día)	Consumo anual (m3/año)	gpm	%
Torres de refrigeración	97,77	2346,41	<b>782137,62</b>		
Evaporador de condensado	66,47	1595,28	220356,39	121,28	46,23%
Columna de stripping	20,03	480,78	160259,19	88,20	13,93%
Agua de vinazas (decantación)	45,07	1081,75	360583,19	198,45	31,35%
Agua tratada	12,20	292,80	16025,92	8,82	8,49%
Agua de proceso (a tanque de licuefacción)	143,78	3450,61	<b>1150202,38</b>	632,84	100,00 %
Agua de calderas (recirculación)			<b>79000,00</b>		
Sistema de limpieza CIP	<b>0,75</b>	<b>18,03</b>	<b>6009,72</b>	3,31	

Fuente: Elaboración propia en base a información del proveedor



## 8.9 Sistema de Cogeneración

La directiva 2009/28 ha marcado ciertos criterios de sostenibilidad para la producción de biocarburantes siendo uno de ellos la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. La directiva exige una reducción mínima de 35% que se elevara a 50% en el 2017 y a 60% en el 2018 para las instalaciones que entren en funcionamiento el 2017.

La producción de bioetanol con un sistema de cogeneración es una tecnología necesaria para cumplir dicho criterio de sostenibilidad y al mismo tiempo mejorar la eficiencia energética del proceso. En el anexo V de la directiva se establecen algunos valores por defecto de reducción de gases de efecto invernadero dependiendo la materia prima para la producción de bioetanol y la tecnología de suministro energético en el proceso. A continuación se muestra los valores típicos y valores por defectos que plantea la directiva en el caso del bioetanol.

**Tabla 33: Valores típicos y valores por defecto para los biocarburantes producidos sin emisiones netas de carbono**

Proceso de producción del biocarburante	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, valores típicos	Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, valores por defecto
Etanol de remolacha azucarera	61 %	52 %
Etanol de trigo (combustible de proceso no especificado)	32 %	16 %
Etanol de trigo (lignito como combustible de proceso en instalaciones de cogeneración)	32 %	16 %
Etanol de trigo (gas natural como combustible de proceso en caldera convencional)	45 %	34 %
Etanol de trigo (gas natural como combustible de proceso en instalaciones de cogeneración)	53 %	47 %
Etanol de trigo (paja como combustible de proceso en instalaciones de cogeneración)	69 %	69 %
Etanol de maíz, producción comunitaria (gas natural como combustible de proceso en instalaciones de cogeneración)	56 %	49 %
Etanol de caña de azúcar	71 %	71 %

Fuente: Directiva 2009/28

Como puede verse, un sistema de cogeneración reduce las emisiones de gases de efecto invernadero más de 10% adicional que un sistema de caldera convencional. Como ya se dijo, también mejora la eficiencia energética del proceso al producir simultáneamente 2 tipos de energía: energía eléctrica a la planta y calor para la producción de vapor, insumo necesario en la producción de bioetanol.

A continuación se dimensiona el sistema de cogeneración para la planta de bioetanol del proyecto.

### 8.9.1 Demanda de Calor

El primer paso en el dimensionamiento es determinar la demanda de calor del proceso productivo según el consumo y condiciones de vapor demandado por la planta. La planta de bioetanol demanda vapor en condiciones de presión de 13 bar. De la tabla 29 se sabe que se requiere un caudal de vapor de 27.43 kg/s durante las 8000 horas de funcionamiento de la planta de bioetanol.

De las tablas de vapor se sabe que la temperatura de saturación a 13 bar son 194.81°C y la entalpía es de 2786.56 kJ/kg. Sabiendo que el agua entra en el economizador de la caldera a una temperatura de 80°C se puede calcular la demanda de calor al proceso según la siguiente fórmula:

$$DC = m \times (h_{vs} - h_{aee})$$

Dónde:

DC=Demanda de calor de la planta

m= caudal de vapor saturado a la salida de la caldera en kg/s

h<sub>vs</sub>= Entalpía de vapor saturado

h<sub>aee</sub>= Entalpía del agua a la entrada del economizador.

La entalpía del agua a la entrada del economizador se calcula multiplicando el calor específico del agua (C<sub>p</sub>= 4.2 kJ/kg°C) por la temperatura a la que entra el agua en el economizador de la caldera (80°C) obteniéndose una entalpía de 336 kJ/kg

Por tanto la demanda de calor sería:

$$DC = 27.43 \frac{kg}{s} \times (2786.56 - 336) \frac{kJ}{kg} = 67220.22 kW$$

### 8.9.2 Selección del tipo de combustible.

Para cogenerar, es posible utilizar residuos agrícolas como la paja, quemándola en una caldera, de tal manera que al producirse vapor éste se expanda en una turbina de vapor que a su vez moverá un alternador generando energía eléctrica. El vapor expandido posteriormente es adaptado a las condiciones de presión y temperatura que demanda la planta de bioetanol.

Otra alternativa es producir biogas a partir de los restos agrícolas y utilizarlo en un motor o turbina de gas, también puede utilizarse directamente combustibles convencionales como el Gas Natural de igual forma en motores o turbinas de gas produciendo energía eléctrica y aprovechando los gases calientes de combustión para la producción de vapor. La utilización de GLP, Gasoil, Fueloil, lignito no se considerarán por sus altos niveles de emisiones.

La mejor alternativa de combustible es el gas natural ya que es más barato que el biogas y tiene una mayor garantía de suministro que los residuos agrícolas que cuentan con una difícil logística de recogida y transporte hasta la planta de bioetanol.

### 8.9.3 Selección del tipo de Planta de Cogeneración

Al referirse al tipo de planta de cogeneración se habla del tipo de elemento motor, que para este caso al ser gas natural el combustible podría utilizarse una turbina de gas que es un elemento de combustión externa, motores de combustión interna. La turbina de vapor no se tomara en cuenta por presentar rendimientos muy por debajo de los anteriores dos mencionados.

Como se dijo anteriormente la planta demanda 27.43 kg/s de vapor a 13 bar equivalentes a 67.2 MW térmicos.

Los rendimientos eléctricos de una turbina de gas son menores que los de los motores pero disponen de una sola fuente de recuperación de calor y además de alta temperatura.

En las siguientes graficas puede compararse la distribución de energía térmica y su nivel térmico en instalaciones con turbina de gas y con motores.

**Figura 25: Diagrama de flujo energético de una planta de cogeneración con turbina de gas**



Fuente: Cogeneración: Diseño, Operación y mantenimiento de plantas, Diego Fraile, Santiago García

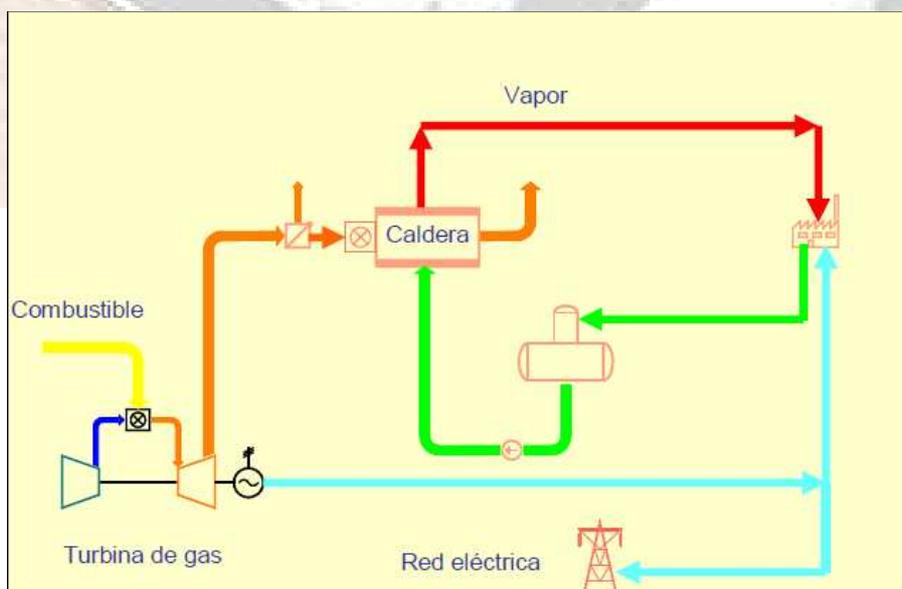
Figura 26: Diagrama de flujo energético de una planta de cogeneración con motor de gas



Fuente: Cogeneración: Diseño, Operación y mantenimiento de plantas, Diego Fraile, Santiago García

Como se ve en las figuras, el aprovechamiento térmico se hace más fácil en una instalación de gas. Por otra parte para alcanzar la cantidad de calor demandada, harían falta varios motores y como consecuencia mayor inversión. Por todo lo anterior el elemento motor elegido será la turbina de gas que además presenta menores costes de mantenimiento. A continuación se muestra el diagrama básico del proceso.

Figura 27: Diagrama- Cogeneración con turbina de gas



Fuente: Aspectos Tecnológicos de la cogeneración, Diego fraile

### 8.9.4 Determinación del potencial de cogeneración

El potencial de cogeneración puede determinarse a partir de la fórmula del rendimiento eléctrico equivalente, que como mínimo debe ser del 59% en plantas de cogeneración con turbina de gas. Como se pretende que la planta sea calificada como de alta eficiencia, se necesitara un REE de 69%, pero para asegurarse el cumplimiento de este rendimiento, se calculará el potencial de cogeneración en base a un REE de 71%. Obteniéndose:

$$E = \frac{\eta_e \times REE \times V}{0.9 \times (REE - \eta_e)} = \frac{0.30 \times 0.71 \times 67.2 \text{ MW}}{0.9 \times (0.71 - 0.30)} = 51.56 \text{ MW}$$

Una vez determinado el potencial de cogeneración se debe evaluar diferentes turbinas que estén en este rango, la planta de cogeneración no podrá superar los 50MW de potencia ya que se pretende entrar en el grupo a.a.1 y vender la electricidad en régimen especial.

### 8.9.5 Elección de la turbina de gas

En el mercado existen muchos fabricantes de turbinas destacándose General Electric (GE), Siemens, Rolls Royce y Pratt entre otros, estos presentan una amplia gama de turbinas de gas en el rango de potencia que la planta de bioetanol necesita. En la siguiente tabla se muestran diferentes modelos de turbinas de gas para el rango de 30-50MW, a su vez se detalla las prestaciones técnicas necesarias para la correspondiente evaluación, gracias a la información facilitada por los diferentes fabricantes.

**Tabla 34: prestaciones técnicas de las turbinas de gas en el rango de 30-50 MW**

TURBINAS		Potencia	Rendimiento	Gases de Escape		Consumo Combustible
FABRICANTE	MODELO			Caudal	Temperatura	
		KW	%	kg/s	°C	kW
GE	PGT25+ (Aeroderivada)	31 372	41.1	84.3	500	76 330.90
GE	PGT25+G4(Aeroderivada)	34 302	41.2	89.6	510	83 257.28
GE	LM6000*(Aeroderivada)	43 854	43	125	455	101 986.05
GE	MS5002E	32 000	36	102	511	88 888.89
GE	MS5002D	32 580	29.4	141.4	509	110 816.33
GE	MS6001B	43 530	33.3	140	544	130 720.72
SIEMENS	SGT700	31 210	36.4	94	528	85 741.76
SIEMENS	SGT800	47 000	37.5	131.5	544	125 333.33
ROLLS ROYCE	GT61	32 135	39.4	94.3	504	81 560.91
ROLLS ROYCE	H63	42 473	39.3	115.5	482	108 073.79
ROLLS ROYCE	Trent 60 (Aeroderivada)	51 504	42	151.7	444	122 628.57
Pratt&Whitney	FT8	30 446	37	91.17	479.44	82 286.49

Fuente: Elaboración propia en base a catálogos proveedor

El combustible se ha calculado dividiendo la potencia eléctrica de la turbina entre su rendimiento.

