

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

PLANTA DE COGENERACIÓN EN UNA FÁBRICA INTEGRAL DE PAPEL

Alumno/Alumna	<i>San Martín Mondragón, David</i>
Director/Directora	<i>De la Peña Aranguren, Víctor</i>
Departamento	<i>Máquinas y Motores Térmicos</i>
Curso académico	<i>2018-2019</i>

Bilbao, 20 mayo, 2019

ÍNDICE

Resumen	6
Laburpena	6
Abstract	7
Résumé	7
1.- Introducción.....	9
1.1.- Situación energética. Precios.....	9
2- Objetivos	12
2.1.- Objetivos Globales.....	13
2.2.- Objetivos Económicos.....	13
2.3.- Objetivos Medioambientales	13
3.- Proceso productivo en fábrica integral de papel	14
3.1.- Descripción del proceso productivo	14
3.2.- Residuos y subproductos resultantes de la fabricación	22
4.- Propuesta de mejoras energéticas: Alternativas	25
4.1.- Hidroeléctrica.....	26
4.2.- Eólica	27
4.3.- Células solares	27
4.4.- Undimotriz.....	27
4.5.-Geotérmica	27
4.6.-Biomasa	28
4.7.-Cogeneración.....	28
5.- Descripción de planta de cogeneración	30
5.1.- Turbina de gas	32
5.2.- Motor alternativo de combustión interna	33
5.3.- Seleccionar la alternativa adecuada	33
6.- Dimensionamiento de la planta de cogeneración.....	35
6.1.-Combustible	35
6.2.-Espacio disponible	36
6.3.- Datos iniciales	36
6.4.- Datos de proyecto.....	37
6.5.- Caudal de vapor - Cálculos.....	39
6.6.- Cogeneración con MACI.....	41

6.7 – Cogeneración con turbina de gas	45
6.8.- Elección en el mercado de turbinas de gas natural	47
6.9.- Elementos auxiliares.....	50
6.9.1. – Bomba de agua de alimentación de la turbina.....	50
6.9.2.- Caldera de recuperación de vapor.....	51
6.9.3.- Alternador eléctrico.....	52
6.9.4.- Desgasificador	53
6.10.- Rendimiento Eléctrico Equivalente	54
6.11.- Control y tratamiento de humos	56
6.12. – Caldera convencional.....	60
7.- Descripción de la energía renovable: Biomasa	61
8.- Dimensionamiento planta de biomasa	64
8.1.- Combustión de la biomasa.....	64
8.2.- Calderas de biomasa	65
8.2.1.- Caldera de parrilla	66
8.2.2.- Caldera de lecho fluido	67
8.3.- Combustibles	69
8.4- Instalación.....	70
8.5.- Sistemas de eliminación de partículas	72
8.6.- Ciclo Termodinámico	73
8.7.- Cálculos para el dimensionamiento	75
8.8.- Valoración de la planta de biomasa	77
9.- Estudio económico	78
9.1.- Datos de partida.....	78
9.2.- Ingresos	79
9.3.- Gastos.....	81
9.4.- Presupuesto.....	82
10.- Cronograma - Diagrama de Gantt.....	87
11.- Conclusiones y áreas de mejora	90
11.1.- Conclusiones	90
11.2.- Área de mejora	91
12.- Bibliografía	93
13.- Anexos	95

INDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1: Funcionamiento de fabricación integral de papel	14
Ilustración 2: Carga a camión de la madera	15
Ilustración 3: Descortezadora.....	16
Ilustración 4: Astilladora	16
Ilustración 5: Digestor anaerobio.....	17
Ilustración 6: Pulper.....	18
Ilustración 7: Pila holandesa.....	19
Ilustración 8: Mesa plana.....	20
Ilustración 9: Calandradora	21
Ilustración 10: Bobinadora.....	21
Ilustración 11: Aprovechamiento de licores negros en cogeneración.....	24
Ilustración 12: Turbina de gas Siemens	48
Ilustración 13: Electrobomba	51
Ilustración 14: Caldera de recuperación.....	52
Ilustración 15: Alternador.....	53
Ilustración 16: Desgasificador	54
Ilustración 17: Caldera de parrilla.....	67
Ilustración 18: Caldera de lecho fluido.....	68

INDICE DE TABLAS

Tabla 1: Clasificación de residuos de fábrica integral de papel.....	23
Tabla 2: Características de tecnologías disponibles	34
Tabla 3: Valores límite de emisión NOx y CO para instalaciones de combustión de gas.....	59
Tabla 4: Inversión de equipos	82
Tabla 5: Presupuesto Obra civil	83
Tabla 6: Presupuesto en ingeniería.....	84
Tabla 7: Presupuesto de logística por oficinas	85
Tabla 8: Presupuesto por mano de obra	86

INDICE DE DIAGRAMAS

Diagrama 1: Proceso de fabricación integral de papel	22
Diagrama 2: Esquema de cogeneración	31
Diagrama 3: Diagrama T-s del ciclo Brayton	32
Diagrama 4: Planta de cogeneración	39
Diagrama 5: Balance en Desgasificador	40
Diagrama 6: Cogeneración con MACI	42
Diagrama 7: Cogeneración con turbina de gas	45
Diagrama 8: Humos en la atmósfera	57
Diagrama 9: Generación eléctrica mediante Biomasa	71
Diagrama 10: diagrama T-s del ciclo Rankine	74
Diagrama 11: Mejora en el proceso de alimentación de gas	93

INDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Precios mercado mayorista de electricidad.....	9
Gráfico 2: Precio gas natural	10
Gráfico 3: Emisión de CO2 por tipo de combustible	11
Gráfico 4: Situación de las energías renovables 2017	26
Gráfico 5: Diagrama de Gantt.....	88

ABREVIATURAS

MACI:	Motor Alternativo de Combustión Interna
PCCE:	Producción Combinada de Calor y Electricidad
UE:	Unión Europea
RCDE:	Régimen de Comercio de Derechos de Emisión
IVPEE:	Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica
OMIE:	Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMI-Polo Español S.A.)
MIBGAS:	Mercado Ibérico del Gas
FVEM:	Federación Vizcaína de Empresas del Metal
ASPAPPEL:	Asociación española de fabricantes de pasta, papel y cartón
RINP:	Residuos Industriales No Peligrosos
MAM:	Ministerio de Medio Ambiente
IPPC:	Integrated Pollution Prevention and Control (Prevención y Control Integrados de la Contaminación)
IDAE:	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
GEI:	Gases de Efecto Invernadero
COP:	Compuestos Orgánicos Persistentes
CEPI:	Confederation of European Paper Industries
ITC:	Instrucción Técnica Complementaria (Reglamento de equipos a presión)
MITECO:	Ministerio para la Transición Ecológica

Resumen

En este Proyecto Fin de Master se realiza el análisis preliminar y dimensionamiento de una planta de cogeneración en una fábrica integral de papel para mejorar su consumo energético, sus resultados de explotación y reducir su impacto medioambiental.

Se estudia la opción de utilizar como combustible la biomasa residual de poda y descortezado junto con el licor negro resultante del proceso de fabricación, y el tipo de caldera a utilizar. Alternativamente se estudia la opción de gas natural como combustible, bien mediante motor alternativo de combustión interna o bien mediante turbina de gas. En ambos casos, se analizan las características de los combustibles, los ciclos térmicos, los equipos a implantar y las emisiones de humos generados.

Así mismo, se examinan las distintas normativas que afectan a la cogeneración y al tipo de instalación a implantar, así como las posibles alternativas de energías renovables que podrían ser utilizables en su caso. Por último, se proponen mejoras aplicables a este tipo de instalaciones.

Laburpena

Master amaierako lan honetan paper-kogenerazio lantegi integrala aurrez analizatu eta dimentsionatuko dut, hiru ataletan hobetzeko asmoz: energia kontsumoa, ustiapen emaitzak eta ingurumen inpaktua.

Bertan ere aztertuko dut erregai bezala hondar-biomasa erabiltzea (bai kimaketatik bai zuriketarik baita fabrikazio-prozesutik darion lixiba beltzetik datorrena) zein horretarako erabiliko dugun galdara. Aldi berean aztertzen dut gas naturala ordezeko erregai bezala erabiltzea, barne-errekuntzako motorraren bidez edo gas-turbinaren bidez. Kasu bietan aztertuko ditut erregaien ezaugarriak, bero-zikloak, beharrezko ekipamendua eta ke-emisioak.

Aldi berean, kogenerazioari eta dagokion instalazioari nola eragiten dioten araudiak aztertuko ditut, eta balizko ordezeko energia berriztagarriak. Azkenik, instalazio horiek hobetzeko proposamenak egingo ditut.

Abstract

This End of Master Project carries out the preliminary analysis and dimensioning of a cogeneration system in an integral paper factory to improve the energy consumption, the exploitation results and to reduce the environmental impact.

The option of using as energy source the residual pruning and deriding biomass together with the black liquor resulting from the manufacturing process and the type of boiler to be used is being explored. Alternatively, it is considered the option of natural gas as fuel, either by internal combustion engine or by gas turbine. In both cases, the characteristics of the energy sources, the thermal cycles, the equipment to be implanted and the emissions of smoke generated are analysed.

Likewise, it examines the different regulations affecting cogeneration and the type of installation to be implemented, as well as the possible renewable energy alternatives that could be usable in case. Finally, improvements are proposed for this type of facilities.

Résumé

Ce Projet de Fin de Master a pour objectif de réaliser l'analyse et le dimensionnement préliminaires d'une centrale de cogénération dans une usine intégrale de papier, afin d'améliorer sa consommation d'énergie, ses résultats d'exploitation et de réduire son impact environnemental.

Le principe est d'étudier la possibilité d'utiliser comme combustible la biomasse résiduelle d'élagage et d'écorce, ainsi que la liqueur noire résultant du processus de fabrication et de définir le type de chaudière à utiliser. L'option du gaz naturel comme carburant est également étudiée, soit par un moteur alternatif à combustion interne, soit par une turbine à gaz. Dans les deux cas, les caractéristiques des combustibles, les cycles thermiques, les équipements à installer et les émissions de fumées générées sont analysés.

