

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
TRABAJO FIN DE GRADO

***ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-
ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE
TRIGENERACIÓN PARA UNA FÁBRICA DE
PRODUCTOS LÁCTEOS***

Alumno/Alumna: Escabel Echave, Gontzal

Director/Directora: De la Peña, Victor Francisco

Codirector/Codirectora: Arraibi, Juan Ramón

Curso: 2018-2019

Fecha: 17 de Septiembre de 2018

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
TRABAJO FIN DE GRADO

***ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-
ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE
TRIGENERACIÓN PARA UNA FÁBRICA DE
PRODUCTOS LÁCTEOS***

DOCUMENTO 0 - RESUMEN

Alumno/Alumna: Escabel Echave, Gontzal

Director/Directora: De la Peña, Victor Francisco

Codirector/Codirectora: Arraibi, Juan Ramón

Curso: 2018-2019

Fecha: 17 de Septiembre de 2018

RESUMEN TRILINGÜE

[ES] El propósito de este proyecto es el dimensionamiento y el estudio de una planta de trigeneración para una fábrica de productos lácteos que, hasta el momento, se abastecía energéticamente por medios convencionales. Se mostrará la metodología de funcionamiento de la fábrica láctea, explicando cada proceso detalladamente y se calcularán las necesidades energéticas. Con el principal objetivo de aumentar la eficiencia energética se diseñará la planta de trigeneración y se realizará un estudio económico y de rentabilidad de la solución obtenida.

[EU] Ohiko moduan energia eskuraten duen esneki-fabrika bat hausnarru, trigenerazio instalazioaren diseinua ikertu eta proposamen berria egitea da proiektu honen helburua.

Bertan, esnekien fabrikazio prozesua azalduz, fabrikak beharrezkoa duen energia kopurua adieraziko da. Energia eraginkortasuna hobetzekotan, trigenerazio instalazioaren diseinua egingo da eta ekonomikoki errentagarria den ikertuko da.

[EN] The purpose of this project is to study the possibility of installing a trigeneration plant in a dairy factory, where the energy is obtained by conventional means. The productive process of the industry will be explained in full detail and the quantity of energy that those processes consume. Finally, the design of the plant will be studied in order to, increase the energetic efficiency and economic study will be carried out.

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
TRABAJO FIN DE GRADO

***ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-
ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE
TRIGENERACIÓN PARA UNA FÁBRICA DE
PRODUCTOS LÁCTEOS***

DOCUMENTO 1 – INDICE GENERAL

Alumno/Alumna: Escabel Echave, Gontzal

Director/Directora: De la Peña, Victor Francisco

Codirector/Codirectora: Arraibi, Juan Ramón

Curso: 2018-2019

Fecha: 17 de Septiembre de 2018

ÍNDICE GENERAL

DOCUMENTO 2: MEMORIA

1.- INTRODUCCIÓN	3
1.1.- MOTIVACIÓN:	3
1.2.- OBJETIVO DEL PROYECTO:.....	3
1.3.- ALCANCE DEL PROYECTO:	3
1.4.-DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	4
2.-CONTEXTO Y ANTECEDENTES	5
3.- PROCESO PRODUCTIVO	6
3.1.- ¿QUÉ SON PRODUCTOS LÁCTEOS?.....	6
3.2. HISTORIA DE LOS LÁCTEOS	6
3.3.- PROCESO PRODUCTIVO DE UNA FÁBRICA LÁCTEA.....	7
3.3.1.- RECEPCIÓN DE LA LECHE	8
3.3.2.- FILTRADO DE LA LECHE.....	8
3.3.3.- PASTEURIZACIÓN.....	8
3.3.4.- DESCREMADO.....	9
3.3.5.- PREPARACIÓN DE LAS RECETAS EN FUNCIÓN DE LOS PRODUCTOS	10
3.3.6.- TRATAMIENTO TÉRMICO.....	10
3.3.7.- FERMENTACIÓN LÁCTICA	11
3.3.8.- ENFRIAMIENTO PARA LA CONSERVACIÓN DEL PRODUCTO LÁCTEO.....	11
3.3.9.- ENVASADO, ALMACENAMIENTO Y DESPACHO	11
4.- PROPUESTA DE MEJORA ENERGÉTICA	12
4.1.- INTRODUCCIÓN A LA COGENERACIÓN	12
4.1.1.- APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN	14
4.2.- MARCO LEGAL.....	15
4.3.- COGENERACIÓN EN ESPAÑA	18
4.4.- SISTEMAS QUE COMPONEN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	20
4.4.1.- TURBINAS DE GAS (TG).....	20
4.4.2.- TURBINAS DE VAPOR (VP)	21
4.4.3.- MOTORES ALTERNATIVOS DE COMBUSTIÓN INTERNA (MACI)	22
4.4.4.- DIFERENCIAS ENTRE TURBINAS Y MOTORES	23
4.4.5.- CALDERAS DE RECUPERACIÓN.....	24
4.4.6.- MÁQUINAS DE ABSORCIÓN	25
4.4.7.- SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA	26
4.4.8.- SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN.....	27
4.4.9.- SISTEMAS DE CONTROL	27
4.5.- PROPIEDADES DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	28
4.5.1.- MODELOS DE COGENERACIÓN	29
4.5.2.- PARÁMETROS DE CÁLCULO Y POTENCIA ELÉCTRICA	33
4.6.- JUSTIFICACIÓN DE LA COGENERACIÓN	36
4.7.- ALTERNATIVA SELECCIONADA	36
5.- NECESIDADES ENERGÉTICAS	37
5.1.- HORAS DE TRABAJO	37
6.- ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL	38
7.- DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA	43

7.1.- FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA	43
7.2.- MACI	44
7.3.- CALDERA DE RECUPERACIÓN	46
7.4.- SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	49
7.5.- SISTEMAS SECUNDARIOS	50
8.- BIBLIOGRAFÍA	50

DOCUMENTO 3: PLIEGO DE CONDICIONES

CONDICIONES TÉCNICAS.....	2
9.- OBJETIVO	2
10.- SIMBOLOS Y ABREVIATURAS	2
11.- CONDICIONES GENERALES	2
11.1.- <i>GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL:</i>	2
11.2.- <i>SEGURIDAD EN EL TRABAJO:</i>	2
11.3.- <i>CÓDIGOS Y NORMAS:</i>	3
11.4.- <i>CONDICIONES PARA LA EJECUCIÓN DEL CONTRATISTA:</i>	3
12.- DATOS TECNICOS	3
12.1.- <i>ENSAYOS DE PREPARACIÓN:</i>	4
12.2.- <i>PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR-GENERADOR:</i>	4
13.- ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.....	4
14.- SEGURIDAD	5
CONDICIONES CONTRACTUALES.....	6
15.- INTRODUCCIÓN.....	6
16.- PRECIO DEL PROYECTO.....	6
16.1.- <i>CONDICIONES DEL PRECIO</i>	6
17.- EJECUCIÓN DEL PROYECTO	6
17.1.- <i>PLAZOS</i>	6
17.2.- <i>DEFINICIONES</i>	7
18.- GARANTÍAS	7
18.1.- <i>GARANTÍAS DE CONSTRUCCIÓN Y EJECUCIÓN</i>	7
18.2.- <i>GARANTÍA FINANCIERA</i>	8
19.- PENALIZACIONES.....	8
20.- SEGUROS.....	8
21.- MODIFICACIONES.....	8
22.- RETRASOS	8
23.- RESCISIÓN	9
24.- NORMATIVA Y PERMISOS.....	9
25.- UTILIZACIÓN DE SERVICIOS	9
26.- ORGANIGRAMA DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	9
26.1.- <i>DIRECCIÓN FACULTATIVA</i>	9
26.2.- <i>SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN</i>	9
26.3.- <i>AUTORIZACIÓN DE SUBCONTRATACIONES</i>	10
26.4.- <i>PERSONAL CONTRATADO O SUBCONTRATADO</i>	10
27.- MEDIOS AUXILIARES.....	10
28.- CONFIDENCIALIDAD	10
29.- ENTRADA EN VIGOR	11

DOCUMENTO 4: ASPECTOS ECONÓMICOS

30.- INTRODUCCIÓN	2
31.- PRESUPUESTO	2
32.- GANTT	4
32.1.- INGENIERÍA.....	4
32.2.- COMPRA DE EQUIPOS	4
32.3.- OBRA CIVIL Y MONTAJE.....	5
32.3.- VALIDACIÓN Y ACEPTACIÓN	5
33.- RENTABILIDAD	6

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Ubicación de la planta
Fig. 2. Planta completa
Fig. 3. Diagrama de flujo del proceso de producción
Fig. 4. Pasteurización
Fig. 5. Diagrama del proceso
Fig. 6. Almacenamiento de productos
Fig. 7. Producción en cogeneración y separada
Fig. 8. Cogeneración con gas natural
Fig. 9. Origen de la generación de energía
Fig. 10. Porcentaje de generación de energía mediante cogeneración en países
Fig. 11. Turbina de gas
Fig. 12. Turbina de vapor
Fig. 13. MACI
Fig. 14. Caldera de recuperación
Fig. 15. Máquina de absorción
Fig. 16. Torre de refrigeración
Fig. 17. Cogeneración en TV
Fig. 18. Cogeneración con motor
Fig. 19. Proceso de trigeneración
Fig. 20. RRE mínimo según combustibles
Fig. 21. Esquema general del proceso
Fig. 22. MACI seleccionado
Fig. 23. Datos técnicos de MACI seleccionado
Fig. 24. Esquema ciclo Otto
Fig. 25. Simulación de un motor de cuatro tiempos
Fig. 26. Economizador
Fig. 27. Pinch Point Y Approach Point
Fig. 28. Datos técnicos
Fig. 29. Focos y medidas correctoras
Fig. 30. Presupuesto
Fig. 31. Diagrama de Gantt

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
TRABAJO FIN DE GRADO

***ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-
ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE
TRIGENERACIÓN PARA UNA FÁBRICA DE
PRODUCTOS LÁCTEOS***

DOCUMENTO 2 - MEMORIA

Alumno/Alumna: Escabel Echave, Gontzal

Director/Directora: De la Peña, Victor Francisco

Codirector/Codirectora: Arraibi, Juan Ramón

Curso: 2018-2019

Fecha: 17 de Septiembre de 2018

ÍNDICE

1.- INTRODUCCIÓN	3
1.1.- MOTIVACIÓN:	3
1.2.- OBJETIVO DEL PROYECTO:.....	3
1.3.- ALCANCE DEL PROYECTO:	3
1.4.-DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	4
2.-CONTEXTO Y ANTECEDENTES	5
3.- PROCESO PRODUCTIVO	6
3.1.- ¿QUÉ SON PRODUCTOS LÁCTEOS?.....	6
3.2. HISTORIA DE LOS LÁCTEOS	6
3.3.- PROCESO PRODUCTIVO DE UNA FÁBRICA LÁCTEA.....	7
3.3.1.- RECEPCIÓN DE LA LECHE	8
3.3.2.- FILTRADO DE LA LECHE.....	8
3.3.3- PASTEURIZACIÓN.....	8
3.3.4.- DESCREMADO.....	9
3.3.5.- PREPARACIÓN DE LAS RECETAS EN FUNCIÓN DE LOS PRODUCTOS	10
3.3.6.- TRATAMIENTO TÉRMICO.....	10
3.3.7.- FERMENTACIÓN LÁCTICA	11
3.3.8.- ENFRIAMIENTO PARA LA CONSERVACIÓN DEL PRODUCTO LÁCTEO.....	11
3.3.9.- ENVASADO, ALMACENAMIENTO Y DESPACHO	11
4.- PROPUESTA DE MEJORA ENERGÉTICA	12
4.1.- INTRODUCCIÓN A LA COGENERACIÓN.....	12
4.1.1.-APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN	14
4.2.-MARCO LEGAL.....	15
4.3.- COGENERACIÓN EN ESPAÑA	18
4.4.-SISTEMAS QUE COMPONEN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN.....	20
4.4.1.- TURBINAS DE GAS (TG).....	20
4.4.2.- TURBINAS DE VAPOR (VP)	21
4.4.3.- MOTORES ALTERNATIVOS DE COMBUSTIÓN INTERNA (MACI)	22
4.4.4.- DIFERENCIAS ENTRE TURBINAS Y MOTORES.....	23
4.4.5.- CALDERAS DE RECUPERACIÓN.....	24
4.4.6.- MÁQUINAS DE ABSORCIÓN.....	25
4.4.7.-SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA.....	26
4.4.8.- SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN.....	27
4.4.9.- SISTEMAS DE CONTROL	27
4.5.-PROPIEDADES DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN	28
4.5.1.- MODELOS DE COGENERACIÓN.....	29
4.5.2.- PARÁMETROS DE CÁLCULO Y POTENCIA ELÉCTRICA	33
4.6.- JUSTIFICACIÓN DE LA COGENERACIÓN	36
4.7.- ALTERNATIVA SELECCIONADA	36
5.- NECESIDADES ENERGÉTICAS	37
5.1.- HORAS DE TRABAJO	37
6.- ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL.....	38
7.- DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	43
7.1.- FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA	43
7.2.- MACI	44

7.3.- CALDERA DE RECUPERACIÓN	46
7.4.- SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	49
7.5.- SISTEMAS SECUNDARIOS	50
8.- BIBLIOGRAFÍA	50

1.- INTRODUCCIÓN

1.1.- MOTIVACIÓN:

La empresa de producción láctea con la que se va a realizar el estudio, propone estudiar la viabilidad técnico-económica de una planta de cogeneración para su fábrica.

El propósito de dicha empresa trata de satisfacer la demanda de energía eléctrica y térmica del proceso mediante la instalación de una planta de cogeneración. Los factores más relevantes que han hecho que la empresa de producción láctea se decante por esta solución han sido:

- Decremento de emisiones atmosféricas.
- Ahorro económico en cuanto a costes energéticos.
- Disminución de la dependencia del suministro exterior de energía.

1.2.- OBJETIVO DEL PROYECTO:

La finalidad de este proyecto es el dimensionamiento de una planta de cogeneración, con el fin de atender las necesidades energéticas de la fábrica láctea, investigando las soluciones tecnológicas disponibles a partir de dichas necesidades del proceso productivo.

Para ello, se valorarán distintas alternativas tecnológicas, tanto técnica como económicamente, y se realizarán sus correspondientes estudios de viabilidad (dentro del Marco Legal), que nos conducirán a la elección de la planta.

El objetivo principal es definir la solución tecnológica que mejor se adapte a las necesidades de la empresa láctea teniendo en cuenta el proceso productivo inicial (tanto técnica como económicamente). También, se tendrán en cuenta unas condiciones de referencia y se analizará la rentabilidad de la solución tecnológica durante los años de funcionamiento previstos.

1.3.- ALCANCE DEL PROYECTO:

El alcance del proyecto es el siguiente:

- Descripción del principio de cogeneración, tecnologías y marco legal.
- Descripción del funcionamiento general de la planta.
- Descripción de los elementos generales de la planta de cogeneración.
- Descripción de cada una de las opciones propuestas:
 - Ciclo motor
 - Ciclo turbina de gas

- Comprobación del cumplimiento Legal del Rendimiento Eléctrico Equivalente exigido por el Real Decreto 661/2007.
- Justificación de la viabilidad económica de la planta de cogeneración.
- Cálculo del ahorro global de emisiones.

1.4.-DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

En este proyecto se va a analizar la instalación de una planta de trigeneración en una fábrica de productos lácteos. Estos productos son la consecuencia de varios procesos que se llevan a cabo en la industria para su posterior venta a los consumidores.

En ese proceso productivo, los lácteos necesitan tanto energía térmica como eléctrica. La energía eléctrica se utiliza para que las máquinas de producción puedan funcionar, en cambio, la energía térmica (frio y calor) se utiliza para el tratamiento de los lácteos y su conservación.

Debido a lo mencionado previamente, la instalación de una planta de trigeneración es una solución que satisface las necesidades de la fábrica, ya que, se aprovecha la energía térmica y eléctrica.

Por consiguiente, se estudiará detalladamente el proceso productivo de la fábrica y se considerarán las diferentes alternativas para la instalación de la planta, teniendo en cuenta los riesgos y beneficios que conllevarían.

2.-CONTEXTO Y ANTECEDENTES

La empresa láctea de la que se va a realizar el estudio, está ubicada en Lezama (Vizcaya) y es una empresa de tamaño pequeño-mediano. Por motivos de confidencialidad, no se puede mencionar el nombre de la empresa, por lo que, a partir de ahora la llamaremos “Bask Lácteos”.



Fig. 1. Ubicación de la planta

Actualmente, el modo de funcionamiento de esta empresa, como muchas otras es obtener energía eléctrica de la red y producir vapor necesario en una caldera convencional mediante el uso del gas natural como combustible.

Como se ha mencionado anteriormente, las razones principales para que la empresa haya optado por la instalación de una planta de cogeneración son:

- Disminuir las emisiones atmosféricas.
- Reducir la dependencia del suministro exterior de energía.
- Disminuir los costes energéticos y aumentar la competitividad de la empresa en el sector.

Por ello, mediante este proyecto se obtendrá una descripción detallada de los elementos principales de la planta de cogeneración y su funcionamiento. También, se calculará la potencia necesaria de todo el proceso y se definirán los equipos adecuados para el rendimiento óptimo de la planta.

3.- PROCESO PRODUCTIVO

3.1.- ¿QUÉ SON PRODUCTOS LÁCTEOS?

El grupo de los lácteos incluye alimentos como la leche y sus derivados procesados.

Las plantas industriales que producen estos alimentos pertenecen a la industria láctea y se caracterizan por la manipulación de un producto altamente perecedero, como la leche, que debe vigilarse y analizarse correctamente durante todos los pasos de la cadena de frío hasta su llegada al consumidor.



Fig. 2. Planta completa

3.2. HISTORIA DE LOS LÁCTEOS

El consumo regular de la leche por parte de las personas se remonta al momento en que los antepasados dejaron de ser nómadas y comenzaron a cultivar la tierra para alimentar a los animales capturados que mantenían junto al hogar. Este cambio se produjo en el Neolítico aproximadamente 6000 años a.C.