Los valores mostrados en la tabla anterior son en condiciones estándar (ISO), es decir a una temperatura ambiente de 15°C, presión atmosférica 1 013 mbar, humedad relativa del aire de 60% y caídas de presión nulas en admisión y escape.

Las prestaciones de las turbinas varían según las condiciones del emplazamiento, dependiendo de la temperatura, presión atmosférica, etc, por esto, es necesario realizar una corrección de las prestaciones a las condiciones del lugar donde estará la planta de Bioetanol. En la siguiente tabla se muestra las correcciones que deben efectuarse.

**Tabla 35: Factores que afectan el comportamiento de las turbinas**

CORRECCIONES CONDICIONES AMBIENTALES					
Altura Emplazamiento (msnm)	659.13	Potencia	Rendimiento	Caudal gases	Consumo Combustible
Presión Atmosférica mbar	943.152655				
Corrección por altura	$\epsilon_A$	0.931		0.931	0.931
Corrección por pérdidas de carga	$\epsilon_P$	0.970		0.985	0.985
Corrección por degradación	$\epsilon_D$	0.980		0.980	

Fuente: Elaboración propia con la colaboración de AESA

Por tanto las prestaciones reales de las turbinas resultaran de aplicar los factores de corrección a las prestaciones técnicas en condiciones ISO como se muestra en la siguiente tabla:

**Tabla 36: Prestaciones técnicas de las turbinas a las condiciones del emplazamiento**

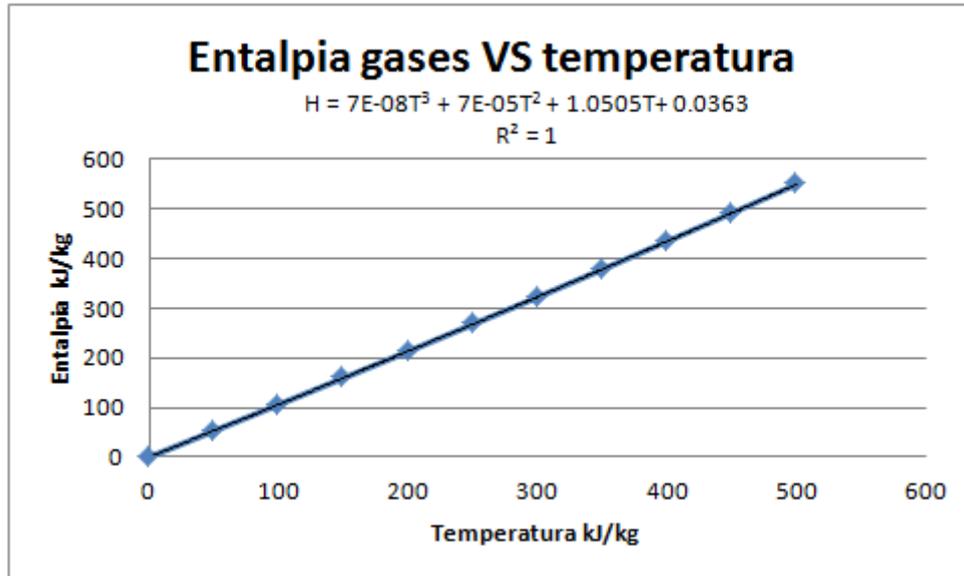
TURBINAS	MODELO	Potencia	Rendimiento	Gases de Escape		Consumo Combustible
				Caudal	Temperatura	
FABRICANTE		KW( e )	%	kg/s	°C	kW
GE	PGT25+ (Aeroderivada)	27 758	41.1	75.74	500	61 918.77
GE	PGT25+G4(Aeroderivada)	30 350	41.2	80.50	510	67 537.37
GE	LM6000*(Aeroderivada)	38 802	43	112.31	455	82 729.94
GE	MS5002E	28 313	36	91.64	511	72 105.67
GE	MS5002D	28 827	29.4	127.04	509	89 892.96
GE	MS6001B	38 515	33.3	125.79	544	106 039.18
SIEMENS	SGT700	27 614	36.4	84.46	528	69 552.75
SIEMENS	SGT800	41 585	37.5	118.15	544	101 668.99
ROLL&ROYS	GT61	28 433	39.4	84.73	504	66 161.30
ROLL&ROYS	H63	37 580	39.3	103.77	482	87 668.25
ROLL&ROYS	Trent 60 (Aeroderivada)	45 570	42	136.30	444	99 474.92
Pratt&Whitney	FT8	26 938	37	81.91	479.44	66 749.88

Fuente: Elaboración propia

Una vez que se tienen las prestaciones corregidas se procede con el cálculo de producción de vapor de cada turbina.

Primeramente se calcula la entalpía de los gases de escape, que en turbinas de gas se comporta según la función mostrada en la siguiente figura:

**Figura 28: Curva Entalpía VS Temperatura de gases de escape en turbinas de gas**



Fuente: Elaboración propia en base a información de COGENERACION: Aspectos tecnológicos, Diego Fraile.

Luego, es preciso calcular la entalpía del agua a la entrada del evaporador de la caldera y la entalpía de los gases a la salida del evaporador. Se considera que la caldera de recuperación tiene un pinch point  $PP=15^{\circ}C$  y un approach point  $AP=10^{\circ}C$ . Como ya se sabe el vapor saturado sale del evaporador de la caldera a una temperatura de  $194.81^{\circ}C$  y dados los parámetros de  $PP$  y  $AP$  el agua líquida entrara al evaporador a una temperatura igual a  $194.81^{\circ}C - 10^{\circ}C (AP) = 184.81^{\circ}C$  y los gases de escape saldrán del evaporador a  $194.81^{\circ}C + 15^{\circ}C (PP) = 209.81^{\circ}C$ .

La entalpía del agua a la entrada del evaporador ( $haee$ ) se calcula de una manera rápida y sencilla según:

$$haee = C_p \times T = 4.2 \frac{kJ}{kg^{\circ}C} \times 184.81^{\circ}C = 776.2 \frac{kJ}{kg}$$

Donde  $C_p$  es el calor específico del agua.

La entalpía de los gases a la salida del evaporador ( $hgse$ ) se calcula de la misma manera que para la entalpía de los gases de escape de turbina obteniéndose:

$$hgse = 7 \times 10^{-8} T^3 + 7 \times 10^{-5} T^2 + 1.0505 T + 0.0363 = 224.17 \frac{kJ}{kg}$$

Ahora, puede calcularse el caudal producido de vapor por cada turbina mediante la siguiente expresión.

$$Qv\left(\frac{kg}{s}\right) = 0.98 \times \frac{0.99 \times Q_{get}\left(\frac{kg}{s}\right) \times (h_{get} - h_{gse})\left(\frac{kJ}{kg}\right)}{(h_v - h_{aae})\left(\frac{kJ}{kg}\right)}$$

Dónde:

$Q_v$ = Caudal de vapor

$Q_{get}$ = Caudal de los gases de escape de la turbina que se multiplican por 0.99 ya que normalmente existe 1% de pérdidas de gases de escape

$h_{get}$ = Entalpía de los gases de escape de la turbina

$h_{gse}$ = Entalpía gases a la salida del economizador

$h_v$ = Entalpía de vapor saturado a 13 bar

$h_{aae}$ = Entalpía del agua a la entrada del evaporador.

Con este caudal se calcula la potencia térmica generada multiplicando: el caudal de vapor producido por la diferencia de entalpías entre el vapor saturado y el agua de alimentación a la caldera (80°C).

Los resultados obtenidos para cada turbina se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 37: Vapor producido por cada turbina**

TURBINAS	MODELO	Potencia	Rendimiento	Gases de Escape		Entalpía gases de escape	Caudal producido de vapor $Q_v$	Producción de vapor
				Caudal	Temperatura			
FABRICANTE		KW(e)	%	kg/s	°C	kJ/kg	kg/s	kW
GE	PGT25+ (Aeroderivada)	27 757.73	41.1	75.74	500	551.54	9.82	24 056.38
GE	PGT25+G4(Aeroderivada)	30 350.18	41.2	80.50	510	563.28	10.81	26 486.36
GE	LM6000*(Aeroderivada)	38 801.72	43	112.31	455	499.10	12.22	29 957.12
GE	MS5002E	28 313.38	36	91.64	511	564.46	12.35	30 256.51
GE	MS5002D	28 826.56	29.4	127.04	509	562.11	17.00	41 653.79
GE	MS6001B	38 515.05	33.3	125.79	544	603.49	18.89	46 291.99
SIEMENS	SGT700	27 614.39	36.4	84.46	528	584.52	12.05	29 527.04
SIEMENS	SGT800	41 585.28	37.5	118.15	544	603.49	17.74	43 481.41
ROLL&ROYS	GT61	28 432.83	39.4	84.73	504	556.23	11.14	27 295.96
ROLL&ROYS	H63	37 579.82	39.3	103.77	482	530.48	12.58	30 839.69
ROLL&ROYS	Trent 60 (Aeroderivada)	45 570.39	42	136.30	444	486.38	14.15	34 674.63
Pratt&Whitney	FT8	26 938.41	37	81.91	479.44	527.49	9.84	24 106.04

Fuente: Elaboración propia

En la tabla se puede apreciar que la turbina no es capaz de suministrar toda la demanda de vapor del proceso, para cumplir dicha demanda se utiliza post combustión que tiene un rendimiento de 100% y ayuda a mejorar el REE.

En la siguiente tabla se muestra el combustible total consumido durante las 8000 horas de funcionamiento de la planta incluyendo la post combustión, y las calderas auxiliares. Es importante mencionar que para que los datos se acerquen más a la realidad se considera que la planta de cogeneración tiene una disponibilidad del 95% y que el 5% restante es cubierto por calderas auxiliares.



**Tabla 38: Combustible total requerido para cubrir la demanda de vapor de la planta de bioetanol**

TURBINAS	MODELO	Caudal producido de vapor Qv	Producción de vapor	Combustible s/p	Caudal de vapor adicional Postcombustión	Combustible Postcombustión	Combustible caldera auxiliar por falta de disponibilidad Cogeneración	COMBUSTIBLE TOTAL PCI	COMBUSTIBLE TOTAL PCS
FABRICANTE		kg/s	kW	kW	kg/s	kWh	kWh	kWh	kWh
GE	PGT25+ (Aeroderivada)	9.82	24 056.38	470 582 654.46	17.61	328 045 193.86	29 875 654.32	828 503 502.63	920 559 447.37
GE	PGT25+G4(Aeroderivada)	10.81	26 486.36	513 284 036.10	16.62	309 577 357.37	29 875 654.32	852 737 047.79	947 485 608.66
GE	LM6000*(Aeroderivada)	12.22	29 957.12	628 747 523.37	15.21	283 199 600.51	29 875 654.32	941 822 778.20	1 046 469 753.56
GE	MS5002E	12.35	30 256.51	548 003 091.17	15.08	280 924 237.86	29 875 654.32	858 802 983.34	954 225 537.05
GE	MS5002D	17.00	41 653.79	683 186 506.77	10.43	194 304 873.24	29 875 654.32	907 367 034.33	1 008 185 593.70
GE	MS6001B	18.89	46 291.99	805 897 789.14	8.54	159 054 553.67	29 875 654.32	994 827 997.13	1 105 364 441.25
SIEMENS	SGT700	12.05	29 527.04	528 600 921.28	15.38	286 468 214.73	29 875 654.32	844 944 790.33	938 827 544.81
SIEMENS	SGT800	17.74	43 481.41	772 684 358.55	9.69	180 415 001.16	29 875 654.32	982 975 014.03	1 092 194 460.03
ROLL&ROYS	GT61	11.14	27 295.96	502 825 869.33	16.29	303 424 365.17	29 875 654.32	836 125 888.82	929 028 765.35
ROLL&ROYS	H63	12.58	30 839.69	666 278 682.00	14.85	276 492 049.98	29 875 654.32	972 646 386.30	1 080 718 207.00
ROLL&ROYS	Trent 60 (Aeroderivada)	14.15	34 674.63	756 009 407.34	13.28	247 346 495.78	29 875 654.32	1 033 231 557.45	1 148 035 063.83
Pratt&Whitney	FT8	9.84	24 106.04	507 299 050.75	17.59	327 667 800.33	29 875 654.32	864 842 505.41	960 936 117.12

Fuente: Elaboración propia

La energía eléctrica generada por la planta de cogeneración se obtiene multiplicando la potencia de la turbina por las horas de funcionamiento de la planta (8000) y por la disponibilidad de la planta de cogeneración (95%)

Con este dato, ahora es posible calcular el rendimiento eléctrico equivalente de cada turbina según la fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{0.9}}$$

Dónde:

E=Energía eléctrica

Q= Combustible sin postcombustión + combustible postcombustión

V= Calor útil = 67.2 MW\*8000h\*95%

También se calcula el rendimiento eléctrico como el cociente entre la energía eléctrica generada (E) y el combustible utilizado (Q), luego está el rendimiento global que es la suma de la energía eléctrica generada (E) más el calor útil (V) dividido entre el combustible (Q).