Egalement sont examinées les différentes réglementations qui affectent la cogénération et le type d'installation à mettre en place, ainsi que les alternatives d'énergies renouvelables qui pourraient être éventuellement utilisées. Enfin, des améliorations pour ce type d'installations sont proposées.

1.- Introducción

1.1.- Situación energética. Precios

Los costes de energía, especialmente electricidad y derivados del petróleo, forman una parte importante de los gastos de explotación de las empresas, tanto más cuanto más intensivo es su consumo.

Las empresas del sector de fundición (FVEM) o del sector de fabricación papel (ASPAPPEL), intensivas en el consumo de energía eléctrica, están registrando una elevación progresiva de sus costes debido al alza del precio del kWh, que en el año 2018 tuvo un incremento de hasta el 20%. Por ello la reducción de estos costes es fundamental para su competitividad y cuenta de resultados.

A resultas de esta subida constante del precio de la electricidad el Ministerio de Transición Ecológica (Real Decreto-ley 15/2018, Anexo I), de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores) suspendió en 2018 el impuesto sobre generación eléctrica (IVPEE). Esto supone una minoración de cerca del 5% para empresas industriales, lo que ayuda a compensar en parte la escalada de precios.

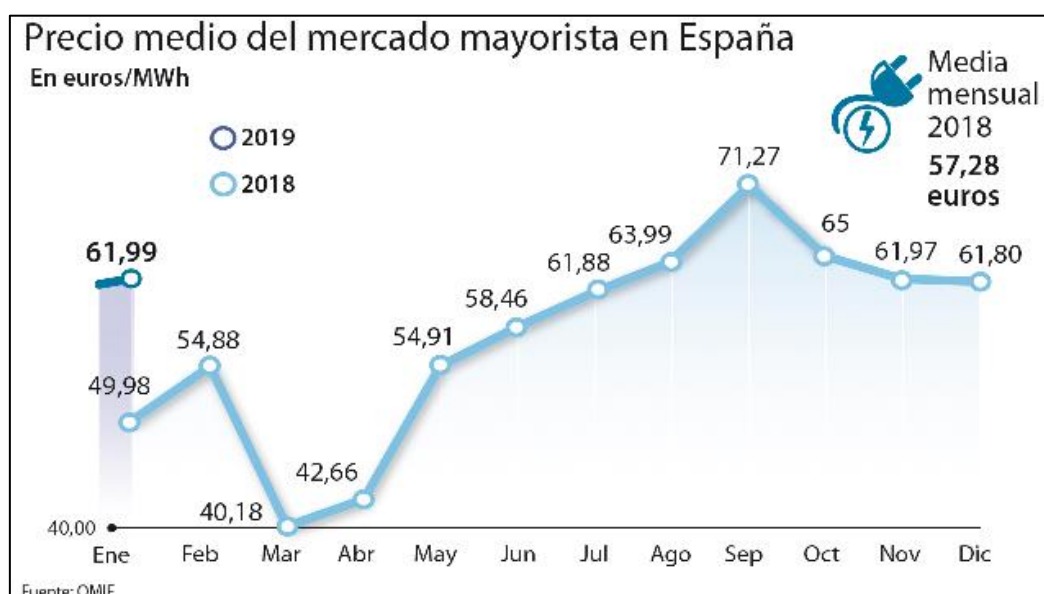


Gráfico 1: Precios mercado mayorista de electricidad

Por su parte el gas natural que en el año 2016 rondaba los 17 €/MWh en el ámbito industrial, sufrió un incremento en 2017 de un 70%, situándose en torno a los 29 €/MWh.

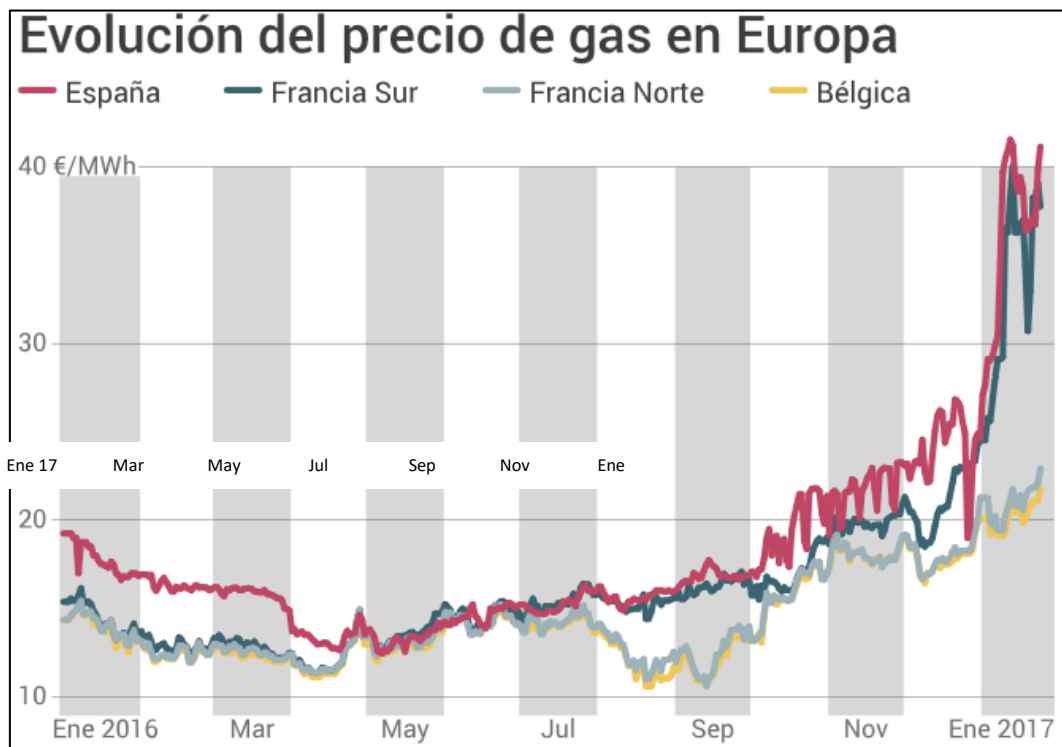


Gráfico 2: Precio gas natural

Estas subidas de precios suponen una pérdida de competitividad importante de las empresas locales respecto a los competidores europeos, ya que España se sitúa entre los países de la UE con precios más elevados tanto en electricidad como en gas natural.

Las centrales térmicas, que utilizan calor para producir energía eléctrica, no aprovechan toda la energía consumida perdiendo una parte de la misma al no poder transformar todo el calor absorbido en trabajo. Normalmente en estas plantas se disipa el calor a través de torres de refrigeración con emisiones de gases que rondan los 35⁰C.

El objetivo empresarial es mejorar el consumo de energía primaria, reducir las emisiones de CO₂ y generar beneficio para la empresa explotadora.

Ha de tenerse en cuenta no solamente la importancia de la mejora del medio ambiente, sino que el coste de los derechos de emisión en el mercado de CO₂, que durante años ha rondado los 5 € por tonelada, alcanzó en 2018 los 22 € por tonelada lo que supone un coste añadido importante.

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas que de forma natural existe en la naturaleza pero que, a través de las emisiones de la industria y el transporte, se ha convertido en un grave problema al ser uno de los principales GEI causantes del calentamiento global y el cambio climático.

La combustión tanto de biocombustible como de madera o de sus residuos para generar energía emite CO₂, que posteriormente es absorbido por las plantas para su ciclo vital, por lo que en las emisiones de este tipo de combustibles el balance final de CO₂, es neutro.

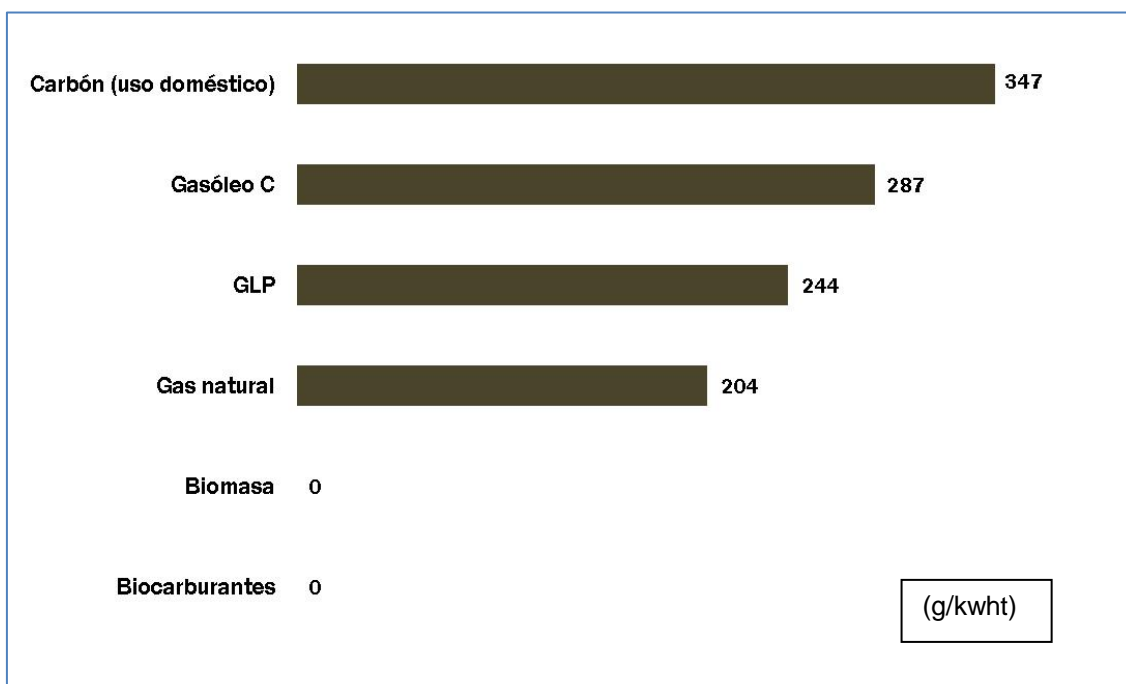


Gráfico 3: Emisión de CO₂ por tipo de combustible

En el año 2005 una gran mayoría de países acordaron poner en funcionamiento un mecanismo que limitase las emisiones de CO₂(eq), mediante un sistema de comercio de emisiones. Su funcionamiento consiste en que a los diferentes tipos de empresas generadoras de CO₂ se les asigna una

cuota máxima de emisiones anuales, que además van reduciéndose con el tiempo. Si la empresa emite o va a emitir más cantidad de gas de la que tiene asignada ha de acudir al mercado a comprar derechos de emisión. Por el contrario, si va a emitir menos volumen del que tiene asignado puede acudir al mercado a vender su excedente o reservarlo para próximos ejercicios. Este sistema es el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (RCDE, Anexo II).