En aquellos tiempos, la leche se guardaba en pieles, tripas o vejigas animales que, en ocasiones, no estaban bien lavadas o se dejaban expuestas al sol, por lo que el producto coagulaba. De este modo surgió el que probablemente fuera el primer derivado lácteo, al que ya se hacían alusiones en la Biblia: la leche cuajada.

Los primeros animales que ordeñaron fueron ovejas y cabras. Años más tarde, también se implantó el consumo de leche de vaca y de algunos derivados de éste alimento como las leches fermentadas.

Los derivados fermentados fueron descubiertos de manera espontánea debido a sus condiciones de vida y temperatura. Este tipo de reacción se realizó de una

manera casual, debido a que no tenían sistemas de conservación de la materia prima que evitara que fermentase.

De esta manera, sin quererlo, se encontraron con un tipo de leches que les fue muy útil para almacenar durante más tiempo sin que se estropeará.

A medida que mejoraban los sistemas de conservación, aumentaba la diversificación de derivados lácteos y su consumo empezó a dejar de formar parte exclusiva de la gente más pobre. De esta manera, muchos años después, los franceses empezaron a consumir la nata o crema de leche en su alimentación habitual.

Lo que propulsó su incremento de consumo, sin olvidar la seguridad higiénica en la producción que éstos provocan, fueron los avances tecnológicos que supuso la época de la industrialización, tanto a nivel de distribución, como en conservación.

3.3.- PROCESO PRODUCTIVO DE UNA FÁBRICA LÁCTEA

La fábrica es una industria de productos lácteos frescos cuyo objetivo principal es asegurar la calidad de la leche para su posterior uso. Para ello, habrá un proceso de tratamiento de la leche en la que los mayores consumos energéticos provienen de la generación de vapor.

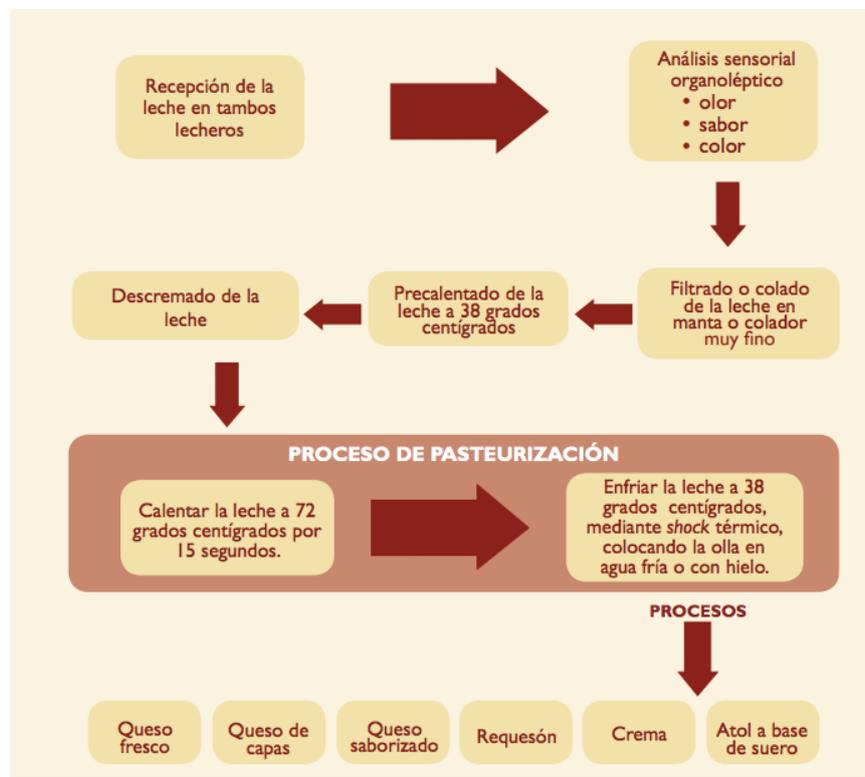


Fig. 3. Diagrama de flujo del proceso de producción

A continuación, se describirán detalladamente los procesos que se dan en la fábrica láctea para la obtención del producto.

3.3.1.- RECEPCIÓN DE LA LECHE

En la planta el personal que recibe la leche deberá hacer la evaluación organoléptica y las pruebas de calidad.

El control de calidad de la leche que entra a la fábrica, involucra un conjunto de pruebas que permiten determinar si la leche es pura, limpia y apta para la fabricación de derivados lácteos.

Es necesario que la leche no provenga de animales que están en tratamiento con antibióticos, puesto que una cantidad pequeña que se encuentre en el producto evitará que se desarrollen los microorganismos necesarios que intervienen en el proceso.

Hay varios tipos de pruebas para el control de calidad como, por ejemplo: California Mastitis Test (CMT), pruebas sensoriales, prueba de alcohol, determinación de la acidez, determinación de la densidad, prueba para la determinar la adición de almidón, etc.

3.3.2.- FILTRADO DE LA LECHE

El filtrado de la leche es un proceso importante en la elaboración de productos lácteos. La operación consiste en hacer pasar el producto a través de una tela para eliminar suciedades que generalmente trae la leche, especialmente cuando el ordeño se realiza de forma manual.

La tela con la que se filtra la leche, debe lavarse después de cada uso con detergente y una solución de cloro a 100 partes por millón (ppm). Durante este proceso, los filtros deben ser reemplazados frecuentemente de modo que la suciedad no se convierta en el vehículo de transmisión de microorganismos a la leche.

Hay que mencionar que la operación de filtrado de la leche sólo logra eliminar las suciedades más grandes (las que puedan ser retenidas por el paño/filtro). Por lo que a través del filtro logran pasar una cantidad inmensa de microorganismos que dañan la calidad de la leche.

3.3.3- PASTEURIZACIÓN

Como se ha mencionado anteriormente, por el filtro pasan microorganismos que el filtro no puede retener, para eliminar estos, se utiliza el tratamiento de la pasteurización.

Se puede definir como pasteurización al proceso por el que es posible destruir los microorganismos patógenos, es decir, aquellos que causan enfermedades a los

humanos, mediante la aplicación de calor a temperaturas suficientes para eliminar este tipo de microorganismos sin alterar los componentes de la leche.

Hay que añadir que pasteurizar no es lo mismo que hervir. Cuando se hierve la leche, se altera la estructura de la proteína, se pierde calcio y el contenido vitamínico disminuye. En cambio, si la leche se pasteuriza, se evita la alteración de las proteínas, las vitaminas se mantienen, el nivel del calcio aumenta y se eliminan microorganismos productores de enfermedades.



Fig. 4. Pasteurización

En la producción de productos lácteos a pequeña escala destacan dos tipos de pasteurización:

- Pasteurización baja: Calentar la leche hasta 75°C y mantener esta temperatura durante 30 minutos. Después enfriar a 37°C.
- Pasteurización media: Calentar hasta 95°C y mantener durante 30 segundos. Después enfriar a 37°C.

Una vez transcurrido el tiempo de pasteurización la leche se debe enfriar lo más rápido posible.

3.3.4.- DESCREMADO

La crema es la parte rica en grasa de la leche, que se obtiene por descremado natural o por centrifugado de la leche entera.

El uso de la crema es amplio, la que se vende para consumo tiene distintos contenidos grasos y se destina a la elaboración de postres, uso en la cocina o consumo directo.

El descremado es el proceso de separación de la parte de grasa de la leche que se realiza de forma manual o eléctrica por centrifugación.

Después la crema obtenida se conserva en bolsas de plástico que se encuentran completamente limpias, libres de polvo, agua u otras sustancias que puedan contaminar el producto. La crema se almacena bajo la refrigeración adecuada de 8°C en un ambiente libre de humedad.

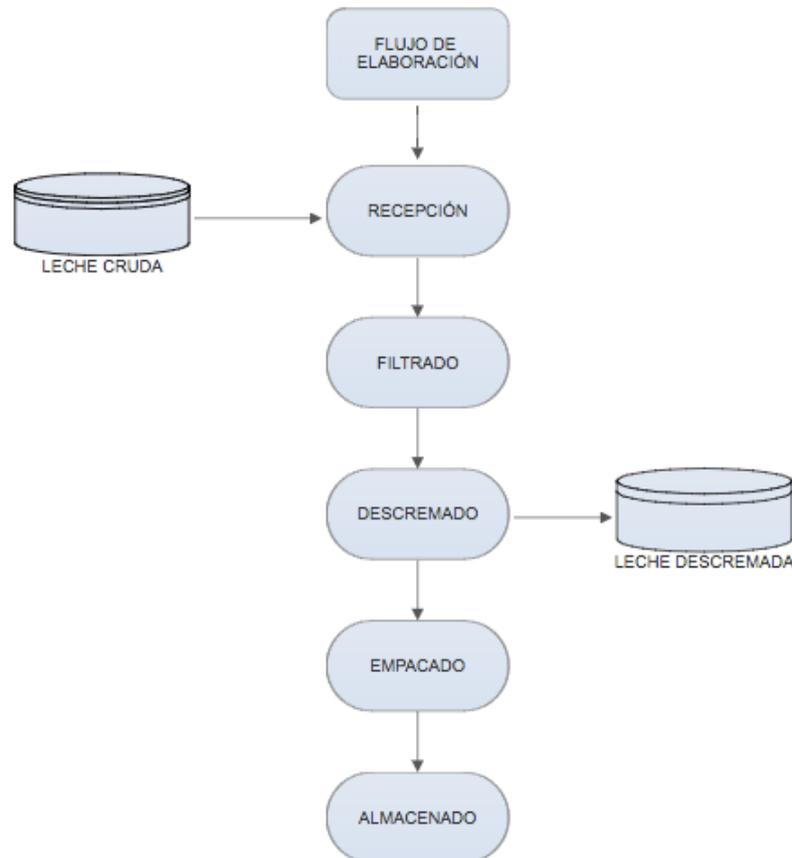


Fig. 5. Diagrama del proceso

3.3.5.- PREPARACIÓN DE LAS RECETAS EN FUNCIÓN DE LOS PRODUCTOS

Mezcla de ingredientes sólidos y líquidos para normalizar el contenido nutricional de cada producto como por ejemplo mantequilla, quesos, cuajada, etc.

3.3.6.- TRATAMIENTO TÉRMICO

Los productos preparados se someten a un tratamiento térmico para la eliminación de las bacterias y la activación de ingredientes. Este tratamiento puede ser de dos tipos: Esterilización (135°C) o Pasteurización (95°C).

La esterilización consiste en calentar la leche a una temperatura alrededor de 135°C. Este proceso, libera los alimentos de gérmenes, hongos, bacterias y esporas, que causan descomposición, pérdida de apariencia, textura, sabor y propiedades nutritivas, con riesgos para la salud.

Además, destruye las vitaminas hidrosolubles (vitamina B y C) en mayor o menor cantidad, según la duración del tratamiento. También puede originar cambios en el sabor y el color original del alimento (la leche esterilizada es ligeramente amarillenta y con cierto sabor tostado).

La esterilización a temperatura alta (calentamiento a 140°C por 45 segundos, sin refrigeración posterior), elimina cualquier microorganismo presente en la leche, por lo que, este proceso no se aplica a leches saborizadas o reformuladas, ya que, se caramelizan.

3.3.7.- FERMENTACIÓN LÁCTICA

Los productos fermentados de la leche, son productos lácteos procedentes de los cultivos lácteos debido a la acción de las bacterias del ácido láctico (lactobacillales).

El proceso de fermentación incrementa la vida útil de consumo del lácteo, mejorando la digestibilidad del mismo. Hay un rango de diferentes Lactobacillales capaces de proporcionar a los lácteos fermentados de diferentes sabores.

Existen muchos tipos de lácteos de cultivo o fermentados y se pueden encontrar a lo largo de todo el mundo, por ejemplo:

- Yogur
- Cuajada
- Suero de mantequilla

3.3.8.- ENFRIAMIENTO PARA LA CONSERVACIÓN DEL PRODUCTO LÁCTEO

Una vez pasados todos los procesos mencionados anteriormente, se conservan a una temperatura adecuada dependiendo de las características del producto para su posterior envasado.

3.3.9.- ENVASADO, ALMACENAMIENTO Y DESPACHO

Finalmente, el producto se mete en su correspondiente envase y después de agrupar los productos, se empaquetan en cajas y se procede al embalaje. Deberán apilarse a una altura reducida para evitar aplastamientos. La manipulación de los embalajes siempre debe ser cuidadosa, para evita abollar los envases, afectar el cierre y por tanto, comprometer su hermetismo. Finalmente, el producto se almacenará en un lugar seco e higiénico.



Fig. 6. Almacenamiento de productos

4.- PROPUESTA DE MEJORA ENERGÉTICA

4.1.- INTRODUCCIÓN A LA COGENERACIÓN

La cogeneración es la producción conjunta, en proceso secuencial, de electricidad (o energía mecánica) y energía térmica útil, partiendo de un único combustible.

Esta generación simultánea de calor y electricidad, permite un mejor aprovechamiento de la energía que se transforma respecto a la producción de electricidad y calor por separado.

Los sistemas de cogeneración presentan rendimientos globales del orden del 83-90%, lo que implica que el aprovechamiento simultáneo de electricidad y calor favorezca la obtención de elevados índices de ahorro energético.

El gas natural es la energía primaria más utilizada para el funcionamiento de las centrales de cogeneración, las cuales funcionan con turbinas o motores a gas. No obstante, también se pueden utilizar fuentes de energía renovables y residuos como biomasa (para el estudio del proyecto se utilizará gas natural como combustible).

El usuario que cogenera sigue utilizando la misma cantidad de energía (calor y electricidad) que, en la situación primitiva, cuando compraba la electricidad a la compañía eléctrica y el combustible a la compañía suministradora. Su ventaja es económica, ya que, obtiene la misma cantidad de energía a menor coste. Esto implica obviamente una inversión que ha de amortizarse en un plazo de tiempo razonable.

En la siguiente imagen se puede apreciar lo explicado anteriormente, en el primer caso mediante la producción en cogeneración se consume menos energía, se

consigue la misma cantidad de energía calorífica y eléctrica, y se obtienen menos pérdidas que en la producción separada.

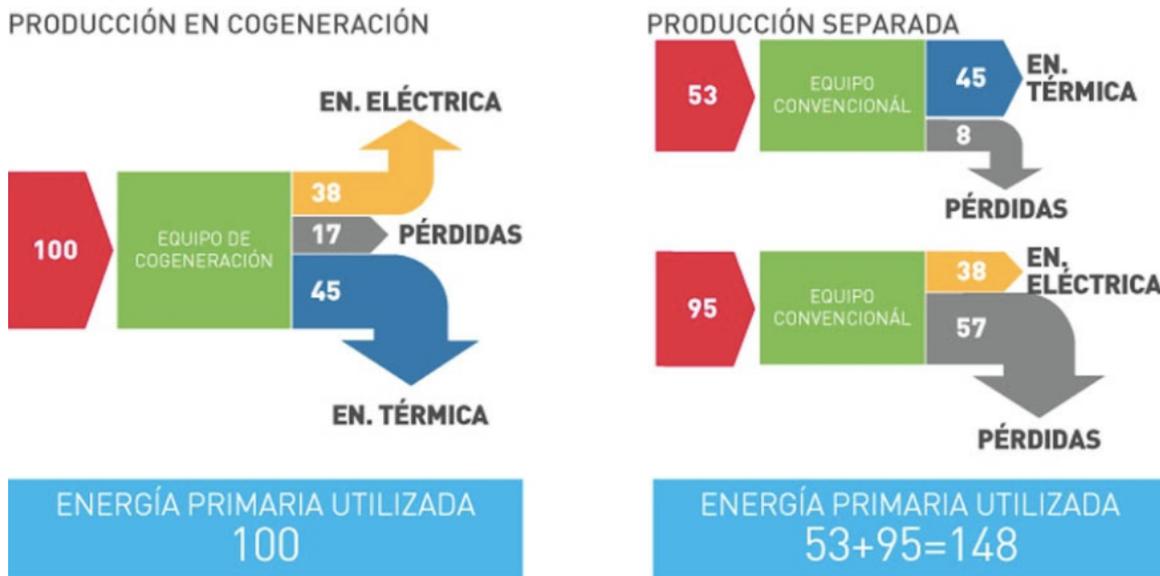


Fig. 7. Producción en cogeneración y separada

A continuación, se explicarán las ventajas y desventajas de la cogeneración:

- Ahorro de energía primaria utilizada: Mediante una instalación de cogeneración se puede reducir hasta el 25% del consumo de combustible comparado con la instalación convencional.
- Reducción de costes: El presupuesto del coste de la energía mediante el sistema de cogeneración es más reducido que las unidades convencionales (20-30% menores).
- Mejora medioambiental: Al disminuir el consumo de la energía primaria se reducen las emisiones de contaminantes atmosféricos (So₂ y NO_x).
- Mayor diversificación energética, ya que, se utiliza un nuevo combustible que es el gas natural.
- Normativa: Es necesaria una reglamentación adecuada, para regular y resolver los numerosos posibles puntos conflictivos que pueden presentarse en las relaciones cogenerador-compañía eléctrica.
- Infraestructura: Se requiere una infraestructura adecuada para el correcto uso y mantenimiento de las instalaciones.

- Estabilidad de la red eléctrica: Las unidades de cogeneración ofrecen un alivio significativo a las redes eléctricas durante los meses calurosos de verano. Las cargas de refrigeración se transfieren de las redes eléctricas a las redes de combustibles fósiles, ya que, el proceso de refrigeración cambia de los ciclos de compresión generalizados a los de absorción. Esto incrementa aún más la estabilidad de la red eléctrica y mejora la eficiencia del sistema, ya que, los picos del verano son cubiertos por empresas eléctricas mediante unas ineficaces unidades de reserva y líneas de transporte de electricidad sobrecargadas.
- Energía: se aprovechan varios tipos de energía y su potencial de rendimiento es mayor que una central convencional. Además, se produce la energía allí donde se consume (menos pérdidas por transporte).