Para los siguientes cálculos económicos, para mantener una posición conservadora se realiza un ajuste del 66% al REE de la siguiente forma:

$$REE * = 59 \times (REE - 59) \times 66\% = 59 \times (85.65\% - 59) \times 66\% = 76.6\%$$

Los resultados se muestran a continuación:

**Tabla 39: Energía Eléctrica producida, REE, RE, RG**

MODELO	Combustible s/p	Combustible Postcombustión	Energía eléctrica Generada	Producción de vapor Cogeneración	REE	REE corregido 66%	RE	RG
	kWh	kWh	kWh	kWh	%	%	%	%
<b>PGT25+ (Aeroderivada)</b>	470 582 654.46	328 045 193.86	210 958 756.85	510 873 688.89	91.33	80.34	25.46	87.12
<b>PGT25+G4(Aeroderivada)</b>	513 284 036.10	309 577 357.37	230 661 331.04	510 873 688.89	90.38	79.71	27.05	86.96
<b>LM6000*(Aeroderivada)</b>	628 747 523.37	283 199 600.51	294 893 067.80	510 873 688.89	85.65	76.59	31.31	85.55
<b>MS5002E</b>	548 003 091.17	280 924 237.86	215 181 697.67	510 873 688.89	82.35	74.41	25.06	84.54
<b>MS5002D</b>	683 186 506.77	194 304 873.24	219 081 865.94	510 873 688.89	70.70	66.73	24.14	80.45
<b>MS6001B</b>	805 897 789.14	159 054 553.67	292 714 353.11	510 873 688.89	73.67	68.68	29.42	80.78
<b>SGT700</b>	528 600 921.28	286 468 214.73	209 869 399.51	510 873 688.89	84.82	76.04	24.84	85.30
<b>SGT800</b>	772 684 358.55	180 415 001.16	316 048 118.45	510 873 688.89	81.99	74.17	32.15	84.12
<b>GT61</b>	502 825 869.33	303 424 365.17	216 089 495.45	510 873 688.89	90.56	79.83	25.84	86.94
<b>H63</b>	666 278 682.00	276 492 049.98	285 606 632.66	510 873 688.89	76.13	70.31	29.36	81.89
<b>Trent 60 (Aeroderivada)</b>	756 009 407.34	247 346 495.78	346 334 942.40	510 873 688.89	79.49	72.52	33.52	82.96
<b>FT8</b>	507 299 050.75	327 667 800.33	204 731 936.47	510 873 688.89	76.58	70.61	23.67	82.74

Fuente: Elaboración propia

Entre las mejores opciones se destacan las turbinas PGT25+, PGT25+G4, LM6000 de la General Electric y la GT6 de la Rolls Royce por tener rendimientos mayores a las demás.

La turbina elegida será la LM6000 que si bien presenta un REE inferior a las demás, la turbina tiene mayor potencia y rendimiento, que le permite generar más energía eléctrica que las demás. En la práctica la mejor opción es la planta más grande que permita cubrir la demanda de calor y cumpla el REE mínimo ; además como se verá en el siguiente apartado la LM6000 permite obtener menores costos de suministro energético a la planta, lo que incurre directamente en el costo de producción de bioetanol.

Venta de electricidad y costos de suministro energético a la planta

Como ya se ha visto la planta consume 70 000 MWh durante el periodo de funcionamiento, todo el resto de energía excedente se exporta a la red.

Existen dos alternativas de venta de electricidad: tarifa regulada y mercado, por efectos de sencillez se calculará los ingresos de venta de electricidad a tarifa regulada ya que para realizar la evaluación económica del apartado 10 con precios de mercado, haría falta pronosticar como serían estos en el futuro, cosa que es muy difícil de pronosticar y escapa al alcance de este proyecto. La tarifa es de 72.87 €/MWh como señala el RD 661

Cabe mencionar, que como la planta cuenta con un REE\* superior al mínimo en más de un 10% se goza de un complemento de alta eficiencia calculado de la siguiente manera:

$$Ce \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right) = 1.1 \times \left( \frac{1}{\text{REE}_{\text{min}}} - \frac{1}{\text{REE}_{\text{pcog}}} \right) \times C_{\text{comb}} \left( \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)$$

Siendo:

Ce= Complemento por alta eficiencia

REEmin= Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido (59%)

REEpog= Rendimiento eléctrico equivalente de la planta de cogeneración

Ccomb= Costo del combustible empleado (Gas Natural)

El ingreso total por venta de electricidad se muestra en la siguiente tabla

**Tabla 40: Ingresos por venta de electricidad**

TURBINAS	MODELO	Potencia	Rendimiento	REE corregido 66%	Energía eléctrica exportada	Complemento por alta eficiencia	Ingresos por venta de electricidad
FABRICANTE		KW( e )	%	%	MWh	€	€
GE	PGT25+ (Aeroderivada)	27 757.73	41.1	80.34	140 958.76	12.38	12 016 610.60
GE	PGT25+G4(Aeroderivada)	30 350.18	41.2	79.71	160 661.33	12.11	13 652 891.34
GE	LM6000*(Aeroderivada)	38 801.72	43	76.59	224 893.07	10.70	18 795 099.58
GE	MS5002E	28 313.38	36	74.41	145 181.70	9.65	11 981 040.57
GE	MS5002D	28 826.56	29.4	66.73	149 081.87	0.00	10 863 595.57
GE	MS6001B	38 515.05	33.3	68.68	222 714.35	0.00	16 229 194.91
SIEMENS	SGT700	27 614.39	36.4	76.04	139 869.40	10.45	11 653 259.37
SIEMENS	SGT800	41 585.28	37.5	74.17	246 048.12	9.54	20 275 732.61
ROLL&ROYS	GT61	28 432.83	39.4	79.83	146 089.50	12.16	12 422 282.32
ROLL&ROYS	H63	37 579.82	39.3	70.31	215 606.63	7.50	17 327 670.94
ROLL&ROYS	Trent 60 (Aeroderivada)	45 570.39	42	72.52	276 334.94	8.69	22 537 870.75
Pratt&Whitney	FT8	26 938.41	37	70.61	134 731.94	7.66	10 850 148.81

Fuente: Elaboración propia

Para los costos de suministro energético a la planta de bioetanol se toma en cuenta que el coste de combustible es de 25 €/MWh (PCS) (FENOSA) y el costo de operación y mantenimiento para la planta de cogeneración es de 12 €/MWh. Dicho coste se muestra en la Tabla 41

También puede calcularse el ahorro generado, calculando el costo de suministrar vapor mediante una caldera convencional y el costo de compra de la electricidad a la red que tiene un precio de 117€/MWh

En una caldera convencional con un rendimiento de 90%, para suministrar el vapor requerido por la planta haría falta 597 513.09 MWh de gas natural en PCS. El costo total de suministro de una planta convencional sin cogeneración se muestra a continuación.

**Tabla 41: Costo suministro energético planta convencional sin cogeneración**

Combustible requerido sin cogeneración (PCS)	MWh	597 513.09
<b>Costo combustible sin cogeneración</b>	€	14 937 827.16
<b>Costo Consumo electricidad</b>	€	8 239 000.00
<b>Costo Total suministro energético sin cogeneración</b>	€	23 176 827.16
<b>Incidencia costo bioetanol</b>	€/l	0.1159

Fuente: Elaboración propia



En la siguiente tabla se puede ver el costo total de suministro energético a la planta de bioetanol con un sistema de cogeneración y el ahorro producido gracias a esta.

**Tabla 42: Costo suministro energético a la planta de bioetanol y ahorro gracias a la cogeneración**

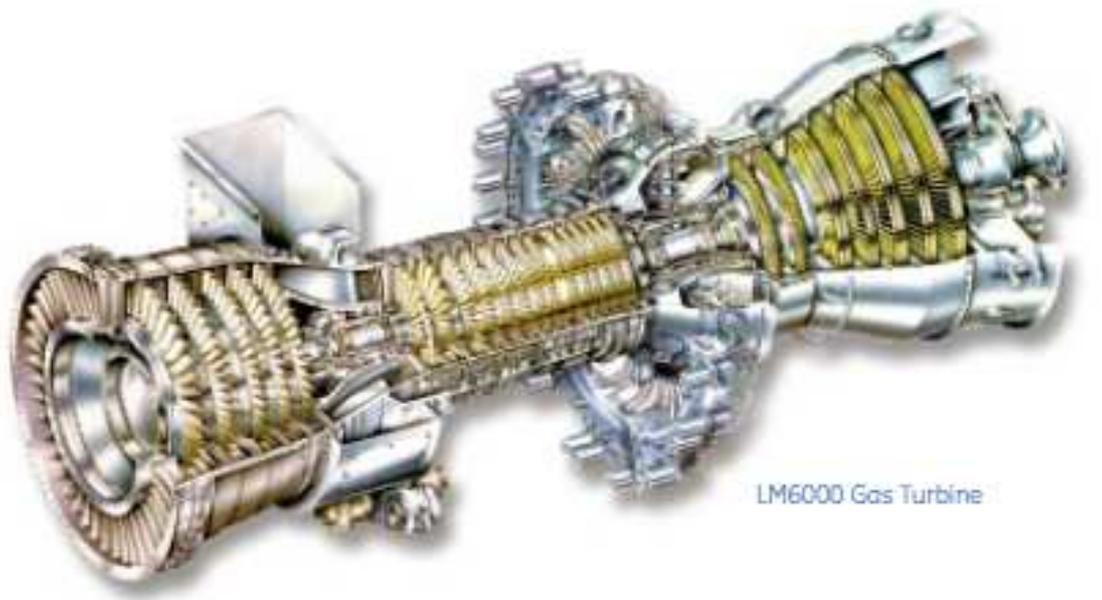
TURBINAS	MODELO	Inversión Turbina	Inversión Planta de cogeneración	Combustible total PCS	Ingresos por venta de electricidad	Costo Combustible	Costo Operación y mantenimiento	Costo total suministro energético	Ahorro Cogeneración
<b>FABRICANTE</b>		€	€	MWh	€	€	€	€	€
<b>GE</b>	PGT25+ (Aeroderivada)	9 944 924.00	24862310	920 559.45	12 016 610.60	23 013 986.18	2 531 505.08	13 528 880.66	9 647 946.50
<b>GE</b>	PGT25+G4(Aeroderivada)	10 873 734.00	27184335	947 485.61	13 652 891.34	23 687 140.22	2 767 935.97	12 802 184.85	10 374 642.31
<b>GE</b>	LM6000*(Aeroderivada)	13 901 718.00	34754295	1 046 469.75	18 795 099.58	26 161 743.84	3 538 716.81	10 905 361.07	12 271 466.09
<b>GE</b>	MS5002E	10 144 000.00	25360000	954 225.54	11 981 040.57	23 855 638.43	2 582 180.37	14 456 778.23	8 720 048.93
<b>GE</b>	MS5002D	10 327 860.00	25819650	1 008 185.59	10 863 595.57	25 204 639.84	2 628 982.39	16 970 026.66	6 206 800.50
<b>GE</b>	MS6001B	13 799 010.00	34497525	1 105 364.44	16 229 194.91	27 634 111.03	3 512 572.24	14 917 488.36	8 259 338.80
<b>SIEMENS</b>	SGT700	9 893 570.00	24733925	938 827.54	11 653 259.37	23 470 688.62	2 518 432.79	14 335 862.05	8 840 965.12
<b>SIEMENS</b>	SGT800	14 899 000.00	37247500	1 092 194.46	20 275 732.61	27 304 861.50	3 792 577.42	10 821 706.31	12 355 120.85
<b>ROLL&amp;ROYS</b>	GT61	10 186 795.00	25466987.5	929 028.77	12 422 282.32	23 225 719.13	2 593 073.95	13 396 510.76	9 780 316.40
<b>ROLL&amp;ROYS</b>	H63	13 463 941.00	33659852.5	1 080 718.21	17 327 670.94	27 017 955.17	3 427 279.59	13 117 563.83	10 059 263.34
<b>ROLL&amp;ROYS</b>	Trent 60 (Aeroderivada)	16 326 768.00	40816920	1 148 035.06	22 537 870.75	28 700 876.60	4 156 019.31	10 319 025.15	12 857 802.01
<b>Pratt&amp;Whitney</b>	FT8	9 651 382.00	24128455	960 936.12	10 850 148.81	24 023 402.93	2 456 783.24	15 630 037.36	7 546 789.80