El concepto de CO₂(eq), definido en el protocolo de Kioto (Anexo III), engloba a diferentes gases, aplicando como medida de GEI una equivalencia respecto al CO₂ de referencia. Estos otros gases son:

- Metano (CH₄)
- Óxido de nitrógeno (N₂O)
- Hidrofluorocarburos (HFC)
- Perfluorocarburos (PFC)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)

La Unión Europea, involucrada al máximo en el objetivo de reducir los GEI, ha publicado la Directiva 2018/410 (Anexo IV) que modifica y endurece la normativa del Sistema Europeo de Comercio de Derechos de Emisión de gases de efecto invernadero para el próximo periodo 2021-2030. Mediante esta Directiva se pretende alcanzar en el año 2030 una reducción de emisiones de GEI del 40% respecto a las emitidas en 1990.

2- Objetivos

El proceso de fabricación integral de papel descrito posteriormente en el punto (3) es consumidor intensivo de energía, tanto eléctrica para mover los motores de las diversas máquinas utilizadas en el proceso, como energía térmica necesaria en partes del proceso de fabricación de la pasta y hoja de papel.

Por ello el coste de energía de todo tipo supone un porcentaje muy importante en el precio final del producto y, por tanto, en la cuenta de resultados. Como consecuencia la empresa aborda la necesidad de analizar y reducir los costes de energía, estudiando las distintas opciones existentes y maduras tecnológicamente, y poniendo en funcionamiento un proyecto que le permita abordar los siguientes objetivos:

2.1.- Objetivos Globales

- Optimizar la gestión energética de la empresa.
- Reducir los costes de energía mejorando la rentabilidad.

Con ello se pretenden conseguir una serie de objetivos específicos que se exponen a continuación.

2.2.- Objetivos Económicos

- Realizar el proyecto en plazo reducido.
- Optimizar el diseño de la instalación.
- Disminuir los costes de gestión del proyecto.
- Menor inversión posible.

2.3.- Objetivos Medioambientales

- Reducir la emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes (CO₂ principalmente).
- Caracterizar y valorizar los residuos forestales y lodos generados en el proceso.

3.- Proceso productivo en fábrica integral de papel

3.1.- Descripción del proceso productivo

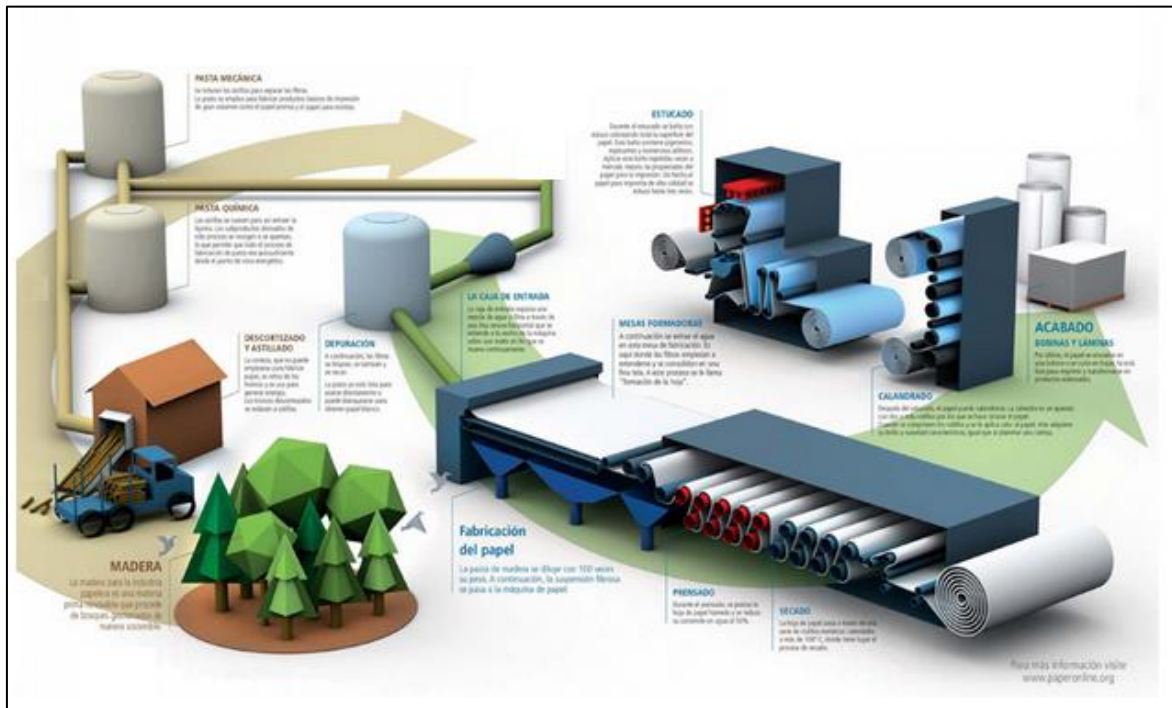


Ilustración 1: Funcionamiento de fabricación integral de papel

En la fabricación integral de papel se gestionan los siguientes subprocesos:

- Se realiza el acopio de materia prima mediante la tala selectiva de árboles según su diámetro (operación realizada a mano), que pueden ser pinos en el caso de que se desee obtener fibra larga, o eucaliptos en caso de optar por fibra corta.
Ha de tenerse en cuenta que las fibras para la fabricación de papel se encuentran en la madera y en muy reducida cantidad en la corteza, por lo que se desecha esta última debido a tener color y, en ocasiones, llevar adosada tierra que se ha pegado en el periodo de espera para cargar al camión.



Ilustración 2: Carga a camión de la madera

- Se desbrozan los troncos eliminando ramas y hojas y se cortan a medida aprox. de 2,5 m. transportándolos a fábrica en camiones. Esta operación se realiza habitualmente mediante medios mecánicos con los que cuenta el propio vehículo. El almacenamiento en fábrica normalmente se realiza al aire libre.
- Se realiza el descortezado y a continuación el astillado de la madera en máquinas descortezadora y astilladora respectivamente. La producción de papel necesita que las astillas tengan un flujo constante de alimentación y en condiciones homogéneas de medida, por lo que antes de pasar al digestor son cribadas y, en caso de ser de tamaño aún excesivo, vuelven a pasar por la astilladora. Dependiendo del tipo de papel o cartón que vaya a fabricarse, las astillas antes de pasar a producción pueden almacenarse bien al aire libre o en recintos cerrados y protegidos de la humedad (silos).



Ilustración 3: Descortezadora



Ilustración 4: Astilladora

- En el digestor anaerobio se realiza la fabricación propiamente dicha de la pasta-pulpa. Es un tipo de “caldera a presión” a unos 180⁰C, en la que mediante vapor de agua y productos químicos (hidróxido y sulfuro de

sodio, ozono), se diluye la lignina de la madera quedando la pasta formada por las fibras. El objetivo retirar la lignina de las fibras de celulosa es porque esta sustancia resinosa provoca que el papel resultante sea débil, poco brillante y con envejecimiento rápido.

Este proceso reduce el volumen inicial de la madera hasta en un 50%.



Ilustración 5: Digestor anaerobio

- El proceso se inicia introduciendo en el digestor virutas de madera que se cuecen con una solución acuosa de Na_2S denominada licor blanco. Por vacío se separan la pulpa del licor residual que es denominado licor negro.
- Un resultado no deseado del proceso de digestión es la aparición de gases sulfúricos, que se separan y son tratados (habitualmente se incineran). La pulpa resultante es enjuagada con agua para arrastrar los líquidos de cocción y recuperar los compuestos químicos utilizados. La pasta es filtrada para retirar los trozos que no se hayan disuelto, y espesada al quitarle agua.

- Otro resultado de este proceso de digestión es la obtención de un residuo denominado licor negro, mezcla de lignina y productos químicos que es susceptible de ser utilizado posteriormente como combustible.
- Se realiza un cribado y depuración en un Pulper, en el que las partículas quedan desfibradas, es decir separadas unas de otras.

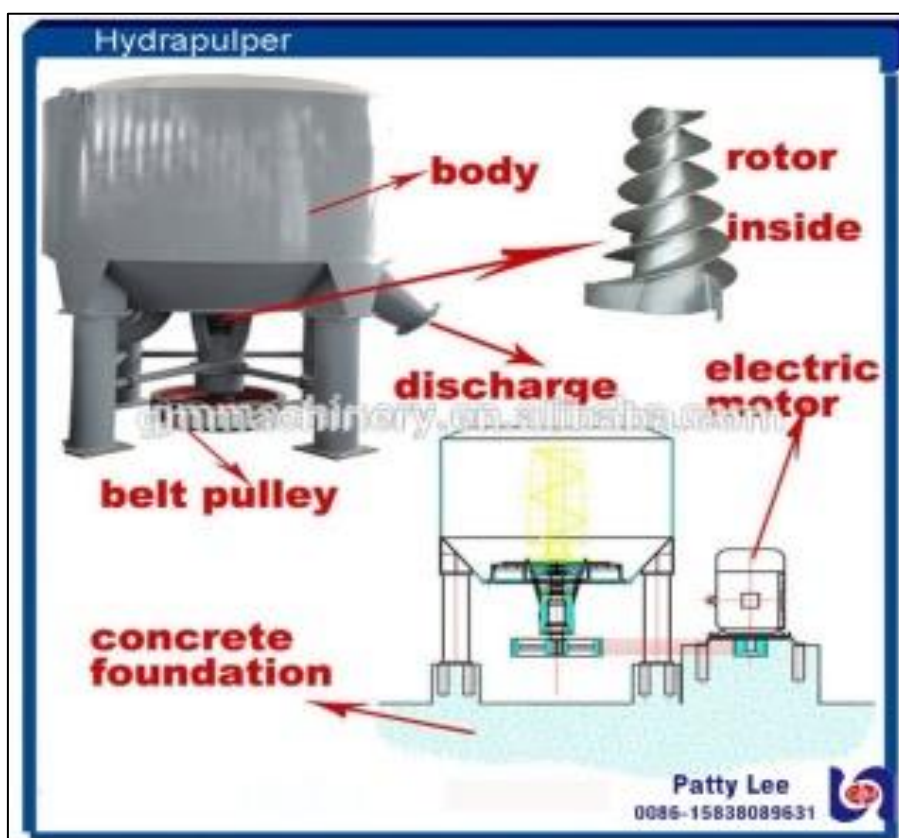


Ilustración 6: Pulper

- Tras el cribado de la pasta se realiza el blanqueo que permite obtener papel de calidad aceptada por el mercado. En este proceso se han eliminado progresivamente productos derivados del cloro, que se utilizaban antiguamente, por su alta toxicidad para el medioambiente. Actualmente para el blanqueo se utilizan productos químicos como el ozono o el peróxido de hidrógeno.