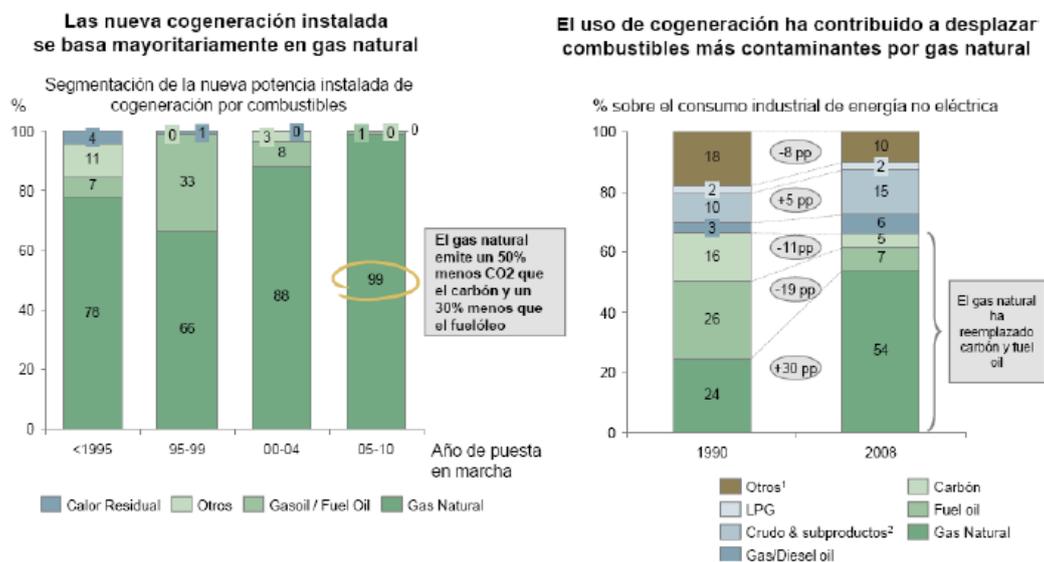


Fig. 8. Cogeneración con gas natural

4.1.1.-APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN

Las grandes centrales térmicas o sistemas convencionales de abastecimiento eléctrico o energético se centran exclusivamente en la generación de electricidad y, por lo tanto, el calor residual es emitido al ambiente.

Las industrias y los usuarios se suministran de combustible y electricidad por determinados proveedores; este suministro es costoso y no es eficiente, ya que, hay muchas pérdidas energéticas que podrían evitarse mediante las tecnologías de cogeneración.

Las plantas de cogeneración se caracterizan por la diversidad de tecnologías y por su especificidad en el diseño, ya que, en cada caso se debe diseñar en función de la demanda de electricidad o calor.

Las aplicaciones de cogeneración varían entre diferentes regiones y países del mundo según sus diferentes condiciones climáticas, a la situación económica y a las condiciones de mercado para la cogeneración.

Las aplicaciones de tecnologías de estas técnicas no son únicamente en el sector industrial, sino que están siendo utilizadas en servicios públicos como en el sector residencial. El sector residencial y los edificios presentan un inmenso potencial tanto para cogeneración como trigeneración pues se caracterizan por una gran demanda de calor y frío, ya que, mayores ingresos implican mayores demandas de confort térmico.

A continuación, se citan las aplicaciones típicas de cogeneración y trigeneración:

- Establecimientos educacionales
- Horticultura
- Desarrollos mixtos
- Calefacción distrital
- Tratamientos de aguas servidas
- Instalaciones militares
- Cárceles
- Hospitales
- Hoteles
- Ocio (cines, centros comerciales)
- Centros de datos
- Industria

4.2.-MARCO LEGAL

Las plantas de cogeneración son proyectadas para trabajar dentro de unos estrictos rangos. Las curvas de demanda energética del usuario y de producción de la instalación no son continuos, por lo que es normal que se produzcan excedentes o déficits de energía eléctrica que obligan al usuario a conectarse a la red (bien para vender o comprar electricidad).

Esta circunstancia puede generar desacuerdos y conflictos, y para evadir estas situaciones es necesaria una legislación que regule las relaciones entre cogeneradores y sector eléctrico .

En el año 1980, con la promulgación de la Ley 82/1980 “Ley de Conservación de la Energía”, las instalaciones de cogeneración comenzaron a regularse desde el punto de vista legal. En su capítulo II del Título I consta de una serie de medidas para el fomento de la autogeneración.

El “RD 2366/94 sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovable” se publica en el BOE el 9 de Diciembre de 1984. En este RD se desarrolla la Ley 40/1994 de ordenación del sistema eléctrico nacional, definiéndose en su Capítulo I, artículo 2 el término “Instalaciones en régimen especial” que engloba aquellas instalaciones de producción de energía con potencia instalada igual o inferior a 100MVA.

En cuanto a las instalaciones en régimen especial siguen siendo las definidas en el RD 2366/94. Pero la potencia máxima se rebaja desde 100MW a 50MW. Cuando se excede de esta potencia máxima se entra en el rango de auto-productor.

El real Decreto 661/2007 regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y entra en vigor el 25 de Mayo de 2007. Hoy en día, la sociedad española necesita cada vez más el uso de las energías renovables y aumenta la demanda de la eficiencia en la generación de electricidad con el fin de obtener un desarrollo sostenible desde un punto de vista social, económico y ambiental. A parte de esto, mediante la búsqueda de la eficiencia energética en la generación de electricidad y el uso de las fuentes de energía renovables, la política energética nacional debe posibilitar la disminución de gases de efecto invernadero de acuerdo con los compromisos obtenidos con el protocolo de Kyoto. La creación del régimen especial de generación eléctrica fue un hito importante en la política energética de España. Mediante el Plan de Energías Renovables de 2005-2010, se recogen los objetivos relativos al fomento de las energías renovables y la cogeneración.

En el real decreto el marco económico establecido adjunta los principios recogidos en la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, garantizando a los titulares de instalaciones en régimen especial una retribución razonable para sus inversiones; y a los consumidores eléctricos una asignación también razonable de los costes imputables al sistema eléctrico. Mediante la participación en el mercado, se consigue una menor intervención administrativa en la fijación de los precios de la electricidad, así como una mejor y más eficiente imputación de los costes del sistema (referido a la gestión de desvíos y a la prestación de servicios complementarios). Para ello se mantiene un sistema análogo al contemplado en el RD 436/2004 en el que el titular de la instalación puede vender su energía con una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación o sino puede vender la energía en el mercado diario.

En el año 2008 se inicia la elaboración del nuevo Plan de Energías Renovables para la aplicación en el periodo 2011-2020, los objetivos que se proponen se consideran en la revisión del régimen retributivo en 2010.

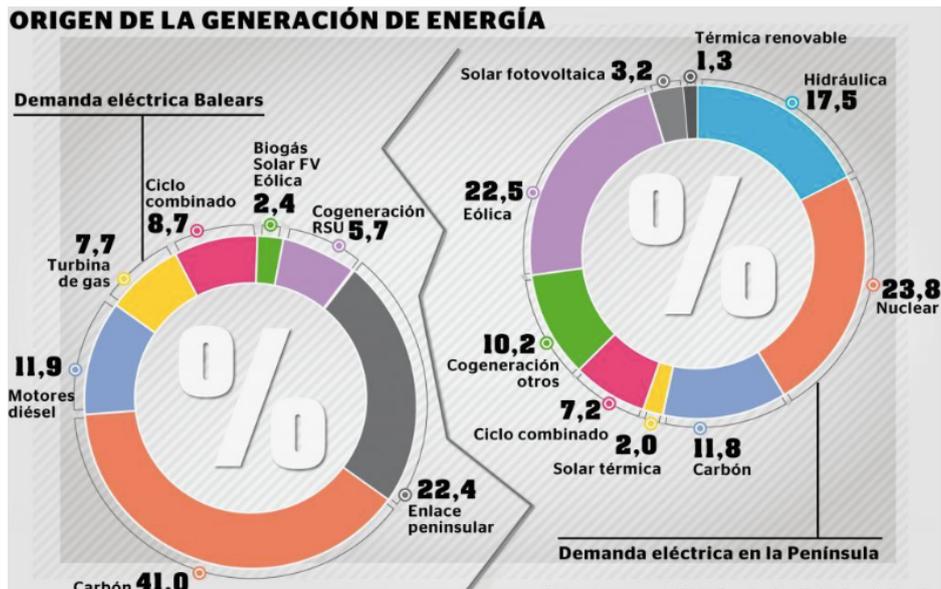


Fig. 9. Origen de la generación de energía

En cuanto al RD 661/2007, se puede decir que se estructura en cuatro diferentes capítulos. El primer capítulo define el alcance objetivo de la norma y también, especifica las instalaciones que tiene la consideración de régimen especial; se clasifican en categorías, grupos y subgrupos. En el segundo capítulo se regula el proceso para la inclusión de la instalación de producción de energía en el régimen especial. Después, en el tercer capítulo, se regulan las obligaciones y los derechos de los productores y en el siguiente capítulo se regula el régimen económico.

La nueva legislación constituida por el RD 616/2007 de fomento de la cogeneración (transpone a la legislación española de la Directiva 2004/8/CE) hay que tenerla presente y que, además, este RD permite: calcular los complementos retributivos en función de su eficiencia, determinar la electricidad que es objeto de las garantías de origen y evaluar los índices de eficiencia de las plantas de cogeneración para discriminar las que deben ser objeto de fomento.

Los índices de eficiencia son en función del ahorro de energía y se concretan mediante la energía eléctrica producida (E), el combustible consumido (F) y el calor (H).

Mediante el Anexo II de la Directiva Europea se determina la electricidad de cogeneración, y es función del rendimiento global de la planta y de las características de esta. Hay varios tipos de evaluación de las plantas: El RD 661/2007 trata del rendimiento eléctrico equivalente (REE) y el índice empleado es el denominado PES (consiste en el ahorro de energía primaria porcentual y determina cuándo la electricidad de cogeneración es alta de eficiencia y puede certificar la "Garantía de Origen").

El 1 de diciembre de 2007, mediante la CNE se puso en marcha el sistema de Garantía de Origen y el Etiquetado de Electricidad en el cual el objetivo es informar al

consumidor con el fin de que conozca en detalle el origen de la energía que consume y el impacto ambiental que conlleva. La iniciativa es una adaptación de la normativa europea. La directiva 2001/77/CE sobre la promoción de la electricidad con fuentes renovables indica en el 5º artículo la necesidad de garantizar el origen de la electricidad.

La Directiva 2003/54/CE que habla sobre las normas comunes para el mercado interior de la electricidad, obliga a los suministradores que añadan en las facturas el desglose de la contribución que tuvo cada fuente energética primaria en la energía comercializada durante el año previo, y la información sobre el impacto ambiental, en relación con las emisiones específicas de CO₂ y la generación de residuos radiactivos.

Por mediación del Etiquetado de la Electricidad y el Sistema de Garantía de Origen es posible asegurar el origen de la energía eléctrica producida mediante fuentes renovables o sistemas de alta eficiencia; saber la mezcla global de energías primarias que se usan para crear electricidad; y determinar la mezcla de energía comercializada durante el año previo por cada empresa.

La variación de criterios en la Legislación para la cualificación y evaluación de las plantas requiere un análisis previo y la determinación de unos principios fundamentales que dejen avanzar a un conjunto de soluciones que deben ser razonables técnicamente, aceptables económicamente y coherente con todas las legislaciones.

La evaluación es compleja no solo por la parte legislativa, sino por la diversidad tecnológica de las mismas y por la dificultad de la medida de parámetros que determinan la eficiencia y el calor útil.

4.3.- COGENERACIÓN EN ESPAÑA

Las primeras instalaciones de cogeneración utilizadas en España se basaron en turbinas de vapor situadas principalmente en industrias del sector químico y de fabricación de pasta y papel. Su finalidad consistía en asegurar el suministro eléctrico al proceso industrial y optimizar los costes de producción.

Las instalaciones de cogeneración basadas en turbinas de gas y motores alternativos comenzaron a implantarse en España en la década de los ochenta con un ritmo lento de introducción.

A finales de 1987 se inició un periodo de crecimiento sostenido en los sectores industrial y terciario, causado principalmente por la diferencia de precios entre los combustibles y la energía eléctrica, que propició una rentabilidad elevada de los proyectos de cogeneración.

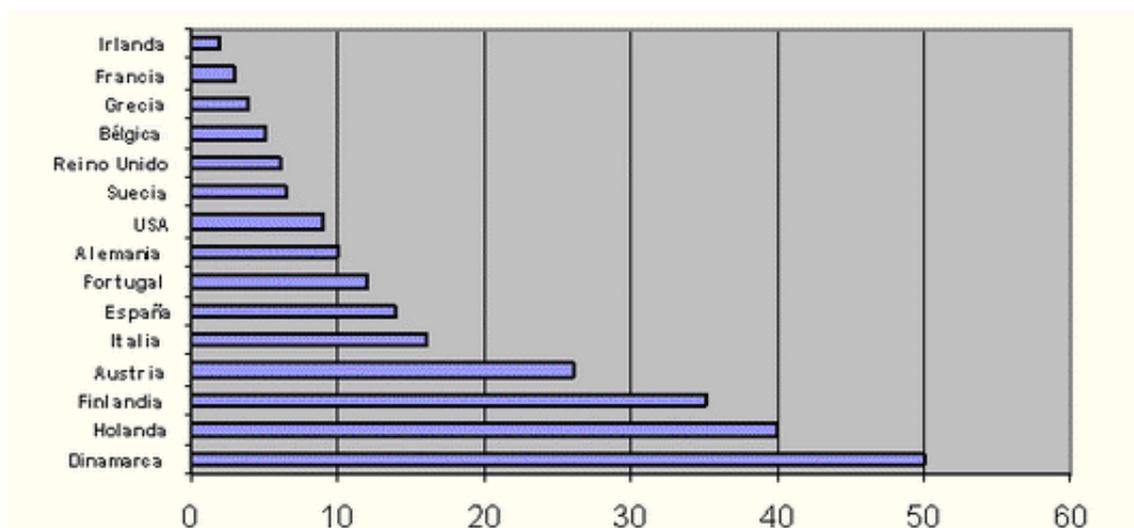


Fig. 10. Porcentaje de generación de energía mediante cogeneración en países

A partir de 1995, la cogeneración recibe un nuevo impulso y para mediados de 1999 la potencia instalada era de 936 MW con 186 instalaciones en servicio y una inversión de más de 115.000 millones de pesetas (unos 690M€).

Actualmente, la cogeneración puede tener un papel clave en las estrategias energéticas europeas y nacionales, ya que esta tecnología de producción de electricidad y calor contribuye directamente a los tres pilares fundamentales de la política europea: cambio climático, seguridad de suministro y competitividad.

En primer lugar, como ya se ha dicho, la cogeneración ahorra energía primaria, y se estima en unos 20.000 GWh/año, lo que supone menor importación de combustible. Consecuentemente ahorra emisiones de gases de efecto invernadero, estimadas en torno a 5.000.000 tCO₂/año, que se traducen en unos 167 M€.

Esta importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero aportada por la cogeneración sugiere que hay que promover el uso de la cogeneración siempre que recurra a combustible fósiles, para salvar la diferencia entre las emisiones actuales y los objetivos acordados en Kioto.

Por otro lado, a diferencia de las tecnologías renovables, la cogeneración no sólo produce energía sino también ofrece seguridad de suministro. La aportación de garantías de potencia permite evitar la construcción de plantas de régimen ordinario necesarias para cubrir la potencia de plantas renovables en los momentos que no puedan funcionar.

Además, mientras el régimen especial en su conjunto tiene un coste medio de unos 124 €/MWh, superior a los 95 €/MWh de coste del régimen ordinario, en cogeneración el coste medio es inferior, de unos 87 €/MWh, con lo que ahorra al sistema entorno a 180.000 M€/año.

Finalmente, respecto a otras tecnologías renovables del régimen especial, la cogeneración ha hecho más competitiva la industria nacional, a la que ha rebajado su coste energético en más de un 10%, evitando la indeseable deslocalización de muchas industrias.

4.4.-SISTEMAS QUE COMPONEN UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

4.4.1.- TURBINAS DE GAS (TG)

La turbina de gas, TG, se puede diferenciar en dos tipos: de combustión interna y de combustión externa.

En las de combustión externa, un fluido de trabajo que suele ser aire o un gas inerte describe un proceso cíclico recibiendo y cediendo calor a través de sendos intercambiadores de calor (calentador y enfriador).

El foco caliente de la máquina son los gases procedentes de la combustión de un combustible en una cámara de combustión, en tanto que el foco frío es el agua de refrigeración, que cede el calor absorbido en el enfriador al aire ambiental, mediante una torre de refrigeración.

Por el contrario, en una turbina de gas de combustión interna, también llamada de ciclo abierto, la combustión se produce en el seno del fluido de trabajo, de manera que no existe intercambio de calor con los focos a través de unas superficies de intercambio. Los gases de combustión, una vez expansionados en la turbina son cedidos al ambiente y el compresor aspira el nuevo aire atmosférico.

El valor relativamente bajo del rendimiento de estas turbinas de gas, juntamente con la gran cantidad de exceso de aire requerido para asegurar una temperatura aceptable a la entrada del expansor, origina un importante contenido energético en los gases de escape y la posibilidad de recuperar dicho calor residual. El rango de aplicación en cuanto a potencia de las turbinas de gas oscila desde 0'5 hasta 100 MW.

Tanto uno como otro tipo de turbina de gas pueden ser utilizados para la cogeneración. La principal ventaja de las TG de combustión externa radica en que, a través de sus componentes, no circulan los productos de la combustión, minimizándose así los problemas de corrosión y desgaste.

En consecuencia, se puede utilizar una gran variedad de combustibles, como carbón, gas de horno alto, etc.

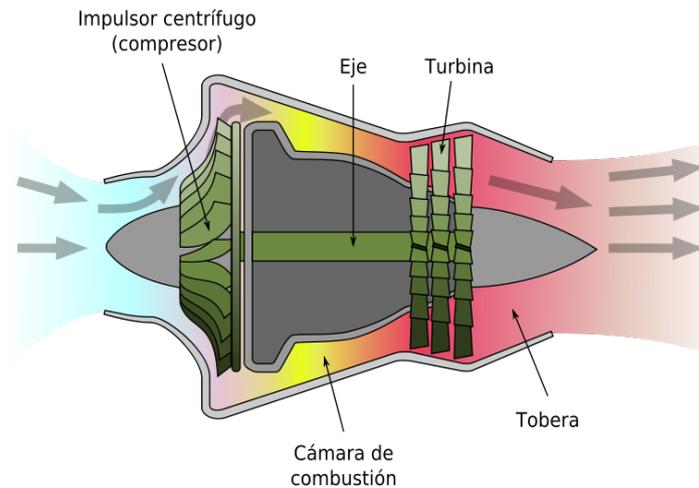


Fig. 11. Turbina de gas

4.4.2.- TURBINAS DE VAPOR (VP)

Las turbinas de vapor, TV, se produce energía mecánica mediante la expansión del vapor a alta presión procedente de una caldera convencional. Las TV se clasifican dependiendo de la presión de salida del vapor, siendo a contrapresión si la presión está por encima de la atmosférica, y a condensación si la presión se encuentra por debajo de la atmosférica.