Fuente: Elaboración propia

El costo total de suministro energético resulta de la suma de costos de combustible, operación y mantenimiento y restarles los ingresos por venta de electricidad.

En la tabla anterior se puede apreciar que las turbinas LM6000, SGT800, TRENT60, permiten obtener menores costos de suministro energético, además de presentar mayor potencia y mejor rendimiento pero, se ha visto en el estudio económico del proyecto, que la turbina LM6000 permite obtener un TIR de 27.94% contra un TIR de 27.50% y 27.07% para la SGT800 y TRENT60 respectivamente.

**Figura 29: Turbina de gas LM6000 (GE)**



Fuente: General Electric (GE)

### **8.10 Balance de masa y energía de la planta de cogeneración**

A manera de resumen, en la siguiente figura se muestra el balance de materia y energía de la planta de cogeneración que tendrá un tamaño de 38.8 MW utilizando la turbina LM6000 que se ha obtenido a lo largo del anterior apartado.



El caudal de gases a la salida del economizador que era el dato que aún faltaba calcular se calcula de la siguiente manera:

$$q_2 = Qv \times (haee - haa)$$

$$q_2 = qge \times (hgse - hgsec)$$

Dónde:

$q_2$ = Calor aportado y absorbido economizador

$Qv$ = Caudal vapor producido

$haee$ = entalpia del agua a la salida del economizador (entrada evaporador)

$haa$ = entalpia del agua de alimentación

$qge$ = caudal gases de escape

$hgse$ = entalpia gases a la entrada del economizador (salida evaporador)

$hgsec$ = Entalpia gases a la salida del economizador.

Igualando  $q_2=q_2$  y despejando  $hgsec$  se tiene:

$$hgsec = \frac{(qge \times hgse) - (Qv \times (haee - haa))}{qge}$$

$$hgsec = \frac{\left(112.31 \left(\frac{kg}{s}\right) \times 223.13 \frac{kJ}{kg}\right) - \left(11.24 \left(\frac{kg}{s}\right) \times \left(776.2 \left(\frac{kJ}{kg}\right) - 336 \left(\frac{kJ}{kg}\right)\right)\right)}{112.31 \left(\frac{kg}{s}\right)}$$

$$hgsec = 179.07 \text{ } ^\circ\text{C}$$

y mediante la fórmula cuadrática de variación de la entalpía respecto a la temperatura:

$$179.07^\circ\text{C} (hgsec) = 0.0001 \times T^2 + 1.0409 \times T + 0.3354$$

Se obtiene la temperatura de los gases a la salida del economizador

$$T = 168.97 \text{ } ^\circ\text{C}$$

## 8.11 Mano de Obra

La mano de obra necesaria para el buen funcionamiento de la planta son 110 personas. Estos trabajadores se repartirán por los diferentes sectores de la planta.

## 8.12 Lay Out

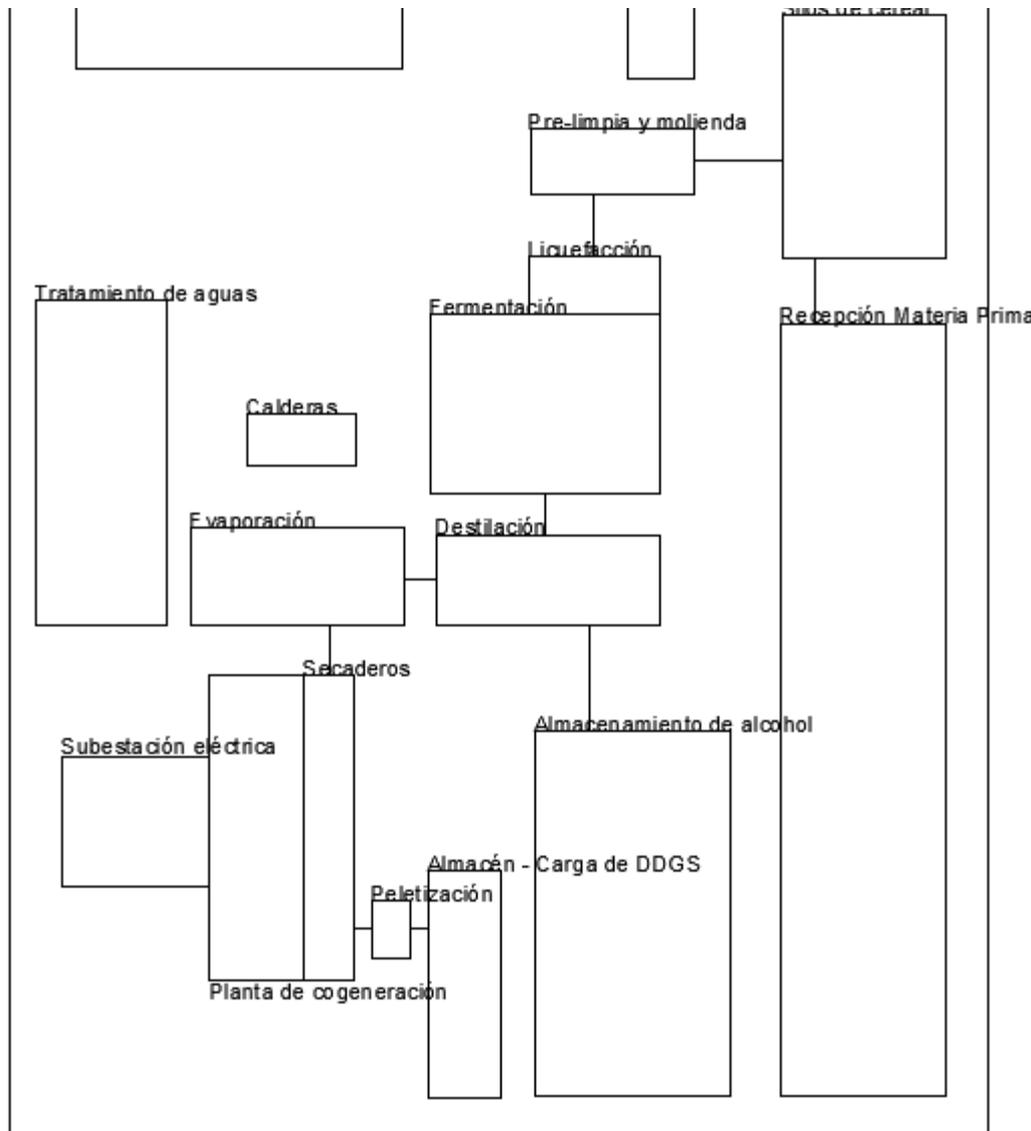
De la superficie total que engloba la parcela, sólo 115.000 m<sup>2</sup> van a ser necesarios para la planta de bioetanol.

**Tabla 43: Superficies dedicadas a las diferentes secciones de la planta**

Sección	m <sup>2</sup>
TOTAL PLANTA	115000
Recepción de materia prima	11900
Tratamiento de aguas	4000
Almacén - Mantenimiento	800
Peletización	216
Subestación eléctrica	1800
Planta de cogeneración	2688,4
Almacén - Carga de DDGS	1540
Silos Cereal	3750
Secaderos	1447,6
Prelimpia y molienda	1000
Licuefacción	720
Fermentación	3850
Evaporación	1300
Destilación	1904
Calderas	528
Almacenamiento de alcohol	6720
Edificio de oficinas	4000
Pavimento	52980,4
Otras instalaciones	1000
Zonas verdes (chopos, naranjos, césped)	12855,6
TOTAL	<b>115000</b>

Fuente: Elaboración propia

Figura 31: Layout de la planta. Elementos principales



Fuente: Elaboración propia

### 8.13 Terreno y obra civil

#### 8.12.1.- Características arquitectónicas de las Zonas de Producción Principales

8.12.1.1.- Sección de acondicionamiento y molienda de maíz: Peligro de incendios: Clase V; resistencia al fuego: Clase II; impermeabilidad del techo: Clase III; dimensiones del primer piso, 50 m x 20 m; área cubierta, 1000 m<sup>2</sup>; altura arquitectónica, 14.85 m; piso arquitectónico, tres plantas (dos plantas locales); altura de piso, primer piso: 6.0 m, 2º y 3er suelo, 3.6 m; diseño estructural, marco de hormigón armado; tanto paredes internas como externas constituidas por

bloques de hormigón hueco ligero. Tanto la azotea como el suelo son de hormigón de cemento. El aislamiento del borde de la azotea aplicado consiste en espuma de poliestireno extrusionada; la capa impermeable es de EPDM y LDPE; la decoración de la pared interna es con pintura de emulsión. Las ventanas son de plástico reforzado.

8.12.1.2.- Resto de secciones: Se encuentran expuestas a la intemperie.

### **8.12.2.- Características arquitectónicas de las Zonas de Producción Auxiliares**

8.12.2.1.- Zona calderas: Peligro de incendios, Clase IV; resistencia al fuego, Clase II; impermeabilidad del techo, Clase III; dimensiones de la primera planta, 33 m x 16 m; área cubierta, 528 m<sup>2</sup>; altura arquitectónica, 11.8 m; piso arquitectónico, una planta; marco estructural, estructura de hormigón armado; tanto las paredes internas como externas son de bloques huecos de hormigón; el suelo es de terrazo. El aislamiento del borde de la azotea es de espuma de poliestireno extraído; la capa impermeable es de EPDM y LDPE; cobertura externa aplicada a la pared exterior; la decoración de la pared interna aplica la pintura de emulsión. Las ventanas son de plástico reforzado.