Países como Canadá o Estados Unidos ya incorporan normativa al respecto. También empresas papeleras de Europa han retirado el gas cloro de sus procesos de fabricación, lo que además favorece la gestión de las aguas residuales del proceso. La producción no deseada de compuestos organoclorados, cuya vida es de cientos de años en algunos casos, es un peligro para los seres vivos dado que se almacenan en los tejidos grasos y son altamente nocivos para la salud.

- La pasta es refinada, en máquinas de refino (Pilas Holandesas, Refinadora de discos) para dotar a la celulosa de las condiciones necesarias para fabricar el papel.

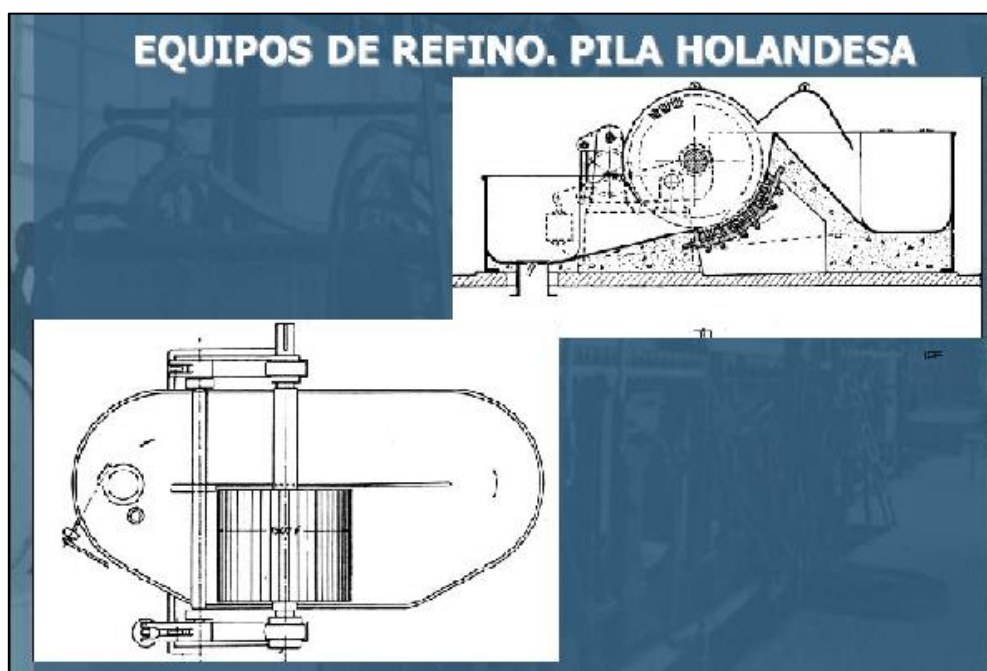


Ilustración 7: Pila holandesa

- Se extiende la pasta sobre una mesa plana según la densidad deseada del papel y se regula su espesor mediante la gestión del caudal. La mesa plana está recubierta de tela y es propiamente donde se forma la lámina de papel.



Ilustración 8: Mesa plana

- A partir de la configuración de la hoja, esta tiene un contenido muy elevado de humedad, la cual se va reduciendo pasando el papel por varios cilindros y prensas. En caso de desearse que el papel contenga marcas (verjurado, p.e.) es en este subproceso donde se le aportan
- Posteriormente se produce el secado pasando la lámina de papel por rodillos calentados.
- En caso de desearse que el papel tenga características especiales se le aplican tratamientos superficiales.
- Por último, se produce el calandrado del papel, al pasar este por rodillos superpuestos que afinan el espesor, dan brillo y terminan el alisado.



Ilustración 9: Calandradora

- El papel se empaqueta en forma de bobinas o de hojas para ser enviado al almacén de producto terminado y/o al transporte.



Ilustración 10: Bobinadora

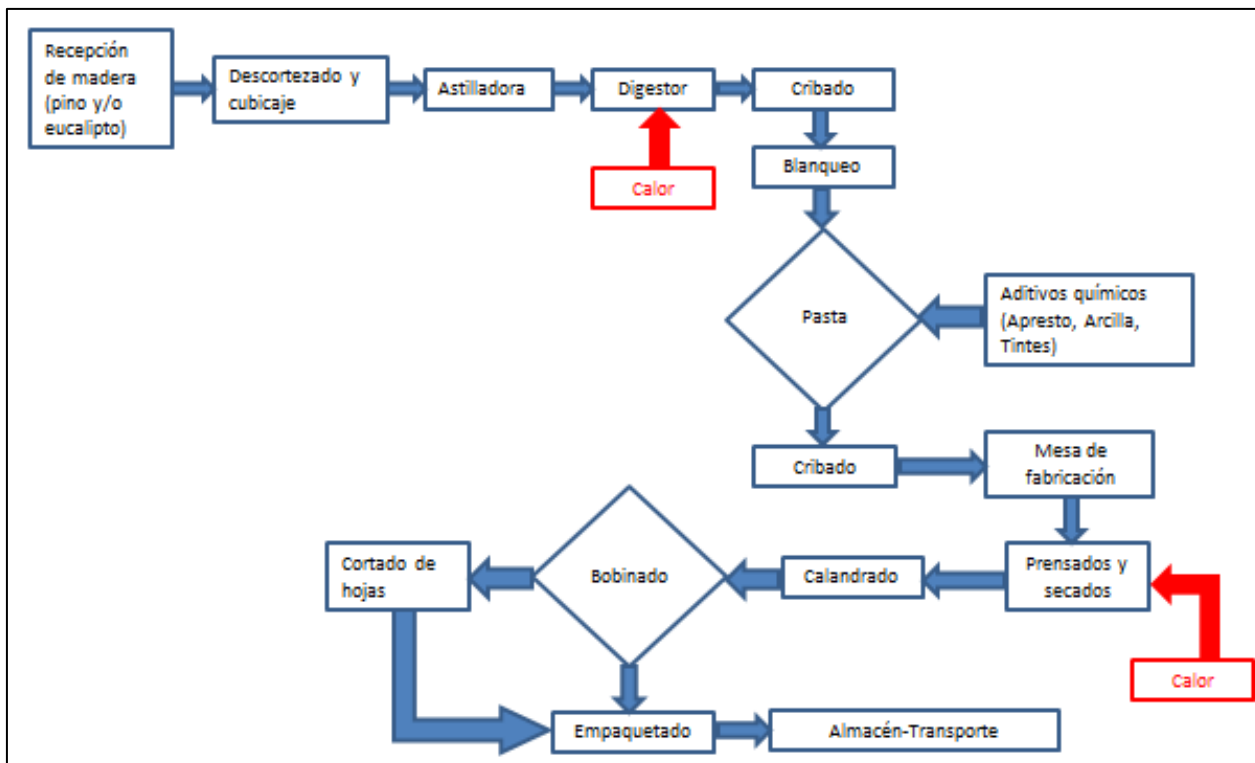


Diagrama 1: Proceso de fabricación integral de papel

3.2.- Residuos y subproductos resultantes de la fabricación

La industria de fabricación integral de papel genera cantidades importantes de residuos sólidos relacionados con el proceso productivo. Estos residuos son considerados como Residuos Industriales No Peligrosos (RINP) según la Orden MAM/304/2002 (Anexo V) por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos en su apartado 03: “Residuos de la transformación de la madera y de la producción de tableros y muebles, pasta de papel, papel y cartón”.

Desde el aspecto legal, los residuos de la fabricación integral de papel y pasta de papel se clasifican según la siguiente tabla:

<i>DESTINO</i>	<i>RESIDUO</i>	
	<i>Desechos de fibras y lodos de fibras de materiales de carga y estucado, obtenidos por separación mecánica</i>	<i>Lodos de tratamiento in situ de efluentes</i>
<i>Gestor para aplicación directa en agricultura</i>		<i>Subproducto</i>
<i>Gestor para aplicación en agricultura tras compostaje</i>		<i>Materia prima secundaria</i>
<i>Vertederos de residuos industriales</i>	<i>Residuo</i>	
<i>Como combustible para cementeras o centrales térmicas</i>	<i>Materia prima secundaria</i>	<i>Materia prima secundaria</i>
<i>Valoración energética en la propia empresa</i>	<i>Subproducto / Residuo / Las cenizas se consideran residuo</i>	<i>Subproducto / Las cenizas se consideran residuo</i>
<i>Transformación en pellets para valoración energética en la propia empresa</i>	<i>Residuo</i>	<i>Residuo</i>
<i>Tratamiento de secado para posterior valoración energética en la propia empresa</i>	<i>Residuo</i>	<i>Residuo</i>

Tabla 1: Clasificación de residuos de fábrica integral de papel

Un subproducto es aquella parte del resultado de un proceso en la que se obtiene un determinado producto que no es el objetivo de fabricación, y sin embargo puede tener un valor de uso o comercial. Ha de tenerse en cuenta que los residuos son considerados subproductos si la empresa generadora los comercializa para su posterior uso por otra empresa, lo que conlleva la realización de una serie de trámites administrativos. No sucede lo mismo si la empresa los utiliza para un posterior proceso interno, no siendo necesario entonces su clasificación como subproducto.