Este tipo de turbina fue la primera utilizada en plantas de cogeneración. Hoy en día, en cambio, tiene que cumplirse varias condiciones para que las turbinas de vapor sean rentables en las plantas.

Una de esas condiciones es cuando el proceso es exotérmico, ya que, el calor sobrante que hay que retirar al ambiente se introduce en una caldera para generar vapor y después enviarlo a la TV.

Otra de las condiciones es que se disponga de combustibles como la biomasa, es decir, combustibles baratos.

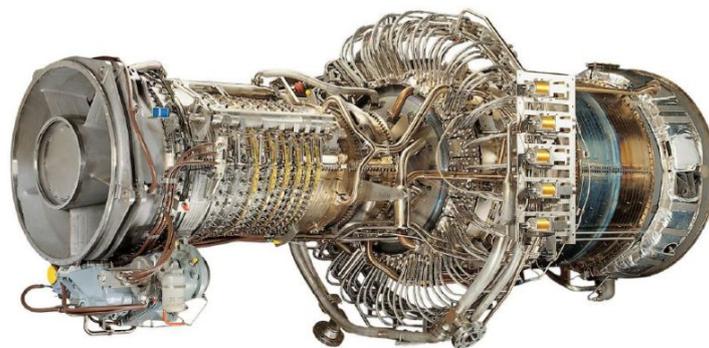


Fig. 12. Turbina de vapor

4.4.3.- MOTORES ALTERNATIVOS DE COMBUSTIÓN INTERNA (MACI)

El motor alternativo, es un motor térmico de combustión interna, de movimiento alternativo y convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior del cilindro provoca un movimiento lineal del pistón, que la biela convierte en rotación del cigüeñal. De esta manera también se asegura el movimiento alternativo del pistón, que permite renovar los gases producto de la combustión por mezcla fresca, lista para explotar.

El motor alternativo es una máquina cíclica, pero el fluido se renueva en cada ciclo (se trata de un ciclo abierto).

El motor alternativo de combustión interna está basado en una tecnología bien conocida y ampliamente usada. Está presente en máquinas tan habituales como los automóviles, barcos, aviones, equipos de obras públicas, y por supuesto, las plantas de producción de energía eléctrica.

Los motores empleados en estas plantas se denominan motores estacionarios, ya que, no van montados sobre vehículos en movimiento. En realidad, los motores estacionarios grandes, para aplicaciones terrestres son prácticamente iguales a los motores marinos, y desde el punto de vista del diseño de ellos tiene su origen en estos. Existe una gran variedad de motores estacionarios para el mercado de generación eléctrica, que incluye sistemas de emergencia y de respaldo, equipos para picos de demanda, para demandas intermedias y para ser utilizados como carga base. Muchos de estos motores combinan la producción de energía eléctrica con la producción de energía térmica. El rango de aplicación en cuanto a potencia de los MACI va desde 5 hasta 15 MW.

Los motores se pueden clasificar según diferentes parámetros: su ciclo termodinámico, la velocidad de giro, el combustible usado, etc.

Los ciclos termodinámicos que se emplean casi exclusivamente en motores son dos: el ciclo Diésel y el ciclo Otto. En los dos casos el ciclo puede tener dos o cuatro tiempos. Los motores alternativos de gas que se usan en las plantas de cogeneración siguen un ciclo Otto y son de cuatro tiempos.

Los motores de compresión o Diésel han sido tradicionalmente los más usados para pequeñas y grandes aplicaciones en generación eléctrica. Pero sus mayores niveles de emisión y el precio del combustible los han ido relegando hasta el papel secundario que ocupan en la actualidad, salvo en el caso de generación eléctrica en las islas y para motores de emergencia.

En cuanto a la recuperación térmica en motores, a diferencia de lo que ocurre en turbinas de gas, la energía térmica recuperable está repartida entre tres diferentes circuitos:

- Gases de escape
- Agua de refrigeración de camisas y aire de alta temperatura
- Agua de refrigeración de aceite y aire de admisión de baja temperatura

La diferencia principal entre los ciclos Otto y Diésel radica en el momento en que se produce la mezcla aire-combustible. En el ciclo Otto el gas aspirado por el cilindro es ya una mezcla, mientras que en el ciclo Diésel el combustible se inyecta a alta presión en la cámara de combustión al final de la compresión. Otra diferencia es la relación de compresión, que en el caso del ciclo Diésel suele ser bastante superior a la del ciclo Otto, por lo que obtiene mejores rendimientos. Esto está evolucionando porque se está llegando en motores ciclo Otto a relaciones de compresión similares a las del ciclo Diésel y en algunos motores de gas, el combustible también se inyecta directamente en el cilindro.

Finalmente, la diferencia más importante es el método que se emplea para producir la explosión de la mezcla. En un motor Otto es necesaria la adición de una energía exterior de activación para producir la reacción, normalmente suministrada por una bujía, mientras que en un motor Diésel, las condiciones de temperatura y presión alcanzadas en la cámara de combustión son suficientes para que la mezcla se inflame. Esta diferencia en el funcionamiento también supone unos requerimientos distintos para el combustible, que debe aguantar sin inflamarse hasta el momento exacto en que se precisa que lo haga.



Fig. 13. MACI

4.4.4.- DIFERENCIAS ENTRE TURBINAS Y MOTORES

En cuanto a los factores técnicos, existen varias diferencias técnicas entre turbinas y motores. Se pueden clasificar dependiendo de las características físicas de la máquina, los rendimientos generales, la necesidad de mantenimiento y los combustibles utilizados. También se tiene en cuenta las necesidades de espacio y las precauciones de diseño para la protección contra accidentes.

El rendimiento mecánico de los motores puede ser muy grande (50%) en motores de dos tiempos, pero por el contrario el calor aprovechable tiene diversas fuentes y gran parte de él es a temperatura baja.

A parte de esto, los rendimientos eléctricos de las turbinas de gas son siempre menores que los de los motores de la misma potencia, aunque poco a poco se están acercando. En cambio, tienen la ventaja de disponer de una sola fuente de recuperación de calor y, además, de alta temperatura, lo que hace que la combinación con TV sea más fácil incrementando el rendimiento eléctrico total.

La energía eléctrica es igual en todos los casos, pero la térmica no. También, se pueden comparar la distribución de energía térmica y su nivel térmico en la instalación con turbina de gas y con motores. La distinta distribución de energía hace que sea más cómodo el aprovechamiento en una instalación de turbina de gas. Así, en una fábrica en la que solo se consuma vapor de 4 bar saturado, el rendimiento global con plantas de turbinas de gas puede ser mayor del 85% y con motores difícilmente se superaría el 65%.

En cambio, en algunos casos se puede llegar a un buen rendimiento global cuando el proceso que aprovecha el calor puede consumir el calor de baja temperatura que viene de los motores.

Otra diferencia importante es que las instalaciones con turbina de gas funcionan casi siempre a plena carga para que sean rentables. No obstante, el rendimiento de los motores varía muy poco en un rango amplio de carga. Es muy normal diseñar la planta mediante varios motores por necesidades de mantenimiento y fiabilidad, además de dar mayor flexibilidad a la planta de cogeneración.

4.4.5.- CALDERAS DE RECUPERACIÓN

Una caldera es un aparato a presión, donde el calor procedente de un combustible o de otra fuente de energía se transforma en energía térmica, utilizable a través de un fluido caloportador en fase líquida o vapor. Las calderas que se utilizan en las plantas de cogeneración son calderas que recuperan el calor contenido en los gases de escape de la máquina térmica de combustión (motor o turbina de gas).

En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor que se utiliza para mover una turbina de vapor y/o como fluido caloportador que aporta calor a alguna fase del proceso industrial al que está asociada la planta de cogeneración. Son el elemento de unión entre la generación de electricidad y la generación de calor útil.

Las partes fundamentales de una caldera son:

- Cámara de combustión u hogar, donde se realiza la combustión.
- Cuerpos de intercambio, donde se transfiere el calor de los gases calientes al fluido caloportador.

- Quemadores
- Envolvente o carcasa que aísla el cuerpo intercambiador del exterior.
- Conjunto de elementos auxiliares y de control de la caldera
- Las calderas pueden ir dotadas de los siguientes componentes externos o no al cuerpo de la misma:
- Economizador: Intercambiador de calor que precalienta el agua de entrada a la caldera, tomando calor de los humos o gases de escape.
- Recuperadores o regeneradores de calor: Intercambiadores de calor, que precalientan el aire de entrada a la cámara de combustión a partir de los gases de escape.

Las calderas o generadores de vapor que producen vapor sobrecalentado, (que es utilizado en la mayoría de las turbinas de vapor) llevan incorporadas a la misma un sobrecalentador o cambiador de calor que genera el vapor sobrecalentado a partir del vapor saturado.



Fig. 14. Caldera de recuperación

4.4.6.- MÁQUINAS DE ABSORCIÓN

La utilización de la absorción para producir frío a partir del calor producido en la cogeneración, permitió que se hicieran rentables plantas que solamente con la producción de electricidad y calor no resultaban económicamente permisibles. Esta citada utilización, supuso mejorar las diferencias de rentabilidad de las instalaciones según su estacionalidad, ya que, en invierno el calor se utiliza para calefacción y en verano se transforma en frío.

El frío generado a partir del fluido térmico, se utiliza para acondicionamiento térmico de estancias (aire acondicionado) o refrigeración de productos a lo largo del proceso productivo. Tiene la ventaja de que es fácilmente almacenable en forma de agua fría, pudiendo alcanzar temperaturas por debajo de los 0°C.

Para producir frío aprovechable a partir de agua caliente o vapor se emplean máquinas de absorción. Existen dos tipos de procesos diferenciados: los que emplean una solución de Bromuro de litio como sustancia absorbente y los que emplean una solución de amoníaco.

El rendimiento en estas máquinas se denomina COP (coefficient of performance), y es la relación entre el frío producido y el calor aportado a la misma por el foco caliente. Esta cantidad puede ser mayor que la unidad sin contradecir las leyes de la termodinámica.

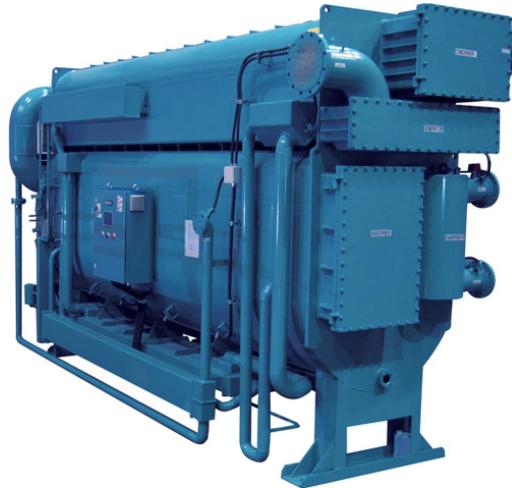


Fig. 15. Máquina de absorción

4.4.7.-SISTEMAS DE TRATAMIENTO DE AGUA

La calidad del agua utilizada, debe ser tal que no dañe los materiales con los que entra en contacto como puede ser la caldera, el ciclo agua-vapor, circuitos cerrados y torre de refrigeración, por lo que es un elemento a medir y controlar.

La desmineralización del agua se realiza en varios pasos:

- Filtración
- Descalcificación o ablandamiento. En esta fase se eliminan la mayor parte de las sales alcalinas, que dan dureza al agua, intercambiando iones Ca y Mg por Na.
- Desgasificación térmica
- Desmineralización. Esta fase trata de la desmineralización propiamente dicha, después de ablandar el agua, se eliminan las sales presentes en la misma.

4.4.8.- SISTEMAS DE REFRIGERACIÓN

Las plantas de cogeneración necesitan ser refrigeradas, ya que, la combustión genera más energía que la que la planta es capaz de transformar en energía eléctrica y energía térmica aprovechable. Por lo tanto, es necesario evacuar a la atmósfera el agua de refrigeración del circuito de baja temperatura de los motores alternativos, el calor no aprovechado del circuito de alta temperatura de estos motores, el calor de condensación en turbinas de vapor, el calor de los aceites de lubricación, el de los devanados de los alternadores, etc.

Puesto que el rendimiento global no suele superar el 85%, una planta de cogeneración necesita evacuar al menos entre el 10 y el 15% de su potencia térmica total.

Las técnicas convencionales para esta evacuación son tres: circuito abierto, circuito semi-abierto con torres de refrigeración y refrigeración/condensación por aire.



Fig. 16. Torre de refrigeración

4.4.9.- SISTEMAS DE CONTROL

Las plantas de cogeneración están altamente automatizadas, y el sistema de control distribuido se encarga de centralizar y coordinar todos los sistemas. El sistema de control requiere miles de cables, señales, tarjetas, relés, etc., por lo que la búsqueda de averías y errores que puedan cometerse durante el montaje de la planta o tras accidentes graves (incendios, por ejemplo) es a veces muy complicada.

Existen salas refrigeradas en las que se localizan de forma exclusiva los armarios de conexionado de señales y las tarjetas electrónicas, y que conviene que estén separadas de las salas dedicadas a los sistemas eléctricos de potencia.

4.5.-PROPIEDADES DE UNA PLANTA DE COGENERACIÓN

Los factores más importantes a tener en cuenta en una planta de cogeneración son los siguientes:

- Tipo de refrigeración
- Rendimiento eléctrico equivalente
- Rendimiento eléctrico
- Potencia energética generada
- Potencia térmica recuperada
- Energía anual generada
- Tipo de combustible empleado
- Rendimiento global

En cuanto al rendimiento eléctrico equivalente (REE) es un indicador intrínseco de la eficiencia de la fábrica, donde no se integran las correcciones como las pérdidas evitadas en la red eléctrica. Su valor se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \left(\frac{V}{0.9}\right)}$$

Donde:

E -> Energía eléctrica producida en el motor (kWh/año)

V-> Energía aprovechada en forma de calor (kWh/año)

Q-> Consumo de gas natural (kWh/año)

Hay que tener en cuenta los gases que van a la caldera de recuperación, sino la energía aprovechada en forma de calor sería errónea; y si no se aprovecha ese calor la rentabilidad de la empresa sería menor. Los valores de REE mínimos para poder realizar la instalación de cogeneración es:

MACI>55%

TG>59%

Mediante el conocimiento de esta información es posible hacerse una idea de las rentabilidades y de las características de una planta de cogeneración.

4.5.1.- MODELOS DE COGENERACIÓN

A continuación, se describirán varios tipos distintos de cogeneración y se describirán sus características térmicas y funcionales.

4.5.1.1.- COGENERACIÓN CON TURBINA DE VAPOR (TV)

En estos sistemas la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional.

Actualmente, su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos.

El principal inconveniente de las plantas de vapor para su aplicación en la cogeneración, es su bajo rendimiento en comparación con los motores alternativos y las turbinas de gas.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la presión atmosférica, y en turbinas a condensación, en las cuales la presión está por debajo de la atmosférica y han de ser provistas de un condensador.

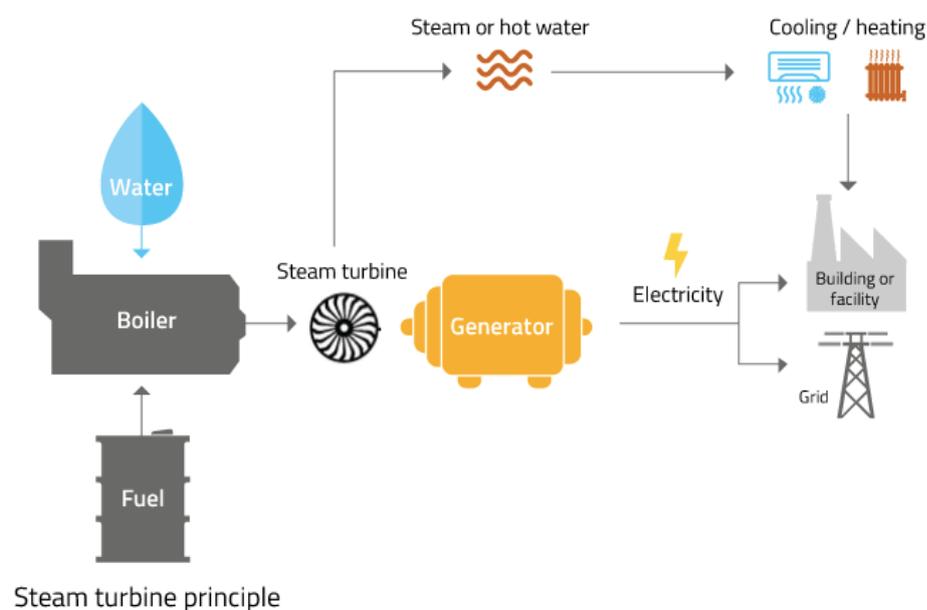


Fig. 17. Cogeneración con TV

4.5.1.2.- COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS (TG)

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presenta ventajas que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que está a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la generación. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes. Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo combustible directamente a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente en oxígeno, si se quiere hacer la postcombustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues su economía está directamente ligada al mismo, ya que el peso éste es mayor que en las plantas con motores alternativos.

4.5.1.3.- COGENERACIÓN CON MOTOR ALTERNATIVO

Como combustible utilizan gas, gasóleo o fuel-oil. Se basan generalmente en la producción a baja presión de vapor, puede llegar hasta los 10 bar, en el aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. En este motor es adecuada la producción de frío por absorción, creada mediante el vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o mediante el uso directo del calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Esta clase de instalaciones es apropiada para potencias bajas (hasta 15MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico tienen.