### **8.12.3.- Edificio de oficinas**

Resistencia al fuego, Clase II; impermeabilidad del techo, Clase III; dimensiones de la planta: 40 m x 25 m; área cubierta, 4000 m<sup>2</sup>; altura arquitectónica, 7.95 m; piso arquitectónico, dos plantas, 3.6 m total; diseño estructural, marco de hormigón armado; tanto las paredes internas como externas son de bloques huecos de hormigón; el borde de la azotea es de espuma de poliestireno extruido; la capa impermeable es de EPDM y LDPE; cobertura externa aplicada a la pared exterior; la decoración de la pared interna aplica la pintura de emulsión. Las ventanas son de plástico reforzado.

### **8.12.4.- Naves de almacenamiento**

8.12.4.- Nave almacén y mantenimiento. Peligro de incendios, Clase IV; resistencia al fuego, Clase II; impermeabilidad del techo, Clase III; Dimensiones: 40 m x 20 m. Superficie total en planta de 800 m<sup>2</sup>; altura arquitectónica, 11 m.

8.12.4.- Nave de almacenamiento y carga de DDGS. Peligro de incendios, Clase IV; resistencia al fuego, Clase II; impermeabilidad del techo, Clase III; Dimensiones: 70 m x 22 m. Superficie total en planta de 1540 m<sup>2</sup>; altura arquitectónica, 11 m.

### **8.12.5.- Pavimentación**

Superficie total de pavimentación: 52980,4 m<sup>2</sup>. El material será hormigón en masa.

### **8.12.6.- Marco estructural del área del tanque de producto acabado**

Los tanques de producto acabado serán de acero y con barrera externa de protección antiincendios.

### **8.12.7.- Marco estructural de las Principales Estructuras**

Los tanques de agua para trabajos de abastecimiento de agua y aguas residuales serán totalmente de estructura de hormigón armado.

## 9 ESTUDIO ECONOMICO

### 9.1 Inversión

A continuación se muestra las inversiones necesarias para la puesta en marcha de la planta de bioetanol, dicha inversión ha sido facilitada por los diferentes proveedores en régimen llave en mano. Para el caso del terreno la planta ocupa un total de 11.5 Ha, pero se considera una parcela de 30 Ha para futuras extensiones. La obra civil incluye los acondicionamientos de terreno, accesos, áreas de producción, zonas verdes, aparcamiento, edificio de oficinas y laboratorios de control. El equipamiento está referido a equipos de seguridad industrial, mobiliario, material de oficina. Por otra parte se consideran los vehículos necesarios para transporte de materia prima y productos terminados y vehículos particulares de la empresa

**Tabla 44: Inversión Planta de bioetanol llave en mano**

<b>Pre-limpia y molienda del grano</b>	<b>9%</b>	<b>9352518</b>
<b>Licuefacción</b>	<b>8%</b>	<b>8273381</b>
<b>Sacarificación y fermentación</b>	<b>17%</b>	<b>16546763</b>
<b>Destilación</b>	<b>19%</b>	<b>19064748</b>
<b>Secaderos</b>	<b>38%</b>	<b>37769784</b>
<b>Almacenamiento y descarga</b>	<b>5%</b>	<b>5395683</b>
<b>Tratamiento de aguas y vertidos</b>	<b>4%</b>	<b>3597122</b>
<b>TOTAL planta de bioetanol</b>	<b>100%</b>	<b>100000000</b>

Fuente: Elaboración propia en base a cotización proveedor

**Tabla 45: Inversiones**

INVERSIONES		
<b>Planta Bioetanol</b>	€	100 000 000
<b>Planta Cogeneración</b>	€	34 754 295
<b>Terreno</b>	€	2 850 000
<b>Obra civil</b>	€	1 500 000
<b>Equipamiento</b>	€	150 000
<b>Vehículos</b>	€	1 000 000
<b>INVERSION TOTAL</b>	<b>€</b>	<b>140 254 295</b>

Fuente: Elaboración propia en base a cotización proveedor

### 9.2 Ingresos

La planta tiene 3 productos de venta, el bioetanol como tal, los DDGS y la electricidad exportada a la red. El precio de venta ha sido determinado según el mercado en el caso del bioetanol y DDGS. Para el caso de la electricidad se toma como base la tarifa regulada más complementos descritos en el RD/2007.

En la siguiente tabla se muestra las cantidades producidas, el precio de venta y los ingresos percibidos.

**Tabla 46: Ingresos Percibidos**

<b>PRODUCCION</b>			
<b>Bioetanol</b>		Litros (l)	200000000
<b>DDGS</b>		Toneladas (T)	157 000
<b>Electricidad</b>		MWh	224 893.07
<b>PRECIO DE VENTA</b>			
<b>Bioetanol</b>		€/l	0.7
<b>DDGS</b>		€/T	160
<b>Electricidad</b>		€/MWh	83.57
<b>INGRESOS POR VENTAS</b>			
<b>Bioetanol</b>		€	140 000 000.00
<b>DDGS</b>		€	25 120 000.00
<b>Electricidad</b>		€	18 795 099.58
<b>INGRESOS TOTALES</b>		€	183 915 099.58

Fuente: Elaboración propia

### 9.3 Costos

#### 9.3.1 Costos variables

Los costos en la planta de bioetanol en su mayoría son costos variables dependiendo así, de la cantidad de bioetanol producido. En la siguiente tabla se muestra los requerimientos de materia prima y demás insumos del proceso productivo. Otro costo variable es la operación y mantenimiento de la planta de cogeneración, según la electricidad que genere, el costo estimado es de 12€/MWh.

Tabla 47: Requerimientos y precios de compra de materia prima e insumos

REQUERIMIENTOS MP INSUMOS		
<b>Materia Prima</b>	T	500 000.00
<b>Combustible</b>	MWh	1 046 469.75
<b><math>\alpha</math>-Amilasa</b>	T	350.00
<b>Complejo enzimático</b>	T	473.60
<b>Agua</b>	m <sup>3</sup>	1 150 000.00
<b>Ácido Sulfúrico</b>	T	1 578.60
<b>Sosa Caustica</b>	T	63.14
<b>Levaduras</b>	T	38.40
<b>Nutrientes</b>	T	3.84
COSTOS MP E INSUMOS		
<b>Materia Prima</b>	€/T	154.70
<b>Combustible</b>	€/MWh	25.00
<b><math>\alpha</math>-Amilasa</b>	€/T	20 000.00
<b>Complejo enzimático</b>	€/T	20 000.00
<b>Agua</b>	€/m <sup>3</sup>	0.80
<b>Ácido Sulfúrico</b>	€/T	280.00
<b>Sosa Caustica</b>	€/T	330.00
<b>Levaduras</b>	€/T	9 500.00
<b>Nutrientes</b>	€/T	200.00

Fuente: Elaboración propia

Tabla 48: Costos variables totales

COSTOS VARIABLES		
Materia Prima	€	77 350 000.00
Combustible	€	26 161 743.84
$\alpha$ -Amilasa	€	7 000 000.00
Complejo enzimático	€	9 472 000.00
Agua	€	920 000.00
Ácido Sulfúrico	€	442 008.00
Sosa Caustica	€	20 837.52
Levaduras	€	364 800.00
Nutrientes	€	768.00
Mano de Obra Planta Cog O&m	€	3 538 716.81
<b>TOTAL COSTOS VARIABLES</b>		<b>125 270 874.17</b>

Fuente: Elaboración propia

### 9.3.2 Costos Fijos

Los costos fijos están más que todo referido a los costos de mano de obra para la operación y mantenimiento de la planta de bioetanol

La planta en total tiene 110 trabajadores entre personal operativo y administrativo, para estimar los costos fijos se ha tomado un sueldo medio bruto de 35 000 €/año por persona.

Los costos se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 49: Costos Fijos Totales

COSTOS FIJOS		
Mano de Obra Planta Bioetanol+DDGS	€	3 850 000.00
Gastos Generales	€	1 402 542.95
<b>TOTAL COSTOS FIJOS</b>	€	<b>5 252 542.95</b>

Fuente: Elaboración Propia

## 10 EVALUACION DEL PROYECTO

En este apartado se calculan los indicadores económicos para saber si la planta es rentable o no. En primer lugar se determina el beneficio bruto restándole los costes totales a los ingresos.

Luego se calcula la depreciación de los activos que tienen una vida útil de 20 años con valor residual cero.

Posteriormente se calcula el flujo de caja neto del proyecto para un horizonte temporal de 20 años para esto, se resta la depreciación del beneficio bruto, ya que esta sirve en términos financieros como un escudo fiscal ante los impuestos. Una vez restada la depreciación se resta el impuesto a las ganancias que en España son del 30% obteniendo el beneficio después de impuestos, finalmente se obtiene el flujo de caja neto volviendo a sumar la depreciación como se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 50: Flujo de caja del proyecto**

		0	1	2	.....	20
<b>INGRESO TOTAL</b>	€		130 523 417.12	130 523 417.12	130 523 417.12	130 523 417.12
<b>COSTO TOTAL</b>	€		53 391 682.46	53 391 682.46	53 391 682.46	53 391 682.46
<b>BENEFICIO</b>	€					
<b>DEPRECIACION</b>	€		7 012 714.75	7 012 714.75	7 012 714.75	7 012 714.75
<b>BENEFICION ANTES IMPUESTO</b>	€		46 378 967.71	46 378 967.71	46 378 967.71	46 378 967.71
<b>Impuesto a las ganancias (30%)</b>	€		13913690.31	13913690.31	13913690.31	13913690.31
<b>BENEFICION DESPUES IMPUESTOS</b>	€		32 465 277.40	32 465 277.40	32 465 277.40	32 465 277.40
<b>DEPRECIACION</b>	€		7 012 714.75	7 012 714.75	7 012 714.75	7 012 714.75
<b>FLUJO DE CAJA</b>	€	<b>-140 254 295.00</b>	<b>39 477 992.15</b>	<b>39 477 992.15</b>	<b>39 477 992.15</b>	<b>39 477 992.15</b>

Fuente: Elaboración propia

Los indicadores económicos utilizados para determinar la viabilidad económica del proyecto serán el VAN (Valor Actual Neto), TIR (Tasa interna de recuperación), PayBack (Periodo de recuperación de la inversión) y por último el B/C (Beneficio costo).

**Tabla 51: Indicadores Económicos**

<b>VAN</b>	<b>195 844 106.69 €</b>
<b>TIR</b>	27.94%
<b>PAYBACK</b>	3.55
<b>B/C</b>	1.41

Fuente: Elaboración propia

## 11 CONCLUSIONES

- El bioetanol es una alternativa atractiva ya que disminuye la dependencia de los derivados del petróleo y conlleva a un gran beneficio social en las zonas rurales por la generación de empleo indirecto.
- El maíz es una materia prima más competitiva para la que el trigo y la cebada para la producción de bioetanol por presentar mayor contenido de almidón y por tanto mejor rendimiento alcohólico, a su vez presenta mejores rendimientos agrícolas necesitando menos tierras agrícolas y por ser una materia prima más barata que el trigo y la cebada.
- En el proceso productivo, la fermentación es la etapa más importante ya que de ella depende la producción de alcohol a producirse y se deben controlar las diferentes variables optimizar la producción. La deshidratación es otra de las etapas importantes ya que en esta se obtiene el alcohol deshidratado necesario para la mezcla con gasolina y posterior uso como combustible.
- El sistema de cogeneración ayuda a mejorar la eficiencia energética del proceso, a su vez mejora el nivel de emisiones y se reduce el costo de suministro energético a la planta.
- Es importante mencionar que el costo de la materia prima tiene una importante incidencia en el coste del bioetanol, por tanto es necesario desarrollar esfuerzos en investigación y desarrollo en obtener bioetanol de materia prima más barata y con mejores rendimientos alcohólicos para que sea más competitivo frente a la gasolina.
- Otro factor importante para la producción de bioetanol es mejorar la logística no solo de la materia prima (cereal) sino también la de los residuos agrícolas (paja) para que sean competitivos frente a los combustibles convencionales como el gas natural y poder utilizarlos como combustible en las plantas de cogeneración mejorando el nivel de emisiones, la eficiencia energética y el costo de producción de bioetanol

## 12 RECOMENDACIONES

- El gobierno no debe quitar la exención de impuestos y fomentar más el uso de biocombustibles.
- Utilizar las tierras de retira para cultivos energéticos
- Realizar mayores esfuerzos por mejorar la logística de la materia prima y recogida de residuos agrícolas.
- Mejorar rendimientos de las materias primas vía mejoramiento de especies y mejores técnicas de cultivo
- I+D+i Bioetanol a partir de material lignocelulósico y reformado de bioetanol para la obtención de Hidrogeno y uso de Pilas de combustible.
- Fomentar los biocombustibles de 2da generación.