El denominado licor negro, resultante del proceso de fabricación de papel, es una mezcla diversa de sólidos con un alto contenido de agua. Su composición orgánica está formada principalmente por el lignito extraído de la madera y por semi-celulosa, ambos elementos ofrecen un alto poder calorífico.

Si se quiere utilizar el licor como combustible debe procederse a su concentración evaporando agua hasta que la humedad sea inferior al 40%,

pudiéndose entonces pulverizarse como combustible en una caldera de recuperación. Se genera vapor a alta temperatura y los inquemados se recogen en el fondo de la caldera.

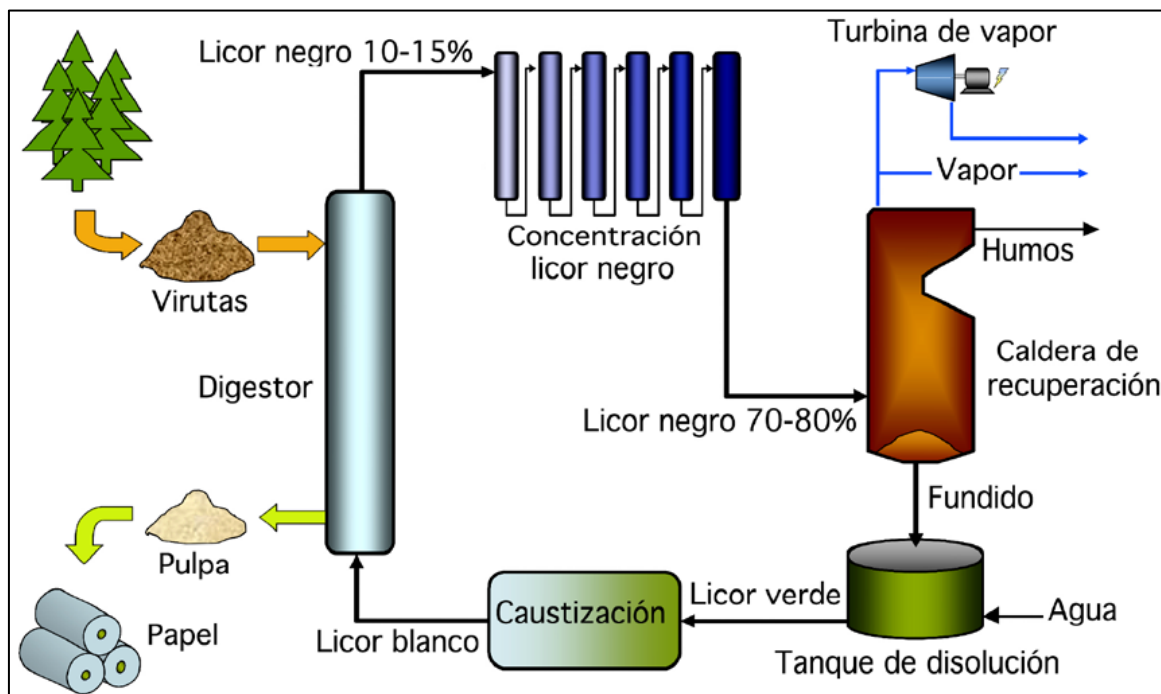


Ilustración 11: Aprovechamiento de licores negros en cogeneración

En el caso de que la empresa decidiera proceder a la incineración de los mencionados residuos para generación de energía, estaría concernida por el capítulo IV del Reglamento de Emisiones Industriales (R.D.815/2013, Anexo VI), por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002 (Anexo VII), de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (R.D. 815/2013). Esta normativa se aplica a instalaciones de incineración y coincineración de residuos en el marco de la indicada IPPC.

El mencionado capítulo IV, establece las disposiciones especiales para las plantas de incineración y coincineración de residuos, siguiendo la Directiva de emisiones industriales. Así determina el ámbito de aplicación, las autorizaciones a que están sometidas estas instalaciones, el tipo de diseño, equipamiento, construcción y explotación, los valores límite de emisión a la atmósfera y a las aguas, la gestión de los residuos después de la incineración,

la periodicidad de medición de emisiones a la atmósfera y al agua, situaciones anormales de funcionamiento, y la presentación periódica de información tanto a la administración como al público concernido.

4.- Propuesta de mejoras energéticas: Alternativas

El Parlamento Europeo en su resolución sobre el acuerdo de Copenhague (diciembre 2009, Anexo VIII) se sumó a los objetivos de limitar la elevación de temperatura a 2 grados durante el siglo XXI, mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (CO₂ principalmente) de un 80% en 2050 respecto a 1990. En este sentido la UE tomó la decisión de que la generación de energía provenga principalmente de fuentes renovables.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020, en cumplimiento de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo (Anexo IX) y del Consejo, tenía como objetivo lograr que para el año 2020 al menos el 20 % del consumo final bruto de energía en España procediera de fuentes renovables. Esto implicaba que los gobiernos de turno deberían haber ofrecido un mejor tratamiento fiscal o incentivos específicos, y así las tecnologías existentes pudieran haber tenido un mayor desarrollo y eficiencia.

Sin embargo, y debido a las políticas cambiantes de los gobiernos y la reducción cuando no eliminación de subvenciones a las renovables, el país se encontraba a finales de 2017 en más de un punto porcentual de diferencia con el objetivo propuesto.

El consumo de energías térmica y eléctrica por parte de las fábricas de papel, que puede llegar a suponer hasta el 30% de sus costes de producción, hace que deban plantearse alternativas al habitual suministro de combustible para generar calor, y al consumo de electricidad que proporcionan las compañías eléctricas a través de la red eléctrica.

La industria papelera, además de las lógicas mejoras en el consumo de energía a través de:

- Adecuado ajuste y mantenimiento de calderas y equipos
- Reducción al máximo de porcentaje de producción defectuosa a través de mejoras en el proceso (ciclo PDCA)

Tiene la posibilidad de analizar otras opciones en cuanto a fuentes de energía:

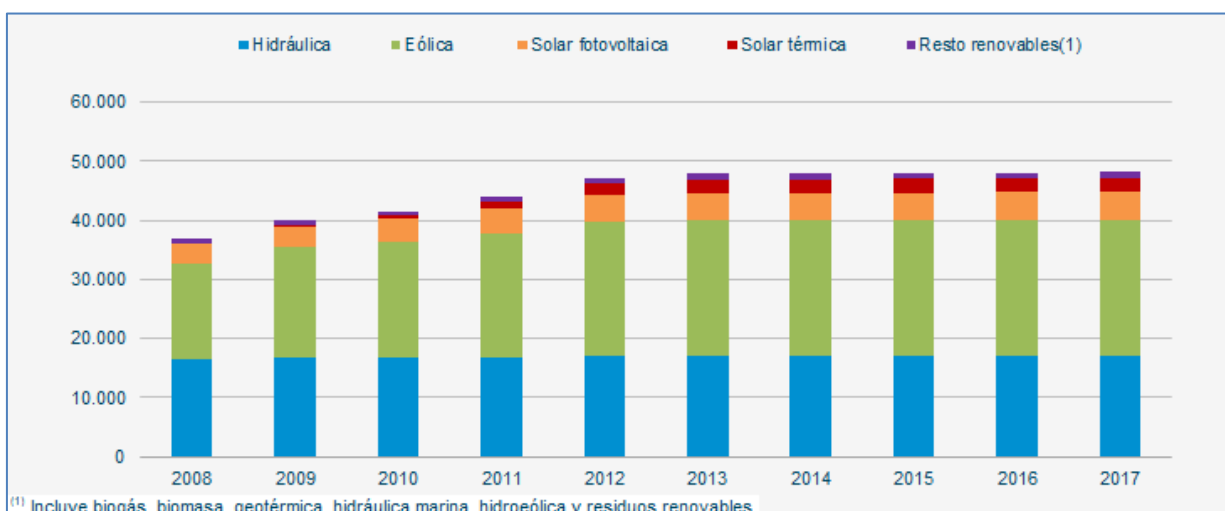


Gráfico 4: Situación de las energías renovables 2017

Las principales fuentes de energía renovable son:

4.1.- Hidroeléctrica

Las posibilidades de crecimiento son reducidas por la afectación generada al terreno, dada la servidumbre que ocasionan por ser necesaria la construcción de nuevos embalses y la contestación social que ello conlleva.

La empresa podría plantearse la construcción de una minicentral, para lo que sería necesario estar ubicada cerca de un río. Esta opción tiene una alta dependencia climatológica por la variación del caudal fluvial.

4.2.- Eólica

El porvenir parece ser de amplio crecimiento y con tecnología ya muy desarrollada, aunque tiene la tara de que su producción es intermitente.

La posibilidad de contar con aerogeneradores propios supone la disponibilidad de terreno adecuado en el entorno para su instalación, además de la irregularidad de suministro debido a la posible ausencia o exceso de viento.

4.3.- Células solares

Han sufrido durante años a causa de la eliminación de las subvenciones, aunque actualmente se está posicionando mejor en el mercado debido a los avances de la tecnología. Es también un sistema de generación de energía de ocupación del terreno.

La opción de instalar un parque de células solares térmicas y/o eléctricas presupone la disponibilidad de terreno para su instalación, o bien instalarlas sobre la cubierta de la empresa. Es un sistema de generación de energía intermitente al depender de la radiación solar.

4.4.- Undimotriz

Está aún en periodo de experimentación y desarrollo tecnológico, por lo que su puesta en el mercado es aún reducida

4.5.-Geotérmica

Sistema de generación de calor mediante el aprovechamiento de la energía térmica del interior de la tierra. Para su aprovechamiento ha de realizarse una perforación similar a las prospecciones petrolíferas. Debido a que en España la temperatura máxima del subsuelo no supera los 22⁰C, su aprovechamiento es mediante bomba de calor y principalmente en el ámbito doméstico.

En determinados lugares como Islandia, se aprovecha la alta temperatura subterránea, para generación de vapor y energía eléctrica, mediante la

perforación de dos pozos contiguos, introduciendo agua por uno de ellos y extrayendo vapor por el otro orificio.

4.6.-Biomasa

Las industrias papeleras generan residuos de la poda de la madera necesaria para la fabricación de papel, así como residuos de producción valorizables energéticamente.