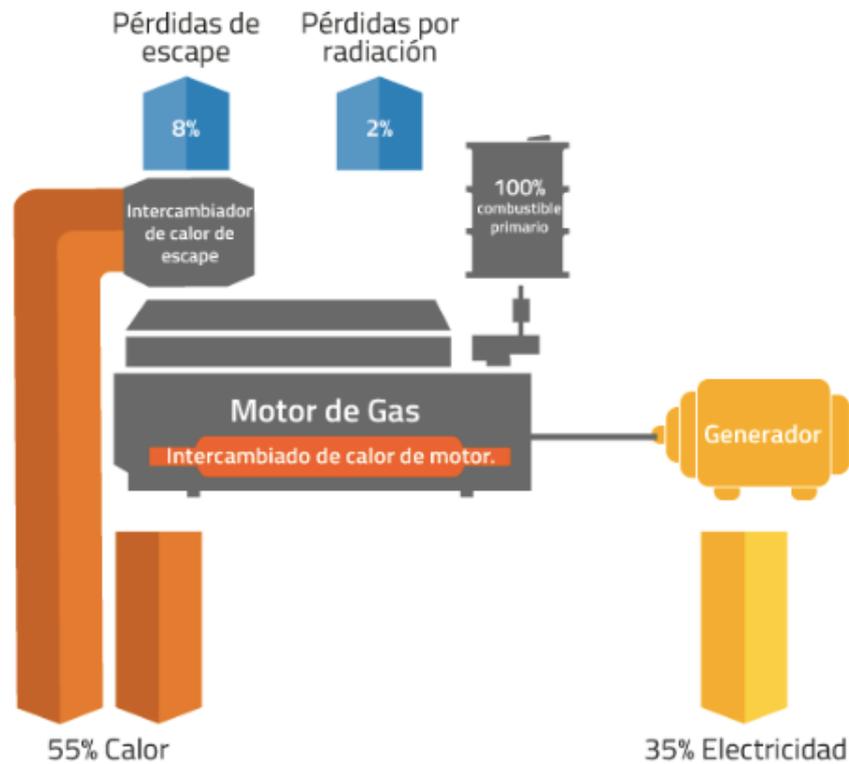


Fig. 18. Cogeneración con motor

4.5.1.4.- COGENERACIÓN EN CICLO COMBINADO CON TURBINA DE GAS

El ciclo combinado en este caso se le denomina a la conjunta aplicación de una turbina de gas con una turbina de vapor.

Los gases de escape de la turbina atraviesan la caldera de recuperación, donde se produce vapor a alta presión. Este vapor se expande en la turbina y produce una energía eléctrica adicional. En cuanto al escape de la turbina será vapor a baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, mientras produce agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria correspondiente.

Si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda la energía de los gases no se pierde, sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la temperatura y la presión del vapor vivo se hacen en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor proveniente del primer ciclo se realiza en la turbina de

vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible. Este es el ciclo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

4.5.1.5.- COGENERACIÓN EN CICLO COMBINADO CON MOTOR ALTERNATIVO

En este estilo de plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una TV para producir más energía eléctrica o mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se usa directamente en la industria.

El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es importante para las plantas con demandas de calor no muy altas. El calor de escape de la TV también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global.

4.5.1.6.- TRIGENERACIÓN

Se define trigeneración como la generación conjunta de energía eléctrica, energía térmica en forma de calor y energía térmica en forma de frío. Consiste en el aprovechamiento del calor residual de la generación eléctrica para producir frío, calor y electricidad mediante un sencillo sistema integrado a partir de un mismo combustible.

Un sistema de trigeneración se consigue al acoplar un sistema de cogeneración por motor térmico o por turbina, junto con una máquina de absorción destinada a refrigerar agua utilizando la energía térmica contenida en el agua de enfriamiento y los gases de escape del elemento motriz del alternador eléctrico.

Las plantas de trigeneración, debido a su gran rendimiento, hacen posibles una gran reducción del coste energético de los procesos productivos allí donde se requieren importantes cantidades de calor en forma de vapor o agua caliente, energía eléctrica o frío.

Los sistemas de trigeneración permiten su viabilidad económica y técnica en centros no consumidores de calor (pero sí de frío), relacionados con procesos industriales.

También, permite la utilización en el sector terciario donde además de calor se requiere frío para climatización y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno y frío en verano) impedía la normal operación de una planta de

cogeneración. A parte de esto, al utilizar el calor para la producción de frío, permite una mayor estabilidad en el aprovechamiento del calor.

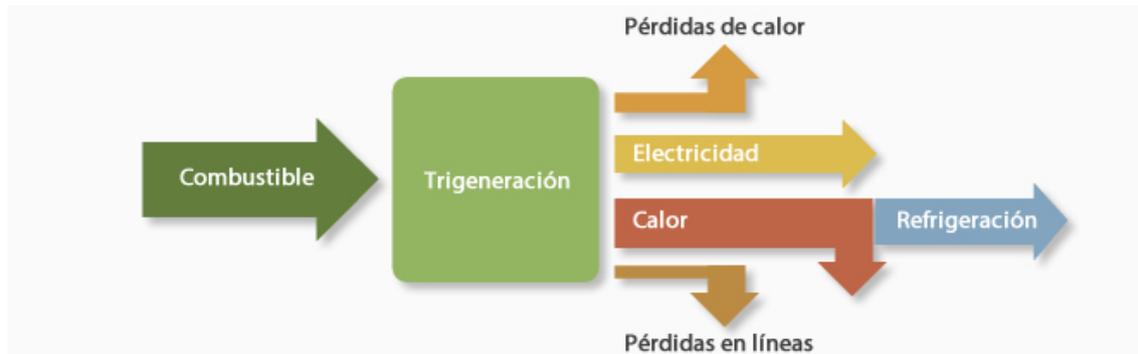


Fig. 19. Proceso de trigeneración

4.5.2.- PARÁMETROS DE CÁLCULO Y POTENCIA ELÉCTRICA

En cuanto a la potencia, es un valor instantáneo que varía mediante la presión, la temperatura y la humedad ambiental. La potencia eléctrica puede ser bruta si se cumplen una de las siguientes dos condiciones: si el dato que se aporta es la suma de la potencia medida en bornes de los generadores (potencia neta); o si se descuenta el consumo de todos los equipos auxiliares de la planta. La potencia media exportable es conveniente saber si el proceso asociado consume una parte de energía eléctrica generada. Para saber el valor de la energía eléctrica generable anualmente, hay que multiplicar el tiempo de funcionamiento por la potencia.

Una planta de cogeneración está conectada a la red eléctrica y la electricidad comprada se utiliza para la iluminación y para la fuerza motriz.

Hay que tener en cuenta varios parámetros de cálculo para la planta de cogeneración y por ello, a continuación, se definen:

- Los tipos de combustibles usados en plantas de cogeneración son diversos: biomasa, gasóleo, fuelóleo, gas natural o biogás. La mayor parte de las plantas de cogeneración en España utilizan como combustible el Gas Natural. Además de éste, es posible que algunas plantas tengan un combustible de apoyo para el caso de que el primero fallara.
- La relación electricidad-calor es el cociente entre el calor demandado y la energía eléctrica demandada. Este valor es importante, pero no define el tipo de planta.
- El tipo de caldera a utilizar será la adecuada (acuotubular o pirotubular) en función de la producción de KWh de electricidad o toneladas por hora de vapor en las condiciones de presión y temperatura que se exija.

- La potencia térmica es la energía térmica útil que puede generar la planta por una hora de funcionamiento.
- El rendimiento eléctrico es el cociente entre la energía eléctrica generada por la planta y la energía aportada por el combustible. Para calcular el dato, es necesario convertir la cantidad de combustible en energía, para lo cual hay que multiplicar la masa o el volumen de combustible por el poder calorífico interior (PCI) de éste.

$$n_e = \frac{E}{Q}$$

Siendo:

$$n_e = \text{Rendimiento eléctrico}$$

$$Q = \text{Combustible consumido (KWh)}$$

$$E = \text{Energía eléctrica generada (KWh)}$$

En cuanto al rendimiento global:

$$n_g = \frac{V + E}{Q}$$

$$n_g = \text{Rendimiento global}$$

$$V = \text{Calor útil producido (KWh)}$$

- El RRE (rendimiento eléctrico equivalente) se define según la siguiente fórmula:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{Ref H}}$$

Donde:

Ref H = Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de calor

Tipo de combustible	REE mínimo
Combustibles líquidos en centrales con calderas	49 %
Combustibles líquidos en motores térmicos	56 %
Combustibles sólidos	49 %
Gas natural y GLP en motores térmicos	55 %
Gas natural y GLP en turbinas de gas	59 %
Otras tecnologías y/o combustibles	59 %
Biomasa incluida en los grupos b.6 y b.8	30 %
Biomasa y/o biogás incluido en el grupo b.7	50 %

Fig. 20. REE mínimo según combustible

- El PES (ahorro porcentual de energía primaria) es la relación entre la energía primaria que se hubiera consumido en la generación de electricidad y calor, y el ahorro de energía primaria.

$$PES = \left[1 - \frac{1}{\frac{\frac{V}{Q}}{Ref H} + \frac{\frac{E}{Q}}{Ref E}} \right] * 100$$

$$Ref E =$$

Valor de referencia de la eficiencia para la producción separada de electricidad

El anexo II de la Directiva CE trata entre otros factores sobre el ahorro de la energía primaria y se distinguen varias particularidades, dado que el índice se refiere al calor útil producido y a la electricidad de cogeneración generada. Para entender por cogeneración de alta eficiencia de acuerdo a la Directiva, se tiene que obtener un PES mínimo de un 10% para conseguir los derechos a expedición de garantía de origen su favor. Esta orden acredita un número determinado de KWh de energía eléctrica producidos en una cogeneración en un periodo temporal determinado que han sido producidos mediante cogeneración de alta eficiencia.

Hay varios tipos de combustibles que pueden utilizarse en una planta de cogeneración. Las turbinas de gas (TG) pueden utilizar hidrógeno, gas natural, GNL, GLP, naftas y gasóleo. En cambio, los motores pueden utilizar fuelóleo y gas de coque o gases procedentes de procesos siderúrgicos.

El gas natural es el mejor combustible para las turbinas de gas, el único combustible que compite, con ventaja, en precio con el gas natural es el fuelóleo para motores diésel, pero sus mayores desventajas son que limitan el rendimiento, que contaminan más y que el mantenimiento es más caro.

4.6.- JUSTIFICACIÓN DE LA COGENERACIÓN

La empresa responsable, intenta optimizar los costes energéticos del proceso productivo, de forma que sean los mínimos posibles a fin de incrementar su competitividad dentro de este sector. Para ello decide estudiar la instalación de una planta de cogeneración.

El primer objetivo a cumplir por el diseño que se aborda, es que la planta deberá atender las demandas de calor que tiene la industria. Para ello se cuenta con la planta de cogeneración y un sistema de respaldo basado en caldera. La demanda de electricidad se atiende mediante la conexión a red, ya que resulta más interesante económicamente que el autoconsumo.

Con la instalación de la planta de cogeneración se desea cubrir los siguientes objetivos:

- Disminuir los costes energéticos gracias a la alta eficiencia energética de los sistemas de cogeneración, derivada de la producción simultánea de calor y electricidad.
- Minimizar las emisiones a la atmósfera de gases efecto invernadero mediante alimentación por gas natural.
- Contribuir a maximizar el potencial de autogeneración del país, con la consiguiente reducción en el consumo global de energía primaria.
- Dotar a la fábrica de una central flexible, capaz de atender futuras ampliaciones de demanda energética de forma económica y con fácil explotación.

4.7.- ALTERNATIVA SELECCIONADA

El tamaño de la fábrica en la que se quiere implantar en el sistema de cogeneración es de tamaño mediano, por lo tanto, la demanda eléctrica y térmica no serán muy altas. Como se ha mencionado anteriormente, el rango de aplicación de las turbinas de gas es desde 0,5 hasta 100 MW y el de los MACI desde 4 hasta 15 MW. Por ello, mediante estos datos cualquiera de las dos opciones sería válida para la fábrica de lácteos, ya que, este sistema se acercará los 5 MW.

Hay que tener en cuenta que los MACI son muy apropiados para instalaciones de cogeneración de potencia media-baja (inferior a 10 MW) y, además, el rendimiento o eficiencia eléctrica de los motores es superior que la de las turbinas (también, el costo de los equipos es menor y la vida útil de este es mayor).

Por lo tanto, se deduce que la alternativa adecuada para la planta de cogeneración de la industria láctea será una instalación con MACI y una caldera de recuperación que junto con otros sistemas auxiliares sacarán el máximo partido a la energía generada.

5.- NECESIDADES ENERGÉTICAS

Teniendo en cuenta los objetivos de la instalación de la planta de cogeneración mencionados anteriormente, hay que tener en cuenta cuales son los procesos en los que se puede aprovechar el calor residual del motor en forma de vapor que son el pre-tratamiento, en la pasteurización y en la esterilización.

En el pre-tratamiento de la leche se realiza entre otros, el proceso de la pasteurización baja. En este proceso se alcanza una temperatura de 75°C. En cambio, en el proceso de la pasteurización alta se consiguen temperaturas de 90-95°C y finalmente, en el proceso de esterilización se alcanzar la temperatura de 135°C.

Las temperaturas de vapor que se necesitan para el proceso productivo son diferentes para cada etapa, por lo que, para simplificar la instalación, se producirá vapor saturado a 9 bar y se adecuarán las presiones y temperaturas a lo requerido en cada una de estas etapas.

Entonces, el dato principal de partida será en flujo de vapor (m_v) que se necesita generar en la instalación para aportar al proceso productivo y en las condiciones requeridas. Se generarán 4,5 T/h de vapor saturado a 9 bar (1,25 kg/s).

5.1.- HORAS DE TRABAJO

A parte de esto, también hay que tener en cuenta las horas de trabajo de la planta.

El grupo trabajará según el régimen de funcionamiento siguiente:

- Horas/día: 18
- Días/semana: 7
- Semanas/año: 52

No obstante, se prevé que la fábrica estará parada para realizar labores de mantenimiento, estimando el tiempo de parada en unas 552 horas anuales aproximadamente.

En conclusión, la fábrica establece una disponibilidad de 6000 horas al año. Y la potencia contratada para el funcionamiento de la fábrica será de 1.500 kW.

6.- ANÁLISIS ENERGÉTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL

Teniendo los datos iniciales explicados en el apartado anterior, nos disponemos a realizar los cálculos energéticos para el dimensionamiento de la planta de cogeneración de nuestra industria láctea, teniendo en cuenta que utilizaba una caldera convencional con quemador en el que el combustible era gas natural.

El objetivo de este proyecto es reemplazar la caldera convencional con quemador por un sistema que incluye un motor alternativo de combustión interna para que genere energía eléctrica, y una caldera de recuperación que produzca vapor.

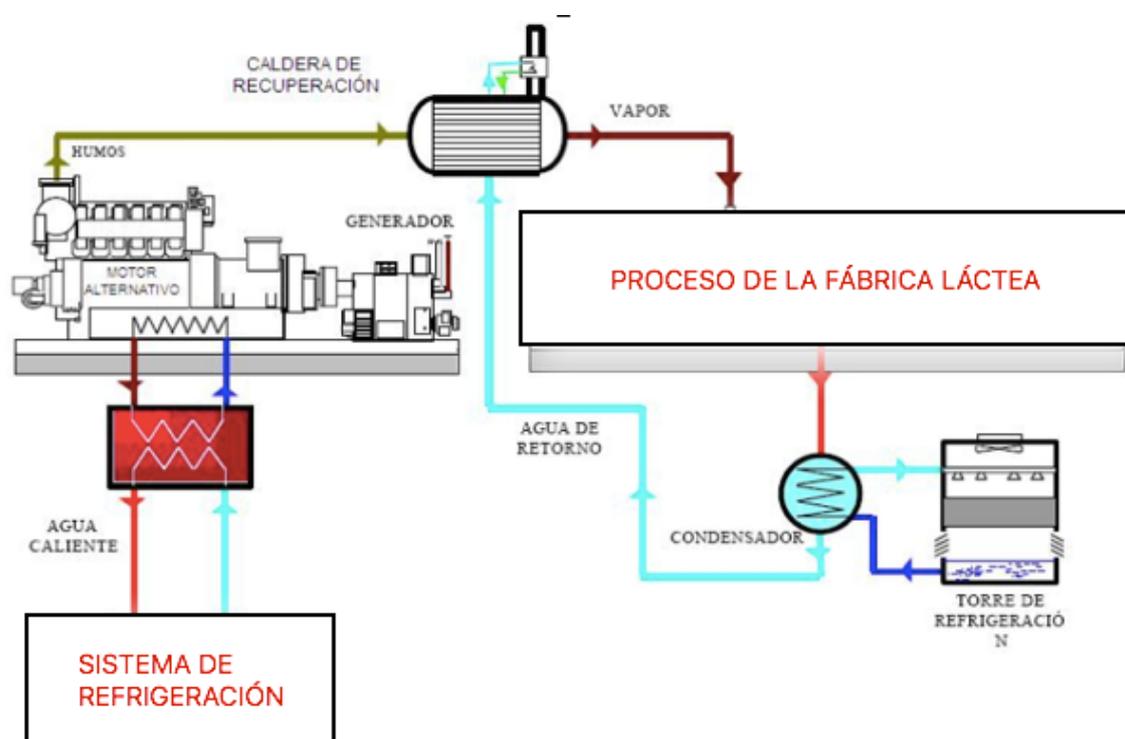


Fig. 21. Esquema general del proceso

Teniendo en cuenta todos los datos, habrá que suponer los siguientes factores:

- El combustible utilizado en el MACI será gas natural que su PCI es $37.600 \frac{kJ}{Nm^3}$
- La temperatura del agua de recirculación, antes de entrar en la bomba de agua de alimentación (BAA) es de $90^{\circ}C$.
- Las características de los gases de salida del motor:

$$Cp_g = 1,1 \frac{kJ}{kg} ^{\circ}C$$

$$Tg = 420^{\circ}C$$

$$Tg' = 130^{\circ}C$$

También se supondrán los rendimientos del motor:

- Rendimiento de los gases de salida: $\eta_g = 24\%$
- Rendimiento eléctrico: $\eta_e = 42\%$
- Rendimiento del circuito de baja temperatura: $\eta_{AT} = 23\%$
- Rendimiento del circuito de alta temperatura: $\eta_{BT} = 6\%$
- Rendimiento en pérdidas: $\eta_p = 5\%$

Mediante todos los datos mencionados anteriormente, se utiliza un Balance de Energía en la Caldera de Recuperación:

$$m_g \cdot cp_g \cdot (tg - tg') = m_v \cdot (h_2 - h_1)$$

Para completar la ecuación, los datos conocidos son el calor específico de los gases de salida del motor cp_g , las temperaturas de los gases a la entrada y salida de la caldera de recuperación (tg y tg'); y el flujo másico de vapor de proceso m_v .