## 13 ANEXOS (ver documento EXCEL)

## 14 BIBLIOGRAFIA

- ANALISIS ECONÓMICO DE PRECIOS DEL BIOETANOL PARA MEZCLAS CON GASOLINAS. Luis Fernández González
- ANUARIO DE ESTADÍSTICA. Ministerio de Medio Ambiente, Medio Rural y Marino.
- ANALISIS DEL CICLO DE VIDA DE COMBUSTIBLES ALTERNATIVOS PARA EL TRANSPORTE. CIEMAT.
- BIOCARBURANTES LÍQUIDOS: BIODIESEL Y BIOETANOL. Juan Manuel García Camus Jose Ángel García Laborda
- BIOETANOL DE CAÑA DE AZUCAR. ENERGIA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE. BNDES, CGEE, CEPAL
- BIOCARBURANTES. Mercedes Ballesteros.
- COGENERACION. ASPECTOS TECNOLOGICOS. Diego Fraile Chico
- COGENERACION.DISEÑO, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS. Diego Fraile Chico, Santiago García Garrido
- 
- CONSUMOS DE GASOLINA, GASOLEOS Y FUELÓLEOS POR PROVINCIAS Y COMUNIDADES AUTÓNOMAS. Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).
- ESPECIFICACIONES DE LA CALIDAD DEL ETANOL CARBURANTE Y DEL GASOHOL Y NORMAS TÉCNICAS PARA LA INFRAESTRUCTURA. Vanya Marcia Duarte.
- EUROPEAN BIOETHANOL FUEL ASSOCIATION
- PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES DE ESPAÑA 2010-2020 (BORRADOR) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA (2005-2010) Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).
- PLANTWIDE OPTIMIZING CONTROL FOR THE CONTINUOUS BIO-ETHANOL PRODUCTION PROCESS, M.Eng. Silvia Mercedes Ochoa.
- THE ALCOHOL TEXTBOOK. K.A. Jacques, T.P. Lyons, D.R. Kelsall

## PAGINAS WEB UTILIZADAS:

[www.appa.es](http://www.appa.es)

[www.biodieselpain.com](http://www.biodieselpain.com)

[www.biodisol.com](http://www.biodisol.com)

[www.ciemat.es](http://www.ciemat.es)

[www.idae.es](http://www.idae.es)

[www.iica.int](http://www.iica.int)

[www.interempresas.net](http://www.interempresas.net)

[www.miliarium.com](http://www.miliarium.com)

[www.sigpac.jcyl.es](http://www.sigpac.jcyl.es)

[www.kansasethanol.net](http://www.kansasethanol.net)

[www.ebio.org](http://www.ebio.org)

[eur-lex.europa](http://eur-lex.europa)







MERME

RESUMEN EJECUTIVO

# PROYECTO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA DE BIOETANOL CON UN SISTEMA DE COGENERACION



Jesús Alberto Álvarez Jerez  
Carlos Salamanca Fresno  
Ricardo Fernández Portabales

## INTRODUCCIÓN

El trabajo consiste en determinar la viabilidad técnica económica de una planta de bioetanol con un sistema de cogeneración.

El bioetanol es un producto químico obtenido a partir de la fermentación de los azúcares que se encuentran en los productos vegetales. Estos azúcares están combinados en forma de sacarosa (caña de azúcar, remolacha o sorgo), almidón (grano de cereal), hemicelulosa y celulosa (biomasa lignocelulósica). En este estudio se va a utilizar, como materia prima, el maíz, para producir etanol a partir del almidón del grano de cereal

El bioetanol se produce por la fermentación de los azúcares contenidos en la materia orgánica de las plantas. En este proceso se obtiene el alcohol hidratado, con un contenido aproximado del 5% de agua, que tras ser deshidratado se puede utilizar como combustible. El bioetanol mezclado con la gasolina produce un biocombustible de alto poder energético con características muy similares a la gasolina pero con una importante reducción de las emisiones contaminantes en los motores tradicionales de combustión.

Un obstáculo importante es la legislación europea sobre la volatilidad de las gasolinas que fija la proporción de etanol en mezclas E5. Concentraciones más elevadas, autorizadas en Suecia y Estados Unidos, implica que se debe disponer de un vehículo flexible (FFV), con un depósito, motor y sistema de combustible único capaz de funcionar con gasolina y etanol, solos o mezclados en cualquier proporción. La otra alternativa para su uso es en forma de aditivo de la gasolina como etil-terbutil éter (ETBE).

Como se puede observar en la siguiente gráfico, el consumo de biocarburantes se ha incrementado notablemente en los últimos años.

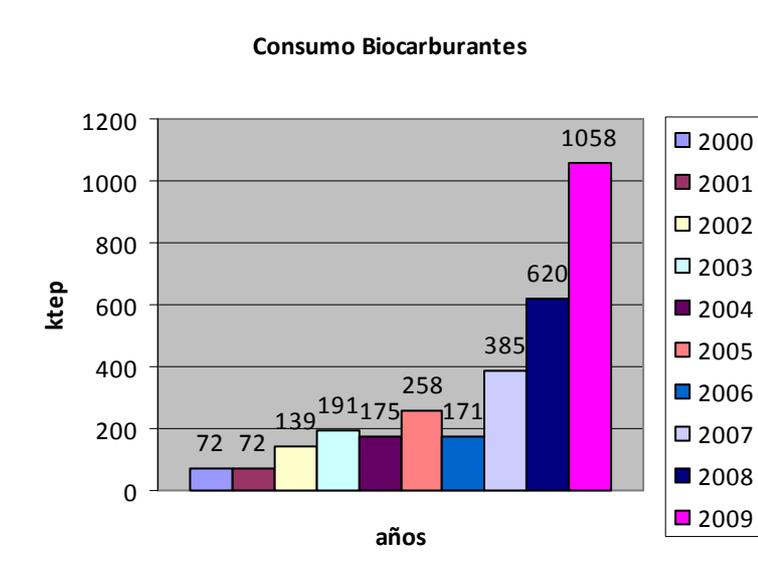


Grafico 1: Consumo de Biocarburantes.

El aporte de los Biocarburante al consumo de energía primaria aun es muy bajo, pero se considera que se cumplirán los objetivos para el 2010 (5.8%).

En la siguiente tabla se presentan los consumos y la posible trayectoria hasta 2020.

**Tabla 1: Estimación del consumo de biocarburantes, en el transporte, hasta 2020.**

	2005	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>Bioetanol/Bio-ETBE</b>	113	232	232	281	281	290	301	300	325	350	375	400
De los cuales Biocarb. (2ª generación)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	52	52	52
<b>Biodiesel</b>	24	1.471	1.471	1.493	1.493	1.990	2.169	2.450	2.600	2.750	2.900	3.100
De los cuales biocarburantes de 2ª generación	0	50	55	55	60	65	161	170	175	180	190	200
Importados	0	910	1.056	1.035	1.152	1.281	1.298	1.368	1.455	1.542	1.626	1.740
<b>Hidrogeno de EERR</b>	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>Electricidad de EERR</b>	67.6	98.7	129.5	152.9	175.8	195.5	223.6	252.4	282.3	312.6	346.3	381.2
De la cual transporte por carretera	0	0.1	0.9	3.1	6.8	12.3	30.6	48.3	66.5	84.6	103.6	122.9
De la cual transporte por no carretera	68	99	129	150	169	183	193	204	216	228	243	258
Otros( biogas,aceites..)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
De los cuales biocarb. Del artículo 21.2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>205</b>	<b>1.802</b>	<b>1.832</b>	<b>1.927</b>	<b>1.950</b>	<b>2.476</b>	<b>2694</b>	<b>3.002</b>	<b>3.207</b>	<b>3.413</b>	<b>3.621</b>	<b>3.881</b>

Fuente: IDAE, Instituto para la diversificación y ahorro de la energía.

## LEGISLACION

Las leyes que afectan a nuestro sector están citadas a continuación. La explicación detallada de cada una de ellas están en el proyecto.

- **Directiva 2003/30/CE**; fomento del uso de biocarburantes
- **Orden ITC/2877/2008** que establecen mecanismos para obtención del uso de biocarburantes.
- **circular 2/2009** de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte, establece las normas de organización y funcionamiento de dicho mecanismo.
- **Orden PRE/116/2008** por la que se publica el Acuerdo de Consejo de Ministros por el que se aprueba el Plan de contratación pública verde de la Administración general del Estado.
- También en cuanto al sistema de cogeneración se ha tomado en cuenta el **RD 661/2007** de venta de electricidad en régimen especial, y el **RD 616/2007** de fomento a la cogeneración, donde se tiene un límite de potencia de 50MW para vender la electricidad de cogeneración en régimen especial, también se

habla del rendimiento eléctrico equivalente mínimo a cumplir dependiendo del elemento motor (Turbina gas 59%, Motor gas 55%).

## OBJETIVO

El objetivo del proyecto, como ya se dijo, es determinar la viabilidad técnica económica de una planta de bioetanol con un sistema de cogeneración con una capacidad de producción de 200.000 m<sup>3</sup> /año de bioetanol a partir de maíz que se venderá a las refinerías. Al mismo tiempo se produce DDGS para la venta a ganaderos y electricidad generada en la planta de cogeneración donde los excedentes se venderán a la red a tarifa regulada.

La planta tiene una superficie 11.5 ha en una parcela de 30 ha.

## SITUACIÓN

Se ha determinado que la planta estará localizada en la CCAA de Castilla y León, concretamente en la comarca de la Maragatería, entre las localidades de Astorga y Veguellina de Orbigo.

Se ha elegido esta ubicación ya que la producción de grano de maíz en esta provincia es la más alta de España y las provincias limítrofes de Zamora, Valladolid y Palencia presentan un valor alto.

A continuación se presenta la tabla de producciones de grano de maíz donde se observa las producciones por provincias.

**Tabla 2: Producciones de grano en Castilla y León.**

PROVINCIA	PRODUCCION (Toneladas)
Ávila	7.077
Burgos	5.552
<b>León</b>	<b>508.400</b>
Palencia	43.620
Salamanca	130.064
Segovia	1.520
Soria	3.637
Valladolid	118.997
Zamora	188.206

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino.

Otra razón por la que se ha elegido esta ubicación, es la vía que une los puertos de Leixões (Oporto) y Bilbao, esta línea de mercancías se denomina IBERLINK. De esta forma el bioetanol llegará más fácilmente a la refinería de Bilbao.

Se ha elegido esta refinería por su cercanía a la planta de bioetanol y por tener mayor capacidad de refinado que la de A Coruña.