La capacidad de recuperación de energía a partir de residuos propios dependerá de las toneladas de producción diaria, la humedad de los residuos y su PCI, pero es condición necesaria disponer del combustible elegido de forma fiable en cuanto a calidad homogénea y con suministro continuo.

Se estudia en el punto (8) la posibilidad de instalar una caldera de biomasa utilizando los restos de materia prima no utilizados en la producción, así como los lodos residuales de los licores negros existentes al final del proceso.

4.7.-Cogeneración

La base técnica de la cogeneración es producir electricidad y calor simultáneamente. La Comisión Europea da prioridad a este tipo de tecnología (PCCE) para lograr objetivos energéticos dentro de la UE, tanto para viviendas como para el sector industrial que es consumidor del 25% de la energía de la UE.

Los procesos industriales que cuentan con producción propia de calor pueden aprovechar la energía térmica excedente para generar energía eléctrica en lugar de desecharla a través de torres de refrigeración o chimeneas. Este concepto de rentabilización energética es el gestionado por las plantas de cogeneración.

Una central térmica convencional que cuente con una turbina de gas tiene un rendimiento aproximado del 55%, lo que supone que las pérdidas de energía

primaria son del 45%. Una caldera de gas de buena calidad tiene de media un rendimiento del 90%, perdiendo 10% de energía térmica.

Una central de cogeneración con turbina de gas tiene un rendimiento en generación de energía eléctrica de un 35%, y si la cogeneración es con un MACI se alcanza un rendimiento en electricidad de un 45%. Si se aprovecha el calor de los gases de escape y del circuito de refrigeración es posible recuperar hasta un 80% de esa energía para producir energía térmica útil.

La industria de fabricación de papel, tanto la integral a partir de la madera como la que utiliza papel y cartón obsoletos para una nueva producción, es consumidora intensiva de energía tanto térmica como eléctrica.

En la industria de fabricación de papel existe la posibilidad de realizar una generación propia de energía, bien usando como combustible los residuos forestales y los lodos generados por la propia industria al fabricar la pasta de papel (biomasa), o bien mediante un proceso de cogeneración. Una ventaja añadida es la no necesidad de traslado de la energía, ya que la producción de cogeneración y el consumo se producen en la misma ubicación, pero para que la planta sea factible económicamente debe tener una producción anual superior a 6.000 horas.

Para ello se analizará la necesidad y capacidad de generación de energía eléctrica y térmica (cogeneración) en la fábrica de papel integral mediante sistemas alternativos de cogeneración como motor de combustión interna o turbina de gas.

Los principales criterios para definir el sistema de cogeneración deberán ser:

- Cambiar el actual sistema de producción de vapor por otro que recupere el calor de los gases de escape.
- Reforzar el suministro de energía eléctrica funcionando tanto conectada a la red como aislada de la misma, reduciendo así el posible corte de producción por falta de energía eléctrica.

No ha de obviarse que las instalaciones de cogeneración también aportan algunos inconvenientes:

- Alta inversión.
- Incremento de costes laborales al atender la nueva instalación de cogeneración.
- Incremento de costes de mantenimiento y consumibles (lubricantes, agua...).
- Legislación cambiante que genera incertidumbre.
- Inestabilidad de precios de energía.

5.- Descripción de planta de cogeneración

La situación descrita en el punto (1) que refleja la elevación de los precios de los combustibles, con la consiguiente pérdida de margen y/o competitividad de la empresa, hace que se plantee una posible inversión para implantar un sistema que permita generar calor y energía eléctrica por cogeneración, tanto para el autoconsumo como para la venta de electricidad al pool de energía en caso de excedente.

Un problema para la venta de electricidad en alta tensión al pool de energía es que la compañía eléctrica puede exigir que la conexión se realice a varios km de donde se genera, lo que implica ocupación o permiso de paso por terrenos ajenos, soterramiento de líneas, etc.

El proveedor externo de electricidad actuará en este caso como comodín, ya que la empresa comprará energía eléctrica solamente cuando la necesite por no tener producción propia suficiente. En cualquier caso, la empresa mantendrá contratado el término de potencia con el proveedor de electricidad

para, en caso de avería de la planta de cogeneración, poder disponer de energía de la red. Esto supone un sobrecoste que por seguridad no es evitable.

En el diseño del proyecto es necesario proceder a un correcto dimensionamiento de la central de cogeneración desde el punto de vista térmico, ya que este tipo de energía a diferencia de la eléctrica no puede ser almacenada, ni transportada y vendida a terceros, por lo que cualquier exceso de producción se convierte en pérdida.

Excepciones en cuanto a la gestión del calor sobrante mencionado son los proyectos de distribución de ese calor sobrante en áreas urbanas para calefacción de edificios, así como la utilización de esa energía térmica en calefacción de invernaderos colindantes con la instalación térmica, o almacenamiento temporal en sales fundidas.

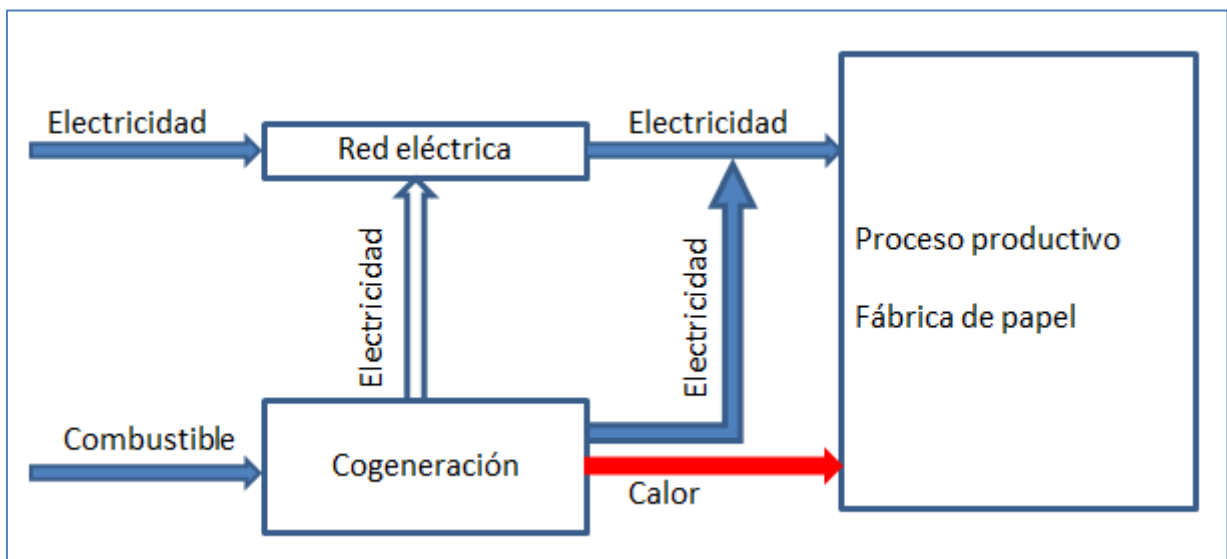


Diagrama 2: Esquema de cogeneración

Además del análisis que se realiza en el apartado (8) sobre la posible instalación de una planta de generación de energía por biomasa, se analizan los siguientes sistemas de cogeneración:

5.1.- Turbina de gas

La energía utilizada en cogeneración, basada en turbina de gas, proviene de la combustión de un gas en un turbogenerador, compuesto de una turbina unida a un generador eléctrico, funcionando según el ciclo Brayton.

- El aire de alimentación al paso por el compresor eleva su temperatura y presión
- El aire comprimido junto con el gas natural combustiona en la cámara de combustión generando energía térmica.
- Los gases resultantes de la combustión pasan por la turbina donde al girar esta se produce energía mecánica.
- El eje de la turbina acciona tanto al compresor como al generador, produciendo en esta última energía eléctrica.

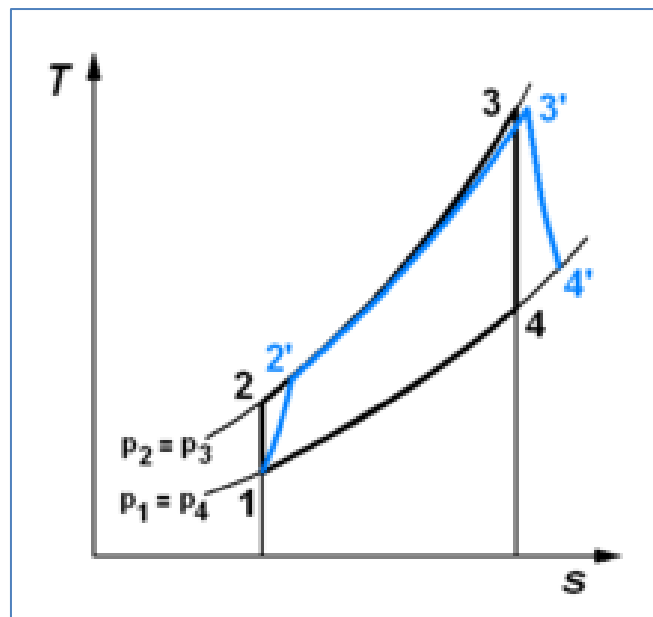


Diagrama 3: Diagrama T-s del ciclo Brayton

Las turbinas de gas tienen un rendimiento eléctrico moderado ($\leq 38\%$), inferior a un MACI, pero globalmente obtienen cerca de un 80%, dado el gran aprovechamiento de calor a través de los gases de escape, que puede utilizarse para producir vapor mediante una caldera de recuperación.

Otras ventajas son la inversión relativamente baja (más caras que los MACI) y su corto tiempo de puesta en marcha. Como desventajas tiene el bajo rendimiento a cargas parciales y su corta vida útil (≤ 15 años).

5.2.- Motor alternativo de combustión interna

El motor alternativo de combustión interna (MACI) genera energía mecánica y energía térmica (en su refrigeración y en sus gases de escape) y que, mediante la conexión de un alternador puede generar energía eléctrica.

El MACI tiene como ventajas su rápida puesta en marcha y su eficiencia a carga parcial, mucho mejor que las turbinas de gas o vapor, teniendo una disponibilidad muy alta ($\approx 95\%$).