En cuanto a las entalpías del circuito de agua a la entrada y salida de la caldera de recuperación se pueden obtener mediante el dato que el agua entra a $90^{\circ}C$:

$$h_1 = 4,18 \frac{kJ}{kg}^{\circ}C \cdot 90^{\circ}C = 376 kJ/kg$$

Después sale vapor saturado a 9 bar, la entalpía correspondiente a dicho nivel de presión se obtiene mediante las tablas. En este caso vamos a determinar su valor mediante una interpolación:

Presión (bar)	Entalpía (kJ/kg)
7,917	2768,7
9	h_2
10,02	2778,2

A continuación, interpolamos:

$$h_2 = 2768,7 + \left(\frac{9 - 7,917}{10,02 - 7,917} \right) \cdot (2778,2 - 2768,7)$$

$$h_2 = 2773,9 \frac{kJ}{kg}$$

Entonces, se obtiene el flujo másico de los gases de salida del motor. Este valor se consigue resolviendo la siguiente ecuación:

$$m_g \cdot 1,1 \cdot (420 - 130) = 1,25 \cdot (2773,9 - 376)$$

$$m_g = 9,4 kg/s$$

A continuación, se determina la potencia de los gases y teniendo en cuenta los rendimientos mencionados anteriormente, se deduce el consumo.

$$w_g = 3000 kW$$

$$Q_c = \frac{w_g}{\eta_g} = \frac{3000}{0,24} = 12500 kW$$

Para finalizar, con el valor de Q_c y el rendimiento eléctrico del motor, se puede conseguir la potencia eléctrica (W_e):

$$W_e = \eta_e \cdot Q_c$$

$$W_e = 0,42 \cdot 12500 = 5250 kW$$

Mediante este proceso de dimensionamiento, se obtiene la potencia eléctrica W_e aproximada. Por lo que, con el valor obtenido, mediante catálogos de motores se busca un motor que se adecue al resultado.

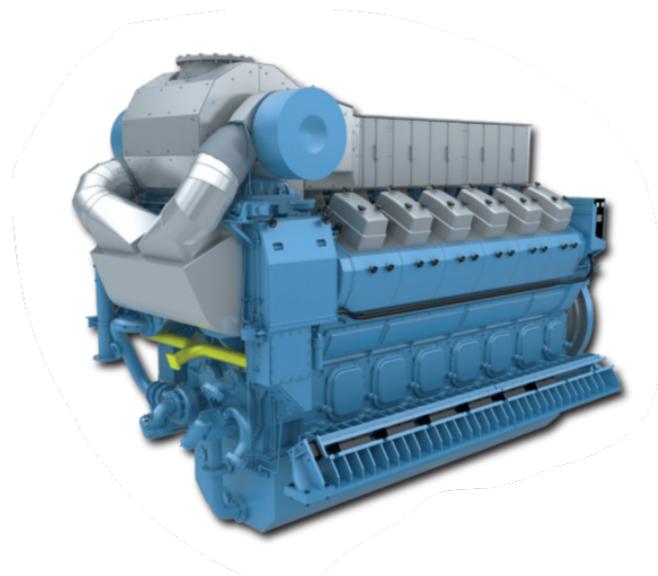


Fig. 22. MACI seleccionado

Technical data: B35:40 V12AG
Fuel type: NATURAL GAS
Application: Marine Auxiliary

Drawing No.:
Project No.:
Engine No.:
Yard/Power plant:



Engine data:			Cooling water data:		
Number of cylinders	-	12	Two-stage charge air cooler:		
Cylinder bore	mm	350	-Low temp. stage:		
Piston stroke	mm	400	-temp. at inlet, max	°C	37
Rated power (MCR), engine	kW	5040	-water flowrate, normal	m³/h	108
Rated active power, generator	kW	4870	-water flowrate, max	m³/h	140
Generator efficiency	-	0,966	-High temp. stage:		
Rated output, electric with COS(phi) = 0,8	kVA	6085	-water flowrate, normal	m³/h	54
Mean effective pressure	bar	18,2	Jacket water system:		
Rated speed	RPM	720	-pump capacity	m³/h	108
Mean piston speed	m/s	10	-normal stop/shut-down	barg	2
Displacement	l	462	-water quantity, engine block	l	750
-Temp. at engine outlet			-normal		
			-alarm, temp. high	°C	90
			-shut-down, temp. high	°C	95
			-temp. rise in engine, max	°C	97
			-incl. high temp. ca-cooler	°C	5,5
			-Expansion tank:		
			-volum, single-engined	l	300
			-volum, multi-engined	l	500
			-height above engine	m	3-10
Gas data:			Air data:		
Specific energy consumption	kJ/kWh	7475	Turbocharger type	ABB	TPS-61E VTG
Gas consumption at MCR	m³/h	1045	Charge air cooler type	-	RR66-132-V12
Gas consumption at MCR	kg/h	835	Air consumption	m³/h	20400
Minimum gas feed at MCR:			Air consumption	kg/h	26400
-at engine inlet	barg	3,2	Charge air pressure	barg	2,4
-to press. control module	barg	3,5	Charge air temperature:		
Start air data:			-normal	°C	55
Start air pressure, max./min.	barg	30/15	-alarm, temp high	°C	62
Air consumption per. start	m³/h	11	Turbocharger speed alarm	rpm	33640
No of starts, 1500l receiver	-	3	Exhaust data:		
Lubrication data:			Mass flow	kg/h	27200
Lubrication oil	-	SAE 40	Volume flow, after turbin	m³/h	53700
Main pump capacity	m³/h	81	Temp, after cylinder	°C	485
Priming pump capacity	m³/h	13	Temp, after turbine	°C	415
Lub. oil pressure			Back pressure, max	mmWG	400
-normal	barg	4-5	Part load data:		
-alarm, pressure low	barg	2,5	-Mass flow, 90% load	kg/h	23800
-shut-down, pressure low	barg	1,7	-Temp, after turbine	°C	435
Lub. oil temp engine inlet					
-normal	°C	60			
-alarm, temp high	°C	70			
Spec. lub. oil consumption	g/kWh	0,4			
Lub. oil consumption	kg/h	2			
Crankcase, lub. oil volume					
-high level	l	3430			
-low level	l	2750			

Fig. 23. Datos técnicos del MACI seleccionado

Mediante la búsqueda en los catálogos, se ha dado con un motor Rolls Royce, que para el 100% de carga dispone da una potencia eléctrica de 4870kW y su consumo de gas natural es de $1045 \frac{m^3 \cdot n}{h}$.

Mediante la siguiente ecuación se obtiene el consumo de gas en kW:

$$\text{Flujo de gas} \left(\frac{m^3 \cdot n}{h} \right) = \frac{\text{Capacidad quemador (kW)} \cdot 3,6}{\text{Poder calorífico del gas} \left(\frac{MJ}{N^3 \cdot n} \right)}$$

$$\text{Capacidad quemador} = \frac{(1045 \frac{m^3 \cdot n}{h}) \cdot (35,8 \frac{MJ}{N^3 \cdot n})}{3,6} = 10391,9kW$$

Por lo tanto, con los datos mencionados obtenemos el rendimiento eléctrico del motor:

$$\eta_e = \frac{w_e}{Q_c} = \frac{4870kW}{10391,9kW} = 46\%$$

A parte de esto, sabiendo el flujo másico de los gases de salida del motor (27200kg/h) y la temperatura de salida de los gases (415°C) se obtiene la potencia de los gases:

$$27200 \frac{kg}{h} \cdot \frac{1h}{3600s} = 7,5 \frac{kg}{s}$$

$$w_g = 7,5 \frac{kg}{s} \cdot 1,1 \frac{kJ}{kg} \text{ } ^\circ C \cdot (415^\circ C - 130^\circ C) = 2351,25kW$$

En cuanto al flujo másico de vapor, se puede obtener su valor mediante la realización de un balance energético de la caldera de recuperación:

$$2351,25kW = m_v \cdot (2773,9 - 376)$$

$$m_v = 0,98kg/s$$

Mediante el uso del motor, no se podrán satisfacer las necesidades del proceso productivo (1,25 kg/s). Entonces, es muy importante mantener la caldera convencional que disponía la fábrica como apoyo para las fluctuaciones que tengan lugar en el sistema y para cubrir las necesidades térmicas que el sistema de cogeneración no sea capaz.

También, se realiza el cálculo de REE (Rendimiento Eléctrico Equivalente) con el fin de asegurar si se permite llevar a cabo la instalación del sistema de cogeneración, que será superior al 55% en MACI.

$$REE = \frac{4870kW}{10391,9kW - \left(\frac{2351,25kW}{0,9}\right)} = 62,6\%$$

Finalmente, se puede determinar que el valor del rendimiento eléctrico equivalente es superior al 55%, por lo que se cumple con dicha condición y esto hace que sea posible la implantación del sistema de cogeneración.

7.- DESCRIPCIÓN DE LA ALTERNATIVA SELECCIONADA

Como se ha mencionado anteriormente, el objetivo principal de la instalación de la planta de cogeneración es optimizar los recursos disponibles para satisfacer las necesidades energéticas con mayor eficiencia, al aprovechar el calor residual del sistema para la generación de vapor necesaria en el proceso productivo. Mediante cálculos energéticos se ha deducido que la elección más adecuada para este proyecto es un motor alternativo de combustión interna.

A continuación, se va a proceder a describir el sistema que se instalará diferenciando los siguientes elementos:

- Fuente de energía primaria
- MACI
- Caldera de recuperación
- Sistema de refrigeración
- Generador eléctrico
- Sistemas auxiliares

7.1.- FUENTE DE ENERGÍA PRIMARIA

Hay muchos combustibles que podrían funcionar como fuente de energía primaria como, por ejemplo: biogás, propano y gasoil. En cambio, ninguna de ellas tiene las características necesarias para el sistema que se quiere implantar.

En el caso del fuel-oil, podría ser una buena fuente de energía primaria para la fábrica, pero a continuación se explica por qué no se utiliza este combustible:

- Mediante el uso del fuel-oil como combustible principal, los costes de mantenimiento y la inversión por kW instalado serían más altos en comparación con una planta de trigeneración con un combustible diferente.
- La emisión de gases derivados del azufre es alta en el caso de este combustible y se tiene que tener en cuenta que la normativa es cada vez más estricta en estos casos, por lo que para el uso del fuel-oil, se deberá de instalar un equipo de tratamiento de gases para que cumpla con la normativa de emisiones.

En conclusión, la opción elegida es el Gas Natural como fuente de energía principal del proceso, ya que, es un combustible con reducida contaminación, su rendimiento de combustión es elevado, el suministro del gas es fiable, es fácil de manejar y al no tener componentes de azufre no produce problemas en los equipos.

7.2.- MACI

Los motores térmicos son el conjunto de máquinas que transforman la energía térmica en energía mecánica, sometiendo a un fluido compresible a un ciclo termodinámico. Así, los motores alternativos de combustible interna son un tipo de motor térmico, cuyos componentes realizan un movimiento lineal debido a las fuerzas realizadas por los fluidos, que se convierte luego en movimiento rotativo, habitualmente por medio de un mecanismo de biela-manivela.

Para el proyecto se utiliza un motor de 4 tiempos (ciclo Otto) que utiliza gas natural como combustible y será de encendido provocado.

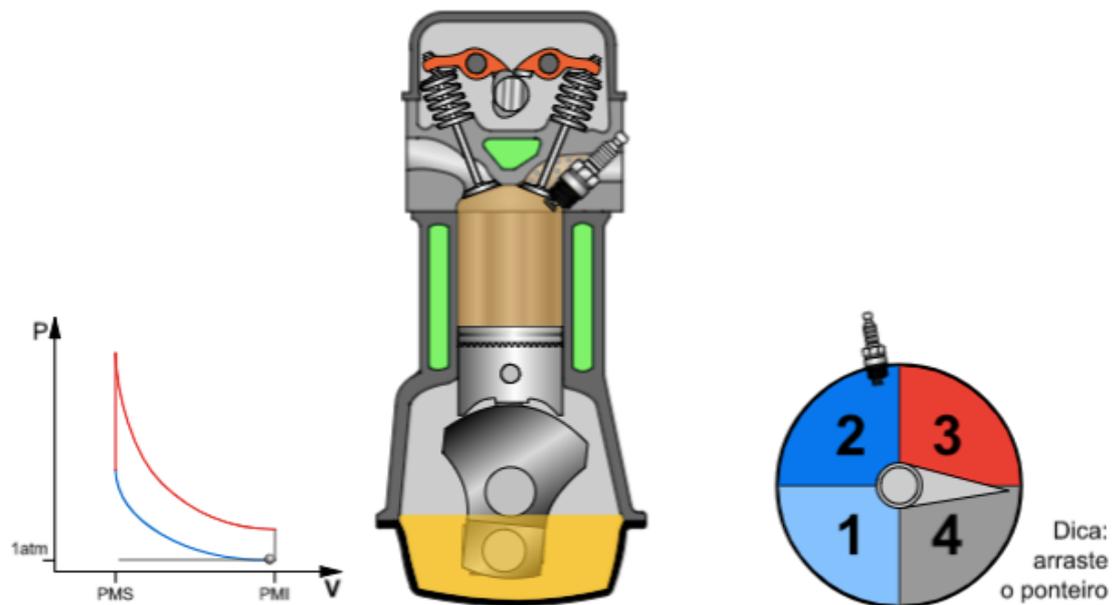


Fig. 24. Esquema ciclo Otto

A continuación, se describe teóricamente los cuatro tiempos de un motor asociado al ciclo Otto:

1.-ADMISIÓN (isobárico):

Con el pistón (embolo) en el punto muerto superior (PMS) el árbol de levas abre la válvula de admisión, la inercia del cigüeñal mueve la biela que mueve el pistón hacia el punto muerto inferior (PMI), al moverse el pistón reduce la presión en el interior del cilindro y, el vacío creado, aspira la mezcla aire-combustible prácticamente sin cambio de presión.

El volumen del cilindro se llena con mezcla de aire-combustible con presión aproximada de una atmósfera de presión.

2.- COMPRESIÓN (adiabático):

Con el pistón en el PMI, la válvula de admisión se cierra y el cigüeñal empuja el pistón hacia el PMS, comprimiendo la mezcla aire-combustible en la cámara de combustión, sin hacer intercambio de energía térmica con el medio.

Algunos grados de rotación del cigüeñal antes de que el pistón alcance el PMS, la mezcla de aire-combustible es encendido por la chispa creada por la bujía.

El proceso químico de la combustión de la mezcla aire-combustible requiere algún tiempo, por lo cual esta sucede al final del segundo tiempo y se adelanta cuando la rotación del motor aumenta (RPM).

3.-EXPANSIÓN (adiabático):

La combustión es rápida e intensa, una explosión, y de forma instantánea aumenta la presión y la temperatura dentro de la cámara de combustión. Es decir, da un martillazo en la cabeza del pistón, empujándolo al PMI, forzando el giro del cigüeñal para proporcionar potencia en el único tiempo del motor del ciclo.

Con el pistón acercándose al PMI, la válvula de escape comienza a abrirse, los gases resultantes de la combustión, que están a presión y temperatura mayor que la atmosférica, escapan rápidamente al colector de escape y la presión dentro del cilindro disminuye. El tercer tiempo es el único que proporciona energía mecánica al ciclo del motor.

4.-ESCAPE (isobárico):

Con el pistón en el PMI, y la válvula de escape abierta, el pistón, movido por la inercia del cigüeñal, reanuda su camino al PMS, expulsando del cilindro los gases resultantes de la combustión, prácticamente sin ningún cambio en la presión.

Justo antes que el cilindro alcance el PMS, la válvula de admisión comienza a abrirse, la diferencia en la temperatura y la densidad entre los gases de admisión y los de escape, y la inercia de los gases, llevan el remanente de los gases quemados al colector de escape y la válvula de escape se cierra, en preparación para la reanudación del ciclo de cuatro tiempos.

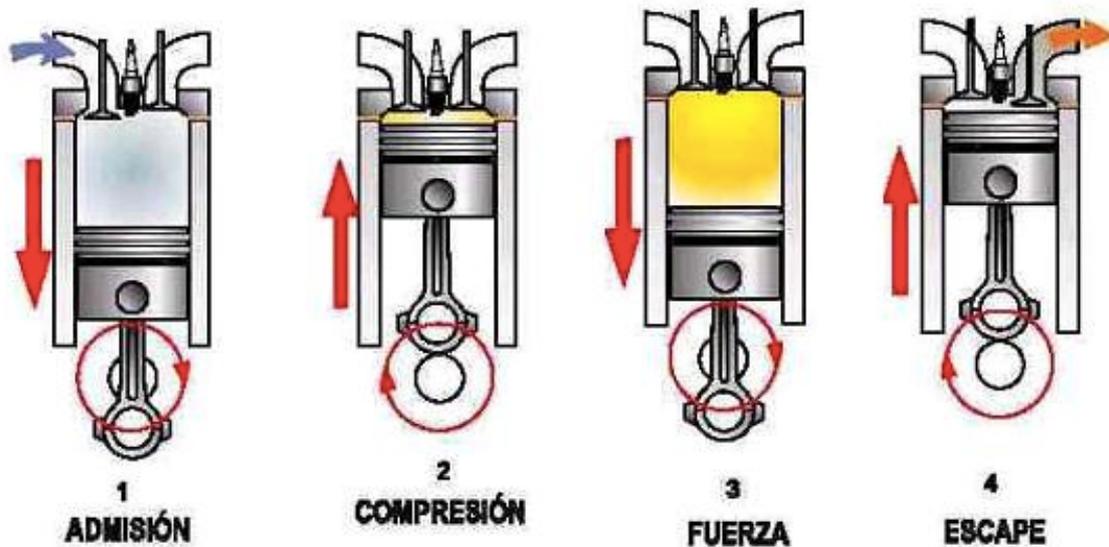


Fig. 25. Simulación de un motor de cuatro tiempos

7.3.- CALDERA DE RECUPERACIÓN

Los gases de escape que salen del motor se encuentran a alta temperatura, por lo que, si se deja que ese calor vaya a la atmósfera se estará perdiendo energía.