## SELECCIÓN DE LA MATERIA PRIMA

Para seleccionar la materia prima el factor más relevante es el precio ya que en promedio el coste de la materia prima representa el 80% del costo total de producción e bioetanol. En la siguiente Tabla se muestra la estimación de dicho coste para una producción de 200 millones de litros.

De la tabla se concluye que la **materia prima elegida** para la producción de bioetanol es el **maíz** por presentar un coste inferior al resto de los cereales.

Tabla 3 : Selección de la materia prima

Producción Etanol (l)	200000000	Rendimiento agrícola medio	Rendimiento Alcohólico	Rendimiento Alcohólico	Precio Medio Materia Prima	Materia Prima requerida	Superficie tierra necesaria	Costo Materia Prima	Costo Materia Prima por litro de bioetanol
MATERIAS PRIMAS		kg/Ha	L/kg	L/Ha	€/kg	kg	Ha	€	€/L
<b>CEREALES</b>									
Maíz		8 695.80	0.4	3 478.32	0.1547	500 000 000	57 499.03	77 350 000.00	<b>0.3868</b>
Trigo		2 555.60	0.35	894.46	0.1559	571 428 571	223 598.35	89 061 654.14	0.4453
Cebada		2 502.69	0.28	700.75	0.1339	714 285 714	285 407.51	95 639 097.74	0.4782
<b>TUBERCULOS</b>									
Patata		2 464.93	0.16	394.39	0.0923	1 250 000 000	507 112.89	115 375 000.00	0.5769
<b>AZUCARADAS</b>									
Remolacha Azucarera		59 178.50	0.1	5 917.85	0.0487	2 000 000 000	33 796.06	97 463 157.89	0.4873

Fuente: Elaboración Propia con datos de Anuario de estadística. Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino, 2008

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente, Rural y Marino

## BALANCE MATERIA

Tabla 4: Consumo de la planta.

Denominación	Especificación	Unidad	Consumo	Demanda (t)		Días/año	Horas/día	Horas/año
				Diaria	Anual			
Maíz (grano)		t/t (etanol)	3,00	62,50	<b>500000</b>	330	24	8000
α -amilasa	20000u/ml	%(peso) (grano)	0,07	1,05	<b>350,0</b>	330	24	8000
Complejo enzimático sacarificación	100000u/ml	Kg/t (etanol)	3,00	1,42	<b>473,6</b>	330	24	8000
NaOH		kg/t (etanol)	0,40	0,19	<b>63,1</b>	330	24	8000
Ácido sulfúrico	GB534-89	t/t (etanol)	0,01	4,74	<b>1578,6</b>	330	24	8000
Levadura seca		kg/m3 (etanol)	0,19	0,12	<b>38,4</b>	330	24	8000
Nutriente levadura		%(peso) (levadura)	10	0,01	<b>3,8</b>	330	24	8000
Desnaturalizante		kg/t (etanol)	5,00	2,37	<b>789,3</b>	330	24	8000

Fuente: Elaboración Propia

En la tabla 4 se pueden observar las cantidades de materia prima e insumos utilizadas por la planta, hay que destacar la cantidad elevada de la materia prima mas importante, que es el maíz.

Otros datos importantes, son los mostrados a continuación en la tabla 5 y la tabla 6. En la primera de ellas, se presenta el consumo de energía en los diferentes procesos de la producción de Bioetanol, en la segunda se presentan los consumos de vapor para las diferentes fases del proceso.

Tabla 5: Consumo de energía/Fases proceso

Elemento	Potencia (kW)	Consumo diario (kWh/día)	Consumo anual (kWh/año)	%
Recepción y molienda	875	21000	7000000	10
Cocción y licuefacción	350	8400	2800000	4
Fermentación y sacarificación	350	8400	2800000	4
Destilación y deshidratación	87,5	2100	700000	1
Instalaciones (Calderas, aire comprimido, refrigeración y electricidad)	3937,5	94500	31500000	45
Secadero	3062,5	73500	24500000	35
Post-procesamiento producto	87,5	2100	700000	1

Fuente: Elaboración propia

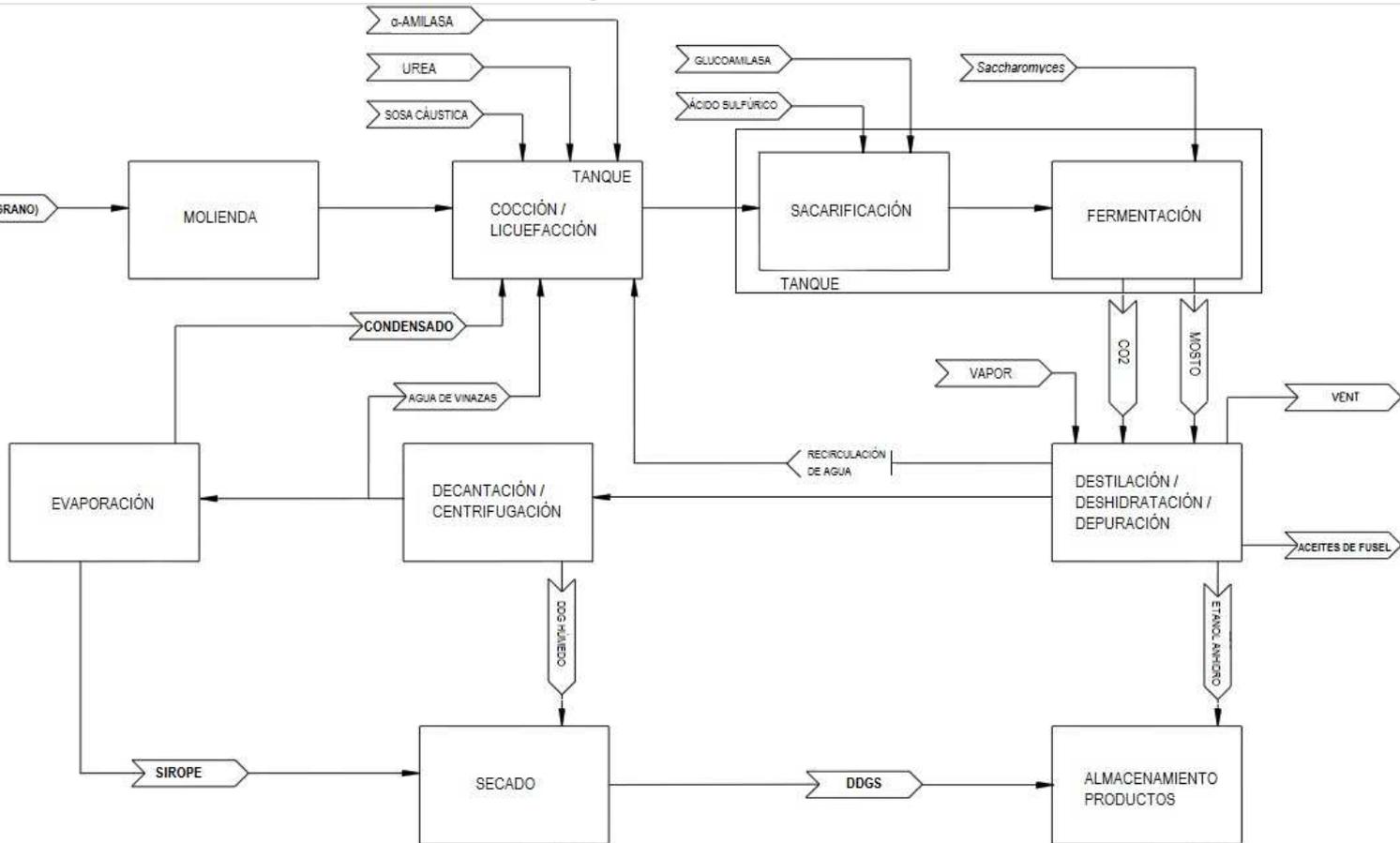
Tabla 6: Consumo de vapor / Fases del proceso

Elemento	Consumo horario (kg/h)	Consumo diario (kg/día)	Consumo anual (kg/año)	%
Recepción y molienda	0	0	0	0
Cocción y licuefacción	4937,5	118500	39500000	5
Fermentación y sacarificación	4937,5	118500	39500000	5
Destilación y deshidratación	69125	1659000	553000000	70
Instalaciones (Calderas, aire comprimido, refrigeración y electricidad)	9875	237000	79000000	10
Secadero	9875	237000	79000000	10

Fuente: Elaboración propia

## PROCESO PRODUCTIVO

Gráfico 2: Diagrama del Proceso Productivo



Fuente: National Renewable Energy Laboratory (ENREL).

El proceso incluye todas aquellas operaciones que transcurren en la planta desde que se recibe la materia prima hasta que se produce alcohol anhidro y DDGS. De forma general, el balance global de producción es el siguiente:

**Cereal (3 kg) → Etanol anhidro (1 kg) + DDGS (1 kg) + CO<sub>2</sub> (1 kg)**

Por tanto al año se procesarán 500.000 toneladas de grano de maíz para producir 200 millones de litros de etanol y 157.860 toneladas de DDGS como co-producto.

La materia prima llega a la zona de recepción, donde es descargada por camiones de gran tonelaje y almacenada en silos de grano para darle la autonomía de procesamiento de un mes a la planta. El grano debe ser acondicionado para eliminar trazas metálicas o gravilla, tras lo cual será transferido a las líneas de molienda, donde los molinos de martillos reducirán la granulometría del mismo hasta convertirlo en una harina muy fina.

Esta harina se mezclará con agua en los tanques de licuefacción, donde será cocida hasta producir un mosto, tras lo cual se añadirá la dosis pertinente de la enzima alfa-amilasa, cuyo objetivo es hidrolizar los enlaces alfa (1→4) de la amilopeptina y amilosa del almidón, produciendo dextrinas, y otras dextrinas ramificadas.

Esta mezcla hidrolizada se enfriará para adecuarse al óptimo de la levadura de fermentación, *Saccharomyces cerevisiae*, tras lo cual se transferirá a los tanques de fermentación donde simultáneamente se producirá la sacarificación.

Esto se consigue mediante la adición a la entrada de los tanques de la levadura, por una parte, proveniente de un tanque de acondicionamiento, y por otra, del complejo enzimático (compuesto principalmente por glucoamilasa) encargado de romper el resto de enlaces remanentes alfa (1→4) y de los alfa (1→6) de las ramificaciones de los oligosacáridos, produciendo como resultado glucosa fermentable. De ese modo, en la correcta proporción, la levadura fermentará la glucosa en una reacción exotérmica liberando energía y CO<sub>2</sub>. Esta energía se traducirá en calor, que habrá de ser disipado por el agua de refrigeración.

La limpieza de los tanques de fermentación es fundamental, por lo que se instalará un sistema de limpieza “in situ” para los mismos que utilizará varios ciclos de limpieza.

Tras obtenerse una mezcla de un contenido alcohólico del 10%, es necesario separar el extracto sólido y el agua para obtener alcohol anhidro 99,75%. Para ello, la mezcla se transferirá a las columnas de destilación, en las que el alcohol y parte del agua se separarán del material sólido (vinaza) que quedará en el fondo de las columnas. Por la parte superior de las columnas de mosto se extraerá el caudal principal de alcoholes, que se cargará en una columna de destilación de alcoholes ligeros, en la cual la fracción más volátil saldrá por cabeza, formada por alcoholes ligeros y por el fondo saldrá la fracción que alimentará a la última columna.

El producto pesado procedente de la destilación de alcoholes ligeros se carga en la columna rectificadora. El producto obtenido en la cabeza de la columna de rectificación se sobrecalienta y pasa a través de dos tamices moleculares, para su deshidratación, donde mientras la primera torre seca el alcohol a sobrepresión, la segunda se regenera a vacío, constituyendo un ciclo de deshidratación. El alcohol anhidro se transferirá a unos tanques de almacenamiento específicos.