Como inconvenientes están los ruidos y vibraciones que genera, así como la necesidad de instalar un sistema de enfriamiento, aunque posteriormente pueda usarse o no el calor de refrigeración. Por otra parte, estos motores, al igual que las turbinas de gas, trabajan con gran exceso de aire, teniendo un porcentaje de O_2 en humos cercano al 11%. Otros componentes de los humos son CO_2 , N_2 y H_2O .

Los MACI que funcionan con gas natural y cuatro tiempos están actualmente en un límite de potencia aprox. de 10 MW., aunque en tecnología diésel pueden llegar hasta los 80 MW.

5.3.- Seleccionar la alternativa adecuada

Para decidir qué clase de instalación de cogeneración es adecuada instalar en la empresa de fabricación integral de papel, en la siguiente tabla se indican características de las posibles alternativas.

INSTALACIÓN	CARACTERÍSTICAS	
	<u>VENTAJAS</u>	<u>DESVENTAJAS</u>
Motor alternativo de combustión interna a gas natural	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimiento eléctrico alto • Baja inversión • Vida útil larga • Flexibilidad frente a demanda • Tiempo de arranque 	<ul style="list-style-type: none"> • Mantenimiento caro • Baja temperatura de energía térmica
Turbina de gas a gas natural	<ul style="list-style-type: none"> • Fiabilidad • Alta temperatura de energía térmica • Aprovechamiento de calor útil por postcombustión • Tiempo de arranque 	<ul style="list-style-type: none"> • Vida útil reducida • Alta inversión
Turbina de vapor a biomasa	<ul style="list-style-type: none"> • Eficiencia • Vida útil larga 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta inversión • Tiempo de arranque • Rendimiento eléctrico Bajo • Espacio para almacenamiento • Incremento gastos de personal • Generación de residuos no peligrosos

Tabla 2: Características de tecnologías disponibles

Por otra parte, han de analizarse las necesidades y las disponibilidades existentes en la planta de fabricación de papel:

- Cantidad de energía necesaria, principalmente térmica
- Superficie disponible
- Emisiones y su normativa
- Combustible disponible
- Costes (instalación, consumos, mano de obra, mantenimientos...)
- Plazos de puesta en marcha
- Vida útil

6.- Dimensionamiento de la planta de cogeneración

El objetivo de la planta de cogeneración es satisfacer al máximo posible las necesidades de energía térmica y eléctrica de la planta de fabricación de papel. Para ello han de calcularse esas necesidades tanto de consumos como de caudales y de los valores admisibles de diseño de la caldera o motor generadores de calor.

6.1.-Combustible

Como combustible se va a utilizar gas natural, disponible a pie de planta por canalización, y ofrece ciertas ventajas:

- Es un combustible limpio
- Tiene rendimiento de combustión elevado
- Es fácil de manejar
- Las infraestructuras de suministro son estables y fiables
- Ausencia de problemas en equipos de trabajo (turbinas de gas, motores...)

El gas natural es una mezcla de gases, siendo su componente principal el metano en proporción del 75%-95% (ENAGAS), siendo otros componentes

etano, propano, butano, nitrógeno, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, helio y argón.

$$PCI_{\text{gas natural}} = 37.000 \text{ kJ/Nm}^3$$

6.2.-Espacio disponible

La empresa cuenta con espacio suficiente y con permisos para poder ampliar la superficie construida, por lo que se decide ampliar la fábrica con un nuevo pabellón contiguo a la planta de fabricación de papel.

6.3.- Datos iniciales

Los datos iniciales son las necesidades energéticas de la planta de papel, a partir de los cuales se va a proceder a obtener los datos de dimensión de la instalación de cogeneración.

- **Presión de vapor:** Presión del vapor demandado para el proceso en el digestor y en el proceso de secado de la lámina de papel. Dato inicial: 15 bar.

$$P_{\text{vapor}} = 15 \text{ bar}$$

- **Caudal de vapor:** Vapor demandado para el proceso en el digestor y en el proceso de secado de la lámina de papel. Dato inicial: 35 Tn/h.

$$m_{\text{vapor}}^{\text{proceso}} = 35 \frac{\text{toneladas}}{\text{hora}} = 9,72 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

- **Estado del vapor:** El vapor generado en la caldera de recuperación se demanda en forma de vapor saturado (dato inicial).

$$\text{Título del vapor} = x = 1 \text{ (vapor saturado)}$$

- **Combustible a utilizar:** Dado que la empresa dispone a pie de planta de conducción canalizada de gas natural, con suministro constante y de calidad fiable, se utilizará este gas como combustible.

$$PCI_{\text{combustible}} = 37.000 \frac{\text{kJ}}{\text{Nm}^3}$$

- **Energía eléctrica:** La empresa tiene un contrato de suministro de electricidad con la compañía eléctrica comercializadora con un término de potencia de 10.000 kW, sin discriminación horaria ya que necesita disponer de suministro durante toda la jornada.

$$W_{\text{eléctrica}}^{\text{contratada}} = 10.000 \text{ kW}$$

6.4.- Datos de proyecto

Al iniciar el proyecto han de establecerse una serie de datos que permitan avanzar en el cálculo de la instalación de cogeneración.

- **Condensación:** Una vez que los gases son condensados y, al tratarse de fluidos con una carga baja de contaminantes, pueden ser utilizados en el proceso introduciéndolos en el Desgasificador. Se estima que se recupera el 100% de los condensados.
 - Temperatura de condensados (agua de alimentación):

$$T_{\text{condensados}} = 90 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- Presión de condensados: Se establece la condición de funcionamiento a presión atmosférica, por no ser necesario utilizar alta presión en este subproceso. Esta condición permite así mismo abaratar el coste de la instalación.

$$P_{\text{condensados}} = 1 \text{ bar}$$

- **Desgasificador:** La función del Desgasificador es la eliminación del aire disuelto en los condensados, antes de la incorporación de estos a la bomba de alimentación.

- Temperatura en Desgasificador:

$$T_{\text{desgasificador}} = 105 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

- Presión en Desgasificador: El subproceso de eliminación de aire disuelto en condensados se va a realizar a una presión de:

$$P_{\text{desgasificador}} = 3 \text{ bar}$$

- **Bomba de alimentación:** Su función es la de impulsar el agua de alimentación hacia la caldera de recuperación.

- Rendimiento de la bomba de alimentación:

$$\eta_{\text{bomba}} = 65 \%$$

- **Caldera de recuperación:** Tiene como función la de aprovechar el calor contenido en los gases de la combustión del gas natural para generar el vapor saturado de la instalación. Ha de fijarse la temperatura de los gases en la salida, una vez que han intercambiado la energía térmica con el agua (condensados) proveniente de la bomba de alimentación.

- Temperatura de gases a la salida de la caldera de recuperación de recuperación:

$$T'_{\text{gases}} = 120 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Se indica a continuación el esquema de la planta de cogeneración con los datos indicados anteriormente

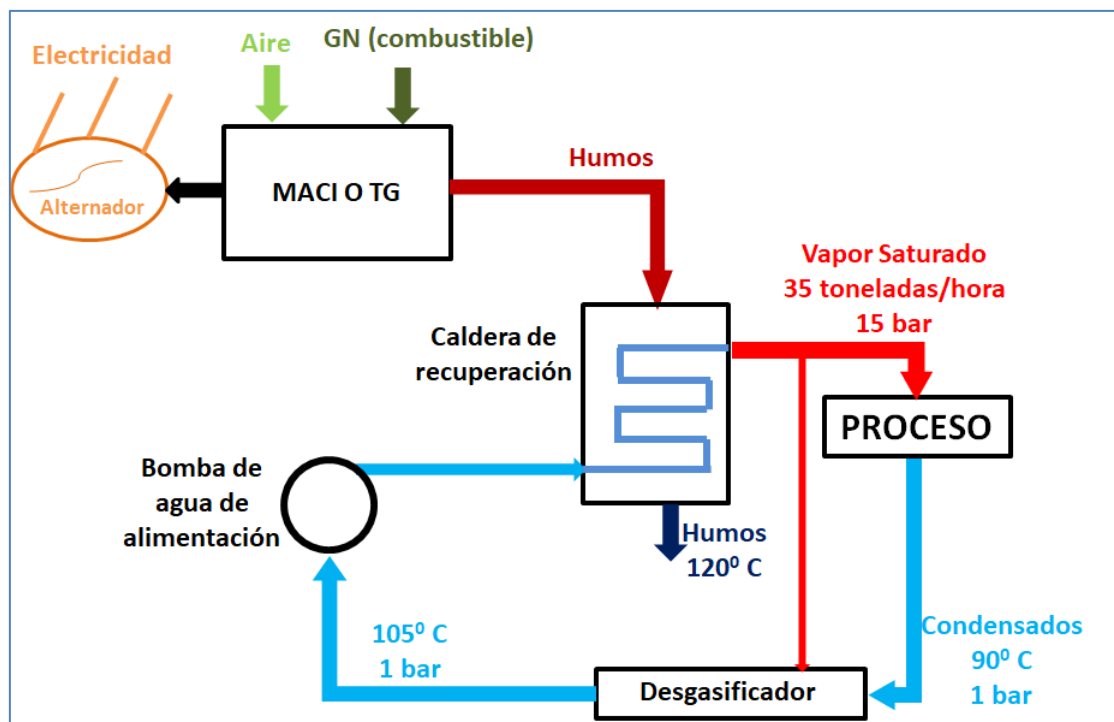


Diagrama 4: Planta de cogeneración

6.5.- Caudal de vapor - Cálculos

Uno de los objetivos de una planta de cogeneración es la de generar calor aprovechable por la línea de producción del objeto social de la compañía. Este calor utilizable es el proveniente del vapor saliente de la caldera de recuperación.

Como puede verse en el Diagrama 3, parte del vapor generado en la caldera de recuperación es conducido al Desgasificador para su uso en la extracción del aire presente en los condensados. Así en el cálculo del vapor generado en la caldera ha de tenerse en cuenta que esta masa de vapor no puede minorar el caudal demandado por el proceso y, por tanto, debe ser calculado ese extra de producción de vapor necesario.