Por ello, para aprovechar esta energía, se instala una caldera de recuperación en la cual se genera vapor para el proceso productivo.

Básicamente, como se ha explicado anteriormente, una caldera de recuperación (CR) es un intercambiador de calor (IC) en el cual ocurre el intercambio humos-agua. En la caldera de recuperación es posible que se produzca la vaporización del agua, en cambio, en un intercambiador de calor el cambio de fase de los fluidos no es posible que se produzca.

En el caso de la planta de cogeneración que se va a implantar, la caldera de recuperación estará compuesta por los siguientes componentes: un sobrecalentador o cambiador de calor que genera vapor sobrecalentado a partir del vapor saturado producido en el vaporizador de la caldera y un economizador.

El economizador se utiliza para mejorar el rendimiento de la caldera mediante el aprovechamiento del calor de los humos residuales en un intercambiador de calor humos-agua, por lo que, mediante este sistema, se precalentará el agua de alimentación de la caldera.

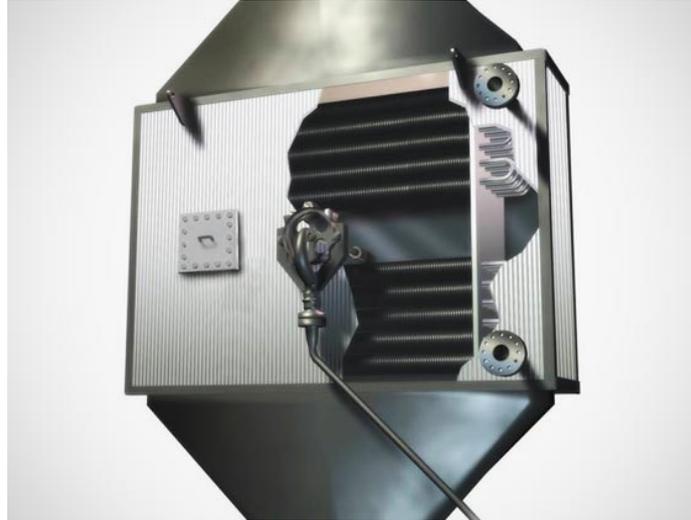


Fig. 26. Economizador

Hay que tener en cuenta que en el economizador no se debe llegar al punto de rocío de los humos (condensación), ya que, el vapor de agua se condensaría y podría volver al inicio por la tubería de salida de los humos pudiendo dañar los equipos.

En conclusión, mientras no se llegue a la temperatura de condensación de los humos, se puede aprovechar la temperatura de los gases de salida. Entonces, el proceso es el siguiente, el agua se precalienta en el economizador, después, en el vaporizador se produce la ebullición y en el sobrecalentador se eleva la temperatura hasta la necesaria para poder utilizarla en el proceso productivo.

A parte de esto, se marcan unos límites de seguridad para evitar percances en el sistema y cumplir con las condiciones necesarias:

- Pinch Point (PP): Corresponde a la diferencia entre la temperatura de los gases en la salida del evaporador y la del agua a la entrada del mismo.

Esta diferencia es un parámetro muy importante en el diseño, ya que, cuanto menor sea el pinch point, mayor será el rendimiento del ciclo, pero también mayor será el área de intercambio de calor y, también, el coste.

- Approach Point (AP): Corresponde a la diferencia entre la temperatura del agua que abandona el economizador y la temperatura de saturación a la presión de trabajo. Esta diferencia de temperaturas es un margen de seguridad para evitar evaporación en el economizador.

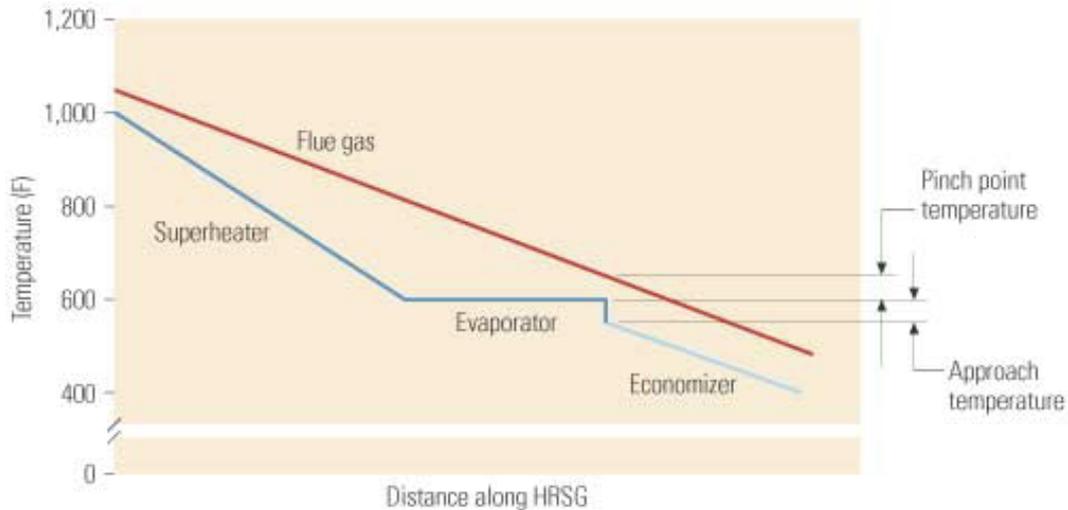


Fig. 27. Pinch Point y Approach Point

En conclusión, la caldera de recuperación es utilizada para aprovechar el calor de los gases de salida del motor alternativo de combustión interna, entonces, mediante el catálogo del motor seleccionado se conocerá la cantidad del calor disponible en los humos. En el caso a estudiar, el flujo másico de los gases de salida del MACI es $7,5 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$ a 415°C y el flujo másico de vapor es $0,98 \text{kg/s}$.

Durante el proceso, el vapor que se necesita en cada situación debe tener diferentes temperaturas, por lo tanto, se necesitaría más de una caldera de recuperación lo que supone un gasto económico excesivo, entonces, se deciden instalar unos atemperadores.

Mediante el proceso de atemperación, se regula y limita la temperatura del vapor diluyendo el vapor a alta temperatura en agua a baja temperatura (agua de red). Los atemperadores se pueden clasificar en dos tipos, de mezcla y de superficie. Los de superficie, se usan raras veces en los diseños de calderas para unidades energéticas, para estos casos se utilizan los de mezcla.

Se diseñará el sistema para que el aporte de vapor a máxima temperatura y presión lo produzca la caldera, y para los demás casos, se obtendrá la temperatura y presión necesaria mediante los atemperadores.

Finalmente, hay que tener en cuenta que la mitad del vapor que se envía al proceso se recuperará, por consiguiente, se necesitarán condensadores y una bomba que eleve la presión hasta la entrada de la caldera.

7.4.- SISTEMA DE REFRIGERACIÓN

La refrigeración en motores de combustión interna es necesaria para disminuir el calor generado por la quema del combustible y no transformado en energía mecánica durante el funcionamiento.

Existen diferentes métodos para la refrigeración de los MACI aunque los más importantes son por aire y por agua. En el caso del proyecto se hará mediante el uso de agua.

En realidad, lo que llamamos refrigeración por agua son los sistemas que usan un líquido diferente del aceite como refrigerante principal. Lo más usual es una mezcla de etilenglicol y agua en diferentes proporciones según la temperatura ambiente.

El sistema que se va a utilizar está compuesto por dos circuitos; el circuito de alta temperatura (AT) y el circuito de baja temperatura (BT). Estos dos circuitos disponen de un calor residual que hay que evacuar y aprovechar para que no haya problemas en el sistema.

En cuanto al AT, el agua es impulsado mediante la bomba de agua que pasa por el enfriador y después circula hasta el bloque de motor.

Mediante la combustión del motor el agua adquiere temperatura y sale del motor dirigiéndose a la válvula termostática de alta temperatura. Para que la válvula deje pasar el fluido, la temperatura debe de ser entre 70°C y 95°C y se dirigirá al intercambiador de calor (primer punto de aprovechamiento del calor residual).

En el circuito de Baja Temperatura (BT) el agua es admitida en el enfriador de aire de admisión a cilindros gracias a la bomba de baja temperatura, después, se conduce al enfriador donde se reduce la temperatura del aceite y así el calor del motor decrece.

A continuación, el agua se dirige a la termostática de baja temperatura y si la temperatura del líquido es mayor que el valor de consigna, se libera el calor en otro intercambiador de calor.

Se tiene que tener en cuenta que el fluido en el interior del sistema de refrigeración del MACI puede congelarse dependiendo de la temperatura, es por eso que hay que añadirle aditivos para que las propiedades mejoren. Tienen que evitar la corrosión del metal y ser antiespumantes y químicamente estables (mediante aditivos en base a glicoles).

La opción más adecuada para el proyecto son las torres de refrigeración, ya que, su consumo eléctrico no es elevado y son eficaces a pesar de que requieren un alto consumo de agua.

7.5.- SISTEMAS SECUNDARIOS

A parte de los sistemas mencionados, se instalarán otros sistemas y equipos cuyo objetivo es el correcto funcionamiento del proceso. Estos equipos son:

- Sistema de purgas
- Generador
- Sistemas de control
- Sistema de tratamiento de aguas
- Sistema eléctrico

8.- BIBLIOGRAFÍA

- Apuntes Instalaciones y Máquinas Térmicas, Escuela de Ingeniería de Bilbao, curso 2016-2017
- Apuntes Ingeniería Térmica, Escuela de Ingeniería de Bilbao, curso 2014-2015
- Sala Lizarraga, JM. (1994). *Cogeneración: aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*
- <http://www.absorsistem.com/es/>
- <http://www.cogeneracioneficiente.cl/tecnologia/>
- <http://www.plantasdecogeneracion.com/>
- <http://www.cubasolar.cu/Biblioteca/Ecosolar>
- <http://www.stefanelli.eng.br/>
- <http://www.rolls-royce.com/>

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
TRABAJO FIN DE GRADO

***ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-
ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE
TRIGENERACIÓN PARA UNA FÁBRICA DE
PRODUCTOS LÁCTEOS***

DOCUMENTO 3 – PLIEGO DE CONDICIONES

Alumno/Alumna: Escabel Echave, Gontzal

Director/Directora: De la Peña, Victor Francisco

Codirector/Codirectora: Arraibi, Juan Ramón

Curso: 2018-2019

Fecha: 17 de Septiembre de 2018

ÍNDICE

CONDICIONES TÉCNICAS.....	2
9.- OBJETIVO	2
10.- SIMBOLOS Y ABREVIATURAS	2
11.- CONDICIONES GENERALES	2
11.1.- <i>GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL:</i>	2
11.2.- <i>SEGURIDAD EN EL TRABAJO:</i>	2
11.3.- <i>CÓDIGOS Y NORMAS:</i>	3
11.4.- <i>CONDICIONES PARA LA EJECUCIÓN DEL CONTRATISTA:</i>	3
12.- DATOS TECNICOS	3
12.1.- <i>ENSAYOS DE PREPARACIÓN:</i>	4
12.2.- <i>PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR-GENERADOR:</i>	4
13.- ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES.....	4
14.- SEGURIDAD	5
CONDICIONES CONTRACTUALES.....	6
15.- INTRODUCCIÓN.....	6
16.- PRECIO DEL PROYECTO.....	6
16.1.- <i>CONDICIONES DEL PRECIO</i>	6
17.- EJECUCIÓN DEL PROYECTO	6
17.1.- <i>PLAZOS</i>	6
17.2.- <i>DEFINICIONES</i>	7
18.- GARANTÍAS	7
18.1.- <i>GARANTÍAS DE CONSTRUCCIÓN Y EJECUCIÓN</i>	7
18.2.- <i>GARANTÍA FINANCIERA</i>	8
19.- PENALIZACIONES.....	8
20.- SEGUROS.....	8
21.- MODIFICACIONES.....	8
22.- RETRASOS	8
23.- RESCISIÓN	9
24.- NORMATIVA Y PERMISOS.....	9
25.- UTILIZACIÓN DE SERVICIOS	9
26.- ORGANIGRAMA DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO	9
26.1.- <i>DIRECCIÓN FACULTATIVA</i>	9
26.2.- <i>SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN</i>	9
26.3.- <i>AUTORIZACIÓN DE SUBCONTRATACIONES</i>	10
26.4.- <i>PERSONAL CONTRATADO O SUBCONTRATADO</i>	10
27.- MEDIOS AUXILIARES.....	10
28.- CONFIDENCIALIDAD	10
29.- ENTRADA EN VIGOR	11

CONDICIONES TÉCNICAS

9.- OBJETIVO

A continuación, se redactará el objetivo principal del Pliego de Condiciones que es ajustar los requisitos y las necesidades en la ejecución de la obra. También, tiene que adaptarse a las condiciones técnicas y tener en cuenta la calidad de los equipos y materiales. El objetivo del proyecto es la instalación de una planta de cogeneración en una fábrica de productos lácteos para obtener energía tanto térmica como eléctrica a la vez mediante la instalación de un motor alternativo de combustión interna de 4870 kW.

10.- SIMBOLOS Y ABREVIATURAS

GN: Gas Natural

TV: Turbina de Vapor

AT: Alta Tensión

MACI: Motor Alternativo de Combustión Interna

RD: Real Decreto

11.- CONDICIONES GENERALES

11.1.- GESTIÓN MEDIOAMBIENTAL:

Las obras del proyecto se realizarán garantizando el cumplimiento de la legislación medioambiental aplicable.

11.2.- SEGURIDAD EN EL TRABAJO:

Se realizará un Plan en materia de seguridad y salud que tenga en cuenta los siguientes aspectos de la normativa:

- Prescripciones de seguridad para maniobras y trabajos en instalaciones eléctricas.
- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo (Decreto del 11 de Marzo de 1971).
- RD 614/2001 para "Disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico".
- Normas, procedimientos y requisitos de Seguridad aplicables a los trabajos en instalaciones de AT y MAT.

12.1.- ENSAYOS DE PREPARACIÓN:

Mediante la aplicación de cargas desde el 40 hasta el 100% en los parámetros citados a continuación, se realizarán los ensayos necesarios y se adjuntará su certificado:

- Potencia del motor
- Temperatura de escape de los gases
- Consumo de combustible
- Presión de carga

12.2.-PRUEBAS DE FUNCIONAMIENTO DEL MOTOR-GENERADOR:

Las pruebas a realizar son las siguientes:

- Control visual
- Verificación del funcionamiento:
 - Arranque manual y automático del grupo
 - Funcionamiento de los dispositivos de seguridad
- Mediciones al 40%, 75% y 100% de carga (frecuencia, intensidad y voltaje).

13.- ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

Una planta de cogeneración produce gases y ruido, por lo que, su actividad se encuentra en la clasificación del Reglamento de Actividades Molestas, Insalubres, Nocivas y Peligrosas.

Es por eso, que para minimizar el impacto medioambiental se estudian los focos y se proponen unas medidas correctoras:

POSIBLE FOCO	MEDIDAS CORRECTORAS	GRADO DE PERNICIOSIDAD
Polvos, basuras y Otros Residuos sólidos.	No se genera ningún tipo de residuo sólido ni se manejan sustancias pulverulentas.	Ninguno
Efluentes líquidos.	Las purgas y vaciados de equipos son inocuos y tratados convenientemente para eliminar cualquier efecto nocivo, de acuerdo con la normativa vigente al respecto.	Ninguno
Humos y emisores gaseosas.	El combustible empleado en la instalación es gas natural. El exceso de aire comburente asegura la total combustión del mismo. La composición de los gases de escape a la atmósfera es una mezcla de CO ₂ , N ₂ , H ₂ O, y O ₂ .	Ninguno

	Contiene, además, un pequeño porcentaje de óxidos de nitrógeno (NOx), monóxido de carbono (CO) e hidrocarburos (NMHC) aunque inferior a los límites máximos exigidos por la legislación. En funcionamiento normal no habrá otras emisiones gaseosas que los gases de combustión.	
Olores	La completa combustión del gas asegura la no aparición de ningún tipo de olor.	Ninguno
Ruidos	Se adoptaran los silenciadores y aislamiento acústicos necesarios para asegurar que el nivel sonoro no sobrepase los límites exigidos	Ninguno
Vibraciones	La principal máquina que podría generarias no está concebida para funcionar con alto nivel de vibración. En cualquier caso su instalación se realiza de forma que se evite la transmisión de vibraciones.	Ninguno
Materiales inflamables y explosivos	Tanto la instalación de gas natural, como los aparatos consumidores de gas cumplirán con la normativa actualmente vigente. De cualquier forma, la central de cogeneración contara con equipos contraincendios.	Ninguno

Fig. 29. Focos y medidas correctoras

14.- SEGURIDAD

En la instalación se encuentran unos equipos como por ejemplo la caldera de recuperación, que necesita unas distancias de seguridad y medidas de protección reglamentarias que aparecen en el Reglamento de Aparatos a Presión:

- Clase 1: afecta a viviendas, zonas de trabajo y cualquier vía o lugar público. La distancia mínima será 1'5m, pero para distancias menores de 14m es imprescindible un muro intermedio de 20 cm de hormigón armado o 45 cm de ladrillo, hormigón en masa o mampostería.
- Clase 2: afecta a zonas donde haya personas de modo permanente, como talleres, salas de trabajo, etc. que pertenezcan al usuario. La distancia mínima deberá ser de 1m, pero para distancias menores de 10m es imprescindible un muro intermedio de 15 cm de hormigón armado o 30 cm de ladrillo, hormigón en masa o mampostería.

Como se ha mencionado anteriormente, la caldera recuperadora será de clase 1, en cambio, el MACI será de clase 2. También se contará con un sistema de detección de gas y contra incendios, para mantener la seguridad de las personas y de la maquinaria.