Por otra parte, las vinazas se transferirán a un tanque que decantarán en unas centrifugas específicas, donde se separará la torta y el agua de vinazas, o “vinazas claras”. Esta agua de vinazas se evaporará para poder ser incorporado el vapor al proceso de cocción/licuefacción, y por otra parte se obtendrá un jarabe espeso o sirope. Este jarabe se mezclará con la torta húmeda procedente de la decantación, formando una mezcla homogénea, que se secará en la unidad de secadero.

Esta unidad consume una gran cantidad de energía térmica, que procederá de quemadores de gas natural y de los gases de escape de la turbina de gas de la planta de cogeneración.

La harina de DDGS obtenida tras el secado se llevará a las líneas de peletización, donde se transformará en pélets para facilitar su almacenamiento en una de las naves de la planta.

### SISTEMA DE TRATAMIENTO DE VERTIDOS

La depuración de los efluentes producidos en la planta se llevará a cabo mediante un tratamiento físico-químico por flotación y un proceso aerobio por fangos activos con anaerobiosis. El agua tratada se clarificará en filtros de arena y los lodos se someterán al tratamiento de fangos.

### SISTEMA DE TRATAMIENTO DE AGUAS

Se montarán los equipos necesarios para el pretratamiento de la totalidad del volumen de agua requerido por el proceso en planta y el equipo osmotizador para agua de calidad superior para la unidad de calderas.

De igual manera, se instalarán las torres de refrigeración para disipar calor producido en el proceso, del cuál el 70% aproximadamente tendrá lugar en los tanques de fermentación.

### PLANTA DE COGENERACIÓN

Se acopla una planta de cogeneración a la planta de bioetanol con el fin de mejorar la eficiencia energética del proceso y reducir los costos de suministro energético, para esto, en primer lugar se ha determinado la demanda de calor del proceso.

La planta demanda 98.75 Ton/h (27.43 kg/s) de vapor saturado a una presión de 13 bar y una temperatura de 194.81 °C. Sabiendo que el agua entra en el economizador de la caldera a una temperatura de 80°C se puede calcular la demanda de calor al proceso según la siguiente fórmula:

$$DC = m \times (h_{vs} - h_{aee})$$

Dónde:

DC=Demanda de calor de la planta

m= caudal de vapor saturado a la salida de la caldera en ks/s

hvs= Entalpía de vapor saturado

haee= Entalpía del agua a la entrada del economizador.

La entalpía del agua a la entrada del economizador se calcula multiplicando el calor específico del agua ( $C_p = 4.2 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$ ) por la temperatura a la que entra el agua en el economizador de la caldera (80°C) obteniéndose una entalpía de 336 kJ/kg

Por tanto la demanda de calor sería:

$$DC = 27.43 \frac{kg}{s} \times (2786.56 - 336) \frac{kJ}{kg} = 67220.22 kW$$

El combustible elegido para la planta de cogeneración es gas natural por las ventajas que presenta frente a otros combustibles en cuanto a precio, garantía de suministro y nivel de emisiones. El elemento motor utilizado en la planta de cogeneración es una turbina de gas, por presentar mejor aprovechamiento térmico que los motores dada la alta presión y demanda de calor al proceso.

Seguidamente se ha calculado el potencial de cogeneración considerando el REE mínimo legal y un 10% adicional para que la planta sea de alta eficiencia.

$$E = \frac{ne \times REE \times V}{0.9 \times (REE - ne)} = \frac{0.30 \times 0.71 \times 67.2 MW}{0.9 \times (0.71 - 0.30)} = 51.56 MW$$

Posteriormente se ha evaluado diferentes alternativas de turbinas, de diferentes fabricantes (GE, Siemens, Rolls Royce) en un rango de potencia de 30-50 MW. Tomando en cuenta las diferentes prestaciones de cada una en cuanto a: Potencia, Rendimiento, Caudal gases de escape, Temperatura salida gases escape, se ha determinado que la mejor opción es el modelo de turbina LM6000 de la GE por permitir tener la planta más grande que cumpla con la demanda de vapor, además de permitir un menor coste de suministro energético a la planta de bioetanol.

La turbina LM6000 en las condiciones del emplazamiento tiene una potencia de 38.8 MW, un rendimiento de 43%, un caudal de gases de 112.31kg/s a una temperatura de 455°C.

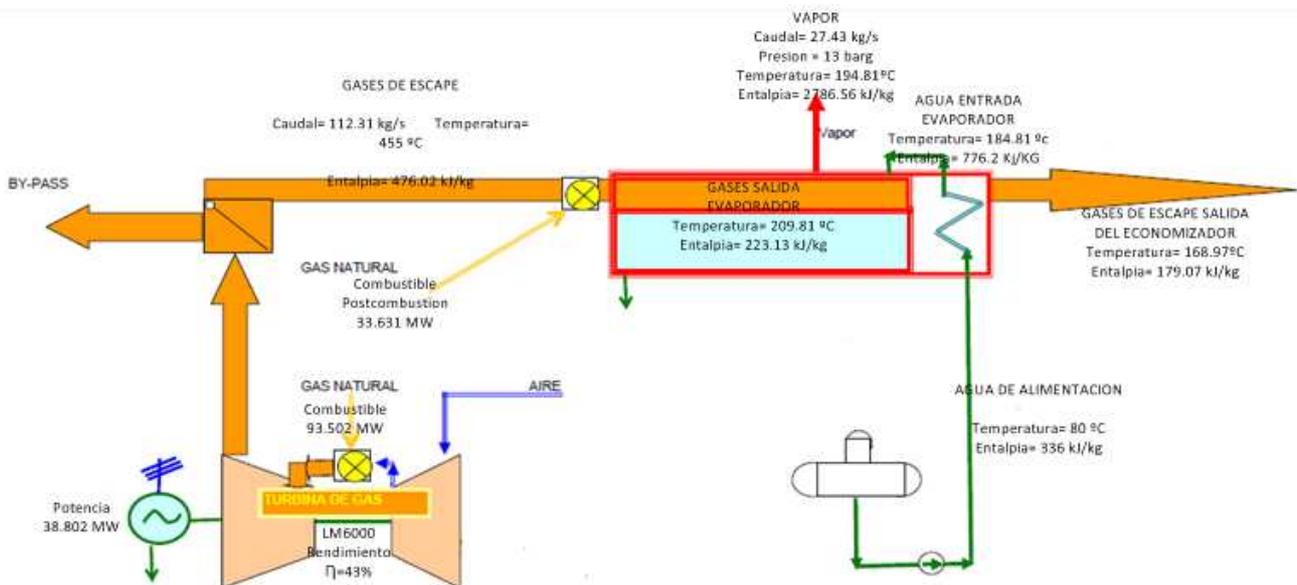
La caldera de recuperación al tener un Pinch Point  $PP=15^{\circ}\text{C}$  y un Approach Point de  $= 10^{\circ}\text{C}$  permite que la turbina sea capaz de brindar la energía para producir 13.71 kg/s equivalentes a 33.6 MW de calor, la energía que aún falta para cubrir la demanda de calor del proceso (67.2 MW) se satisface mediante "Post combustión" que tiene un rendimiento de 100% a diferencia de las calderas convencionales de 90%.

La planta de bioetanol funciona 8000h/año y la planta de cogeneración tiene una disponibilidad del 95% que permite generar 294 893.067 MWh, consume un total de 970 470.7 MWh (Combustible necesario para mover la turbina + combustible post combustión + combustible calderas auxiliares).

Se ha calculado que la planta tiene un REE=85.85% un rendimiento eléctrico RE= 25.70 y un rendimiento global RG=88.28%.

En el siguiente gráfico se muestra el balance de masa y energía de la planta de cogeneración.

Grafico 3: Balance de masa y energía de la planta de cogeneración.



Fuente: Elaboración propia

## ESTUDIO ECONOMICO

En las siguientes tablas se muestra el resumen de inversiones de la planta de bioetanol y cogeneración, los costos variables y fijos incurridos en el proceso y los ingresos percibidos por venta de bioetanol, DDGs y electricidad.

Tabla 7 Inversiones

INVERSIÓN	
Planta Bioetanol	100 000 000
Planta Cogeneración	34 800 000
Terreno	1 092 500
Obra civil	1 500 000
Equipamiento	45 000
Vehículos	1 000 000
<b>TOTAL</b>	<b>138 437 500</b>

Tabla 8: Ingresos

INGRESOS	
Bioetanol	140 000 000.00
DDGs	23 550 000.00
Electricidad	21 024 183.31
<b>TOTALES</b>	<b>184 574 183.31</b>

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9 Costos

COSTOS	
COSTOS VARIABLES	135 893 913.52
COSTOS FIJOS	8 743 715.12
<b>TOTAL</b>	<b>144 637 628.64</b>

Fuente: Elaboración propia

En la siguiente tabla se muestra el flujo de caja del proyecto y los indicadores económicos VAN, TIR, PAYBACK

Tabla 10: Flujo de Caja

AÑOS	0	1	2	.....	20
<b>INVERSIONES</b>	<b>-138 437 500</b>				
<b>INGRESOS TOTALES</b>		<b>184 574 183.31</b>	<b>184 574 183.31</b>	<b>184 574 183.31</b>	<b>184 574 183.31</b>
<b>COSTOS TOTALES</b>		<b>-144 637 628.64</b>	<b>-144 637 628.64</b>	<b>-144 637 628.64</b>	<b>-144 637 628.64</b>
<b>DEPRECIACION</b>		<b>-6921875</b>	<b>-6 921 875.00</b>	<b>-6 921 875.00</b>	<b>-6 921 875.00</b>
<b>BENEFICIO ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>33 014 679.67</b>	<b>33 014 679.67</b>	<b>33 014 679.67</b>	<b>33 014 679.67</b>
<b>IMPUESTOS</b>		<b>-8253669.918</b>	<b>-8 253 669.92</b>	<b>-8 253 669.92</b>	<b>-8 253 669.92</b>
<b>BENEFICIO DESPUES DE IMPUESTOS</b>		<b>24 761 009.75</b>	<b>24 761 009.75</b>	<b>24 761 009.75</b>	<b>24 761 009.75</b>
<b>DEPRECIACION</b>		<b>6921875</b>	<b>6 921 875.00</b>	<b>6 921 875.00</b>	<b>6 921 875.00</b>
<b>FLUJO DE CAJA</b>		<b>31 682 884.75</b>	<b>31 682 884.75</b>	<b>31 682 884.75</b>	<b>31 682 884.75</b>

Fuente: Elaboración propia

Tabla 11: Indicadores Económicos

<b>Tasa Descuento</b>	10%
<b>VAN</b>	131 296 758.18 €
<b>TIR</b>	22%
<b>PAYBACK</b>	4.3694727

**CONCLUSIÓN**

El sistema de cogeneración ayuda a mejorar la eficiencia energética del proceso, a su vez mejora el nivel de emisiones y se reduce el costo de suministro energético a la planta.

Es importante mencionar que el costo de la materia prima tiene una importante incidencia en el coste del bioetanol, por tanto es necesario desarrollar esfuerzos en investigación y desarrollo en obtener bioetanol de materia prima más barata y con mejores rendimientos alcohólicos para que sea más competitivo frente a la gasolina.

El gobierno no debe quitar la exención de impuestos y fomentar más el uso de biocombustibles.

Otro factor importante para la producción de bioetanol es mejorar la logística no solo de la materia prima (cereal) sino también la de los residuos agrícolas (paja) para que sean competitivos frente a los combustibles convencionales como el gas natural y poder utilizarlos como combustible en las plantas de cogeneración mejorando el nivel de emisiones, la eficiencia energética y el costo de producción de bioetanol