CONDICIONES CONTRACTUALES

15.- INTRODUCCIÓN

La contratación entre BASK LACTEOS (en adelante PROPIEDAD) y el suministrador de material (en adelante EL SUMINISTRADOR) se sujetará a las normas establecidas en las Cláusulas Contractuales.

El objeto del contrato comprende, además del suministro que en él se detalla, todas las operaciones, obras, trabajos y servicios que no hayan sido expresamente exceptuados por el SUMINISTRADOR y que sean necesarios hasta la entrega del suministro.

Esta propuesta será válida siempre que se firme un contrato que resulte satisfactorio para ambas partes.

16.- PRECIO DEL PROYECTO

El precio total del suministro es 4.700.000 €, sin IVA incluido. El precio no incluye ningún costo de financiación durante la construcción de la planta.

16.1.- CONDICIONES DEL PRECIO

El precio incluye: costes de ingeniería, material y mano de obra (fabricación y transporte), descarga, asentamiento, montaje, pruebas, formación del personal de operación, puesta en servicio y documentación de los equipos y accesorios que cubre el proyecto.

No se revisará el precio por cambios en el precio de mano de obra y materiales, salvo retraso importante en el plazo de entrega por causas no imputables al SUMINISTRADOR.

Pero cualquier variación del alcance del suministro, por causas no imputables exclusivamente a éste, se facturará aparte, previo acuerdo de los precios con la PROPIEDAD.

17.- EJECUCIÓN DEL PROYECTO

17.1.- PLAZOS

La ejecución se realizará de la siguiente manera:

- Inicio de la obra: 13 meses después de la firma del contrato.
- Recepción provisional: 14 meses después de la firma del contrato.
- Recepción definitiva: 12 meses después de la recepción provisional.

17.2.- DEFINICIONES

17.2.1.- ENTREGA DE EQUIPOS

Se considerarán entregados los equipos si han sido asentados en la PROPIEDAD y han superado una revisión del personal autorizado.

17.2.2.- INICIO DE LA OBRA

Se iniciará la explotación en el momento en el que se superen las siguientes fases:

- Análisis preliminar y chequeo de componentes.
- Prueba en continuo de la instalación, hasta conseguir su operación en continuo durante 24 horas.

17.2.3.- PRUEBA DE RENDIMIENTO

Las pruebas de rendimiento se efectuarán durante las pruebas conjuntas de funcionamiento siguiendo el protocolo que se acuerde entre la PROPIEDAD y el SUMINISTRADOR.

17.2.4.- RECEPCIÓN DEFINITIVA

Un año después de la firma del Acta de Recepción Provisional, se producirá de forma automática la Recepción Definitiva. En caso de observarse anomalías, la PROPIEDAD informará de cuáles son los defectos y se volverán a realizar las pruebas.

18.- GARANTÍAS

18.1.- GARANTÍAS DE CONSTRUCCIÓN Y EJECUCIÓN

En base a las normas de la Comunidad Europea, El SUMINISTRADOR garantiza que los componentes se han diseñado para atender las condiciones del proyecto. Además, certifica que la construcción se realizará con materiales, equipos e instrumentos de nueva ejecución y presenta un plan de ejecución de obra.

Durante el periodo de garantía, el SUMINISTRADOR asumirá los costes por sustitución o reparación de materiales y accesorios defectuosos.

El periodo de garantía se extenderá por 1 año desde la fecha de Recepción Provisional.

18.2.- GARANTÍA FINANCIERA

Se presentará un aval bancario por el SUMINISTRADOR con un valor del 10% del importe del contrato.

19.- PENALIZACIONES

Si el SUMINISTRADOR no cumple con el plazo fijado para la Recepción Provisional de la instalación, se pacta una penalización del 0,033% sobre el importe total de las obras contratadas por cada día natural de retraso.

Si por motivos de defectos de funcionamiento o construcción el coeficiente de disponibilidad de los equipos no llega a el valor indicado por el SUMINISTRADOR, la penalización será de 0,25% del precio total del equipo afectado.

Se pacta para La PROPIEDAD el derecho de rechazar el suministro, si no se cumplen las garantías mencionadas.

20.- SEGUROS

El SUMINISTRADOR será el responsable de los accidentes que ocurran al personal, así como de los daños que cause a los equipos o instalaciones. Para ello, el SUMINISTRADOR dispondrá de una póliza de seguro que cubra los riesgos, y acreditará a la PROPIEDAD de su existencia.

21.- MODIFICACIONES

En caso de modificación de alguna situación del proyecto, el SUMINISTRADOR tendrá que realizar una oferta detallada en la que consten las consecuencias de esos cambios respecto a sus suministros y entregas, y la validez de la oferta, que no deberá ser inferior a 50 días.

Sólo con la autorización de la PROPIEDAD por escrito se podrá iniciar la ejecución de los trabajos de modificación.

22.- RETRASOS

El SUMINISTRADOR notificará inmediatamente a la PROPIEDAD de cualquier retraso que pudiera producirse en el desarrollo del proyecto. También, deberá proponer soluciones para recuperar lo antes posible los tiempos perdidos.

23.- RESCISIÓN

La PROPIEDAD podrá rescindir el pedido cuando el SUMINISTRADOR no cumpla con sus obligaciones contractuales esenciales dentro de los plazos siguientes a la fecha pactada o es declarado en suspensión de pagos, quiebra, embargo, etc.

El SUMINISTRADOR podrá rescindir el pedido, después de enviar notificación por escrito, si la PROPIEDAD no cumple con sus obligaciones contractuales esenciales referentes a pagos en los plazos siguientes a la fecha pactada.

24.- NORMATIVA Y PERMISOS

Para la construcción de la planta de cogeneración de la fábrica láctea, se tendrá en cuenta la normativa vigente en España en aspectos tanto medioambientales como de seguridad.

Los apartados a tener en cuenta serán los aparatos de presión, obra civil, certificado de dirección y final de obra, instalación eléctrica de alta y baja tensión, condición de planta autogeneradora y condiciones de seguridad y medioambiente.

También deberán cumplirse las normas tecnológicas con sus instrucciones técnicas complementarias.

25.- UTILIZACIÓN DE SERVICIOS

La PROPIEDAD se hará cargo del consumo de agua y electricidad y también de los espacios ocupador por la empresa suministradora. El SUMINISTRADOR se ocupará de instalaciones específicas no disponibles. La responsabilidad de la vigilancia de los materiales y equipos del SUMINISTRADOR, depositados en el recinto de la PROPIEDAD, será cargo de los servicios de la PROPIEDAD.

26.- ORGANIGRAMA DE LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

26.1.- DIRECCIÓN FACULTATIVA

La Dirección Facultativa la realizará el SUMINISTRADOR, cumpliendo con las responsabilidades que la legislación vigente le otorga sobre el particular.

26.2.- SUPERVISIÓN Y RECEPCIÓN

La PROPIEDAD es autorizada por el SUMINISTRADOR para que sus talleres o los talleres de los subcontratistas puedan desplazarse a cualquier persona representante, previa comunicación por escrito con el fin de inspeccionar la fabricación, ingeniería y montaje, así como el control de calidad y el cumplimiento de los plazos estipulados.

Estas supervisiones no alterarán el programa de fabricación y entregas ni eximirán al SUMINISTRADOR de las responsabilidades y obligaciones asumidas.

26.3.- AUTORIZACIÓN DE SUBCONTRATACIONES

El SUMINISTRADOR deberá notificar con antelación a la PROPIEDAD su intención de subcontratar empleados para que trabajen en las instalaciones.

26.4.- PERSONAL CONTRATADO O SUBCONTRATADO

Cualquier trabajo de ejecución de este proyecto será realizado por personal del SUMINISTRADOR con afiliación a la Seguridad Social y éste deberá hacer cumplir esta normativa a sus subcontratistas.

Además, el SUMINISTRADOR está obligado a cumplir con las disposiciones de carácter Social, Laboral, Seguridad e Higiene en el trabajo y Medio Ambiente, contenidas en la reglamentación vigente.

Asimismo, deberá disponer de una póliza de seguro contra riesgos de indemnización por causas de incapacidad permanente o muerte de su personal. La PROPIEDAD, por su parte, podrá exigir la presentación de los justificantes de pago de estos seguros.

27.- MEDIOS AUXILIARES

El SUMINISTRADOR será el responsable de los medios auxiliares requeridos en la ejecución de la obra.

28.- CONFIDENCIALIDAD

El SUMINISTRADOR no revelará información que pueda obtener de su relación con la PROPIEDAD.

Ningún documento, correspondiente al material suministrado ni la utilización que la PROPIEDAD hace del mismo, podrá ser citado o usado por el SUMINISTRADOR con fines publicitarios, sin la correspondiente autorización de la PROPIEDAD.

La PROPIEDAD, por su parte, no podrá hacer uso de la información que dispone para otros fines diferentes al pedido realizado, salvo previa autorización por escrito por parte del SUMINISTRADOR.

29.- ENTRADA EN VIGOR

En el momento en el que el SUMINISTRADOR haya firmado y aceptado el pedido, éste adquirirá el carácter de contrato de compraventa en firme.

Los requisitos comerciales predominarán sobre otros requisitos que son establecidos y estos no serán alterados a no ser por un acuerdo entre la PROPIEDAD y el SUMINISTRADOR por escrito.

GRADO EN INGENIERÍA MECÁNICA
TRABAJO FIN DE GRADO

***ESTUDIO DE VIABILIDAD TÉCNICO-
ECONÓMICO DE UNA PLANTA DE
TRIGENERACIÓN PARA UNA FÁBRICA DE
PRODUCTOS LÁCTEOS***

DOCUMENTO 4 – ASPECTOS ECONÓMICOS

Alumno/Alumna: Escabel Echave, Gontzal

Director/Directora: De la Peña, Victor Francisco

Codirector/Codirectora: Arraibi, Juan Ramón

Curso: 2018-2019

Fecha: 17 de Septiembre de 2018

ÍNDICE

30.- INTRODUCCIÓN	2
31.- PRESUPUESTO	2
32.- GANTT	4
32.1.- INGENIERÍA.....	4
32.2.- COMPRA DE EQUIPOS	4
32.3.- OBRA CIVIL Y MONTAJE	5
32.3.- VALIDACIÓN Y ACEPTACIÓN	5
33.- RENTABILIDAD.....	6

30.- INTRODUCCIÓN

El presente documento contiene la información relativa a la distribución de tareas y al presupuesto.

Para empezar, se estudiarán los gastos que la obra requiere, desde la compra de los equipos a instalar y el estudio para la ejecución de la obra, hasta los empleados que se necesitan contratar o subcontratar.

A continuación, se analizarán detalladamente las tareas que se llevan a cabo y el tiempo que a cada tarea corresponde mediante un diagrama de Gantt.

Finalmente, se realizará un estudio de rentabilidad del proyecto y se determinará el tiempo necesario para la recuperación de la inversión.

31.- PRESUPUESTO

Tal y como se ha descrito en el documento I, la planta de cogeneración estará formada fundamentalmente por un motor de combustión interna cuyo combustible es gas natural y una caldera de recuperación para la obtención de vapor a partir de los gases de escape del MACI, además de los demás sistemas que la planta necesita para el correcto funcionamiento, la instalación eléctrica y otros factores que se tienen en cuenta a continuación.

A efectos de inversiones se considerarán las siguientes partidas:

- Grupo motogenerador, que incluye:
 - Motor-alternador
 - Sistema de alimentación
 - Centro de Control Motor CCM
 - Sistema de control y Protección
 - Sistema de refrigeración
 - Rampa de gas
 - Sistema de aire comprimido de arranque

- Caldera de recuperación, que incluye:
 - Caldera de recuperación con su respectiva chimenea
 - Cuadro de control
 - By-pass de gases
 - Bombas de alimentación

- Sistema eléctrico de baja tensión, que incluye:
 - Redes de tierras
 - Alumbrados de salas de motor, caldera y auxiliares
 - Cuadro CCM resto de auxiliares
 - Alumbrado de emergencia
 - Cableado de BT entre CCM y equipos

- Sistema eléctrico de media tensión, que incluye:
 - Transformador
 - Equipos de MT
 - Cableados de media tensión

- Sistema de gas natural, que incluye:
 - Acometida interior, tubería
 - Estación de regulación y medida
 - Red de distribución interior

- Sistema de refrigeración y recuperación, que incluye:
 - Intercambiadores de refrigeración
 - Bombas y tuberías
 - Torres de refrigeración

- Sistemas de seguridad, que incluye:
 - Plan de seguridad
 - Sistema contra incendios y detección de gas

- Sistemas auxiliares, que incluye:
 - Depósitos, tuberías y bombas
 - Sistemas de ventilación
 - Conductos de gases, silenciador y chimenea

El presupuesto se resume en la siguiente tabla:

Partida	Inversión (€)
Motogenerador	2.000.000
Sistema de refrigeración	250.000
Sistema eléctrico	300.000
Sistema de combustible	130.000
Sistema de recuperación térmica	700.000
Montaje mecánico	470.000
Ingeniería y legalización	300.000
Sistemas auxiliares	550.000
Total	4.700.000

Fig. 30. Presupuesto

Las inversiones materiales se han estimado de acuerdo con las pre-ofertas de los suministradores. El resto de equipos, materiales y partidas presupuestarias están basadas en datos de plantas de características similares.

32.- GANTT

El plazo de ejecución del proyecto debe cumplir con unas determinadas fases que se van a mencionar a continuación.

32.1.- Ingeniería

Después de confirmar la solicitud del cliente y aprobar la documentación del proyecto, es necesario un plazo de tiempo para desarrollar los estudios correspondientes al proyecto.

Este apartado se divide en ingeniería básica que tiene una duración de un trimestre, y en ingeniería detalle que su duración se lleva a cabo durante dos trimestres.

32.2.- Compra de equipos

En esta fase se solicitan los pedidos de compra a proveedores para los elementos que componen la planta de cogeneración y también se tiene en cuenta el transporte.

Se llevará a cabo durante un plazo de seis meses a la misma vez que la ingeniería detalle.

32.3.- Obra civil y montaje

El montaje comenzará cuando se tengas todos los materiales y elementos necesarios y se estimará una duración de tres meses para el montaje mecánico y otros tres meses para el montaje eléctrico.

En cambio, para la obra civil es necesaria una duración de cuatro meses.

32.3.- Validación y aceptación

Antes de finalizar el proyecto, con la instalación ya instalada, se procede a la validación de la misma y a las inspecciones y verificaciones correspondientes.

Se muestran las disconformidades y se solucionan de mutuo acuerdo entre la empresa y el cliente. Estas fases de puesta en marcha se realizan en un plazo de tres meses.

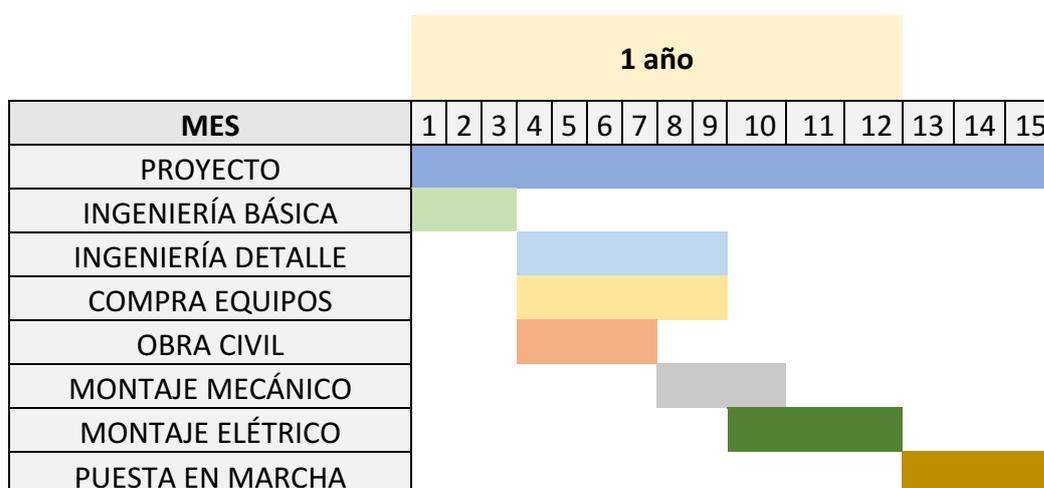


Fig. 31. Diagrama de Gantt

33.- RENTABILIDAD

Una vez calculado el presupuesto, se analiza la rentabilidad del proyecto teniendo en cuenta los siguientes datos:

- Inversión (I): 4.700.000 €
- Precio Gas Natural: 0.03 €/kWh
- Precio Energía Eléctrica: 64.13 €/ MWh

Para empezar, se va a calcular el ahorro de energía eléctrica una vez instalada la planta de cogeneración en la industria láctea.

$$4870 \text{ kW} \cdot \frac{1 \text{ MW}}{1000 \text{ kW}} \cdot \frac{6000 \text{ h}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{64,13 \text{ €}}{\text{MWh}} = 1.873.879 \text{ €}$$

A continuación, se va a calcular el ahorro de vapor que se genera teniendo en cuenta el siguiente proceso:

$$\eta = 0.9 = mv \cdot (h_2 - h_1) / Q_{vc}$$

$$Q_{vc} = \frac{0,98 \text{ kg}}{s} \cdot (2773,9 - 376) / 0,9$$

$$Q_{vc} = 2661,04 \text{ kW}$$

Entonces, el ahorro del vapor será de:

$$2661,04 \text{ kW} \cdot \frac{6000 \text{ h}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{0,03 \text{ €}}{\text{kWh}} = 478.988 \text{ €}$$

En cambio, el valor del gas natural será el siguiente:

$$10.391,9 \text{ kW} \cdot \frac{6000 \text{ h}}{1 \text{ año}} \cdot \frac{0,03 \text{ €}}{\text{kWh}} = 1.870.542 \text{ €}$$

Entonces, durante un año el ahorro que conlleva la instalación de cogeneración es de:

$$1.873.879 \text{ €} + 478.988 \text{ €} - 1.870.542 \text{ €} = 482.324,6 \text{ €}$$

En conclusión, teniendo en cuenta la inversión de 4.7 millones de euros y el ahorro recién calculado, el tiempo de retorno será de:

$$4.700.000\text{€}/482.324,6\text{€}=9,74 \text{ años}$$

Finalmente, se deduce que la inversión realizada para proyecto se recuperará en 9.74 años.