Por ello se han de calcular las entalpías y los caudales másicos y de energía, tanto del agua proveniente de los condensados que tras pasar por la bomba de alimentación se enviará a la caldera, así como del extra de vapor que desde la

caldera de recuperación se desvía al Desgasificador y se une a los condensados.



Diagrama 5: Balance en Desgasificador

- Entalpía de vapor saturado

$$h_{\text{vapor}} = 2792 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \left\{ \begin{array}{l} P_{\text{vapor}} = 15 \text{ bar} \\ x_{\text{vapor}} = 1 \end{array} \right.$$

- Entalpía de condensados

$$h_{\text{condensados}} = 377 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \left\{ \begin{array}{l} P_{\text{condensados}} = 1 \text{ bar} \\ T_{\text{condensados}} = 90 \text{ °C} \end{array} \right.$$

- Entalpía del agua en la salida de Desgasificador

$$h_{\text{desgasificador}} = 440,3 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \left\{ \begin{array}{l} P_{\text{desgasificador}} = 3 \text{ bar} \\ T_{\text{desgasificador}} = 105 \text{ °C} \end{array} \right.$$

- Se plantea la ecuación de masa de vapor total

$$m_{\text{vapor}}^{\text{total}} = m_{\text{vapor}}^{\text{proceso}} + m_{\text{vapor}}^{\text{desgasificador}} \rightarrow m_{\text{vapor}}^{\text{total}} = 9,72 + m_{\text{vapor}}^{\text{desgasificador}}$$

- Se plantea la ecuación de energía total

$$m_{\text{vapor}}^{\text{total}} \cdot h_{\text{desgasificador}} = m_{\text{vapor}}^{\text{proceso}} \cdot h_{\text{condensados}} + m_{\text{vapor}}^{\text{desgasificador}} \cdot h_{\text{vapor}} \rightarrow$$

$$\rightarrow m_{\text{vapor}}^{\text{total}} \cdot 440,3 = 9,72 \cdot 377 + m_{\text{vapor}}^{\text{desgasificador}} \cdot 2792$$

Se dispone de un sistema de dos ecuaciones con dos incógnitas en el que se procede a calcular los caudales desconocidos

- Masa de vapor originado en la caldera de recuperación que entra en el Desgasificador

$$m_{\text{vapor}}^{\text{desgasificador}} = 0,26 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 0,94 \frac{\text{toneladas}}{\text{hora}}$$

- Masa de agua que entra en la bomba de alimentación y es impulsada a la caldera de recuperación, donde se transforma en el caudal de vapor total demandado

$$m_{\text{vapor}}^{\text{total}} = 9,98 \frac{\text{kg}}{\text{s}} = 35,94 \frac{\text{toneladas}}{\text{hora}}$$

6.6.- Cogeneración con MACI

Los MACI suponen la tecnología que en relación a la potencia ocupan menos espacio, así como en relación al tiempo de arranque también son la mejor opción. Esta última característica no es significativa en el caso que se estudia dado que el funcionamiento es en forma continua sin paradas, salvo las necesarias por mantenimiento o incidencia. Así mismo la inversión necesaria es más reducida que otras alternativas.

La disponibilidad de gas natural por canalización a pie de fábrica favorece la opción de la utilizar la tecnología de ciclo Otto mediante motor alternativo con encendido por bujía, frente a la opción de motores de compresión con tecnología diésel, que obligan a acopio de combustible mediante camión cisterna y almacenaje de combustible, además de la mayor contaminación que generan.

En cuanto a la elección de tipo de motor, se determina como mejor alternativa la de motor de cuatro tiempos, ya que tienen un mayor rendimiento que los motores de dos tiempos.

Los motores de dos tiempos carecen de válvulas de admisión y escape, por lo que el periodo de admisión y compresión se realiza en un único movimiento ascendente, perdiendo compresión hasta que el pistón no cierra los orificios (lunbreras) de admisión y escape. Así mismo el rendimiento de la combustión es más bajo que en el motor de cuatro tiempos, perdiendo parte de la mezcla sin quemar que es expulsada junto a los gases de escape.

Para instalar cogeneración con MACI la potencia eléctrica se estima que sea como máximo 15 MWe ya que sino el espacio utilizado es demasiado grande y es mejor estudiar otras alternativas.

Se procede a analizar la opción de disponer de un motor alterno de combustión interna de cuatro tiempos, alimentado con gas natural como fuente de energía primaria en la planta de cogeneración.

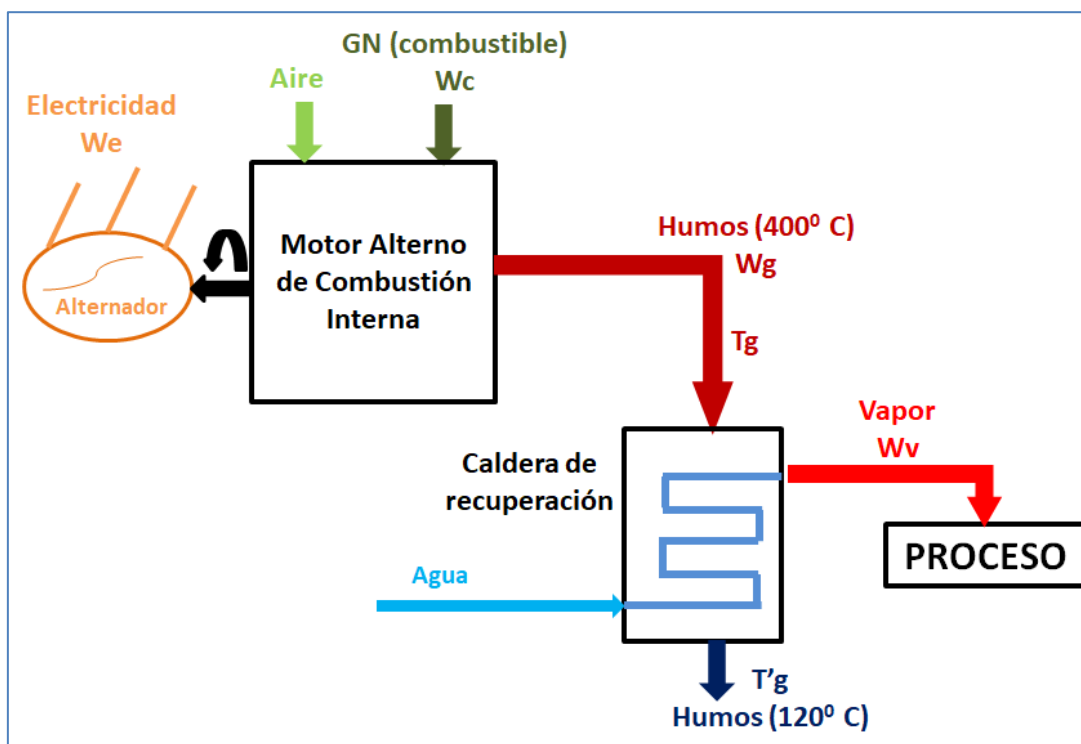


Diagrama 6: Cogeneración con MACI

- Temperatura de los humos generados en el MACI. La temperatura dentro del motor puede alcanzar los 2.000°C , estimándose que la temperatura de los gases de escape es aproximadamente 400°C .

$$T_{\text{gases}} \approx 400^{\circ}\text{C}$$

- Estimación del rendimiento térmico del MACI en relación a los gases de escape. Los fabricantes de motores dan una cifra aproximada del 22% de potencia térmica contenida en los gases de escape en relación a la aportada por el combustible.

$$\eta_{\text{gases}} \approx 22\%$$

- Estimación de la potencia eléctrica generada por un alternador conectado a un MACI en relación a la potencia aportada por el combustible. Los fabricantes de alternadores dan una cifra aproximada del 45%.

$$\eta_{\text{eléctrico}} \approx 45\%$$

- Cálculo de potencia del vapor generado en la caldera de recuperación. Se considera que la entalpía del agua entrante en la caldera es la misma que la saliente de la bomba y la misma que la procedente del Desgasificador, ya que la bomba modifica la presión pero no la T^a del agua.

Por ello y con la presión indicada como necesaria por el proceso se tiene la entalpía del agua:

$$h_{\text{agua}} = 441,2 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \begin{cases} T_{\text{agua}} = 105^{\circ}\text{C} \\ P_{\text{caldera}} = 15 \text{ bar} \end{cases}$$

Por tanto, en la caldera de recuperación debe generarse una potencia en forma de vapor de:

$$W_{\text{vapor}} = m_{\text{vapor}}^{\text{total}} \cdot (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}}) = 9,98 \cdot (2792 - 441,2) \rightarrow$$

$$\rightarrow W_{\text{vapor}} = 23.466 \text{ kW}$$

El balance energético en la caldera de recuperación es neutro ya que la energía entrante debe ser igual a la saliente, de donde:

$$W_{\text{gases}} = 23.466 \text{ kW}$$

Aplicando la referencia indicada por los fabricantes de motores del rendimiento en gases de escape se calcula la potencia necesaria en el combustible a utilizar

$$\eta_{\text{gases}} = \frac{W_{\text{gases}}}{W_{\text{combustible}}} = 0,22 \rightarrow W_{\text{combustible}} = 106.663 \text{ kW}$$

Así mismo y utilizando la referencia del rendimiento de los alternadores eléctricos se obtiene la potencia eléctrica generada por el motor de combustión.

$$\eta_{\text{eléctrica}} = \frac{W_{\text{eléctrica}}}{W_{\text{combustible}}} \approx 0,45 \rightarrow W_{\text{eléctrica}} = 47.998 \text{ kW}$$

Actualmente la potencia máxima de los motores alternativos de combustión interna a gas natural no sobrepasa los 10 MW, por lo que para suministrar los aproximadamente 48 MW sería necesaria la instalación de 5 motores. Además, las instalaciones de cogeneración deben ser inferiores a 15 MW para que su instalación sea una opción adecuada, por lo que en principio no es rentable su implantación ya que existen máquinas alternativas (turbinas de gas) en el mercado con capacidad unitaria suficiente para poder suministrar el vapor demandado por el proceso de fabricación integral de papel.

En el siguiente punto se analiza la viabilidad de realizar el proyecto mediante una única turbina de gas.

6.7 – Cogeneración con turbina de gas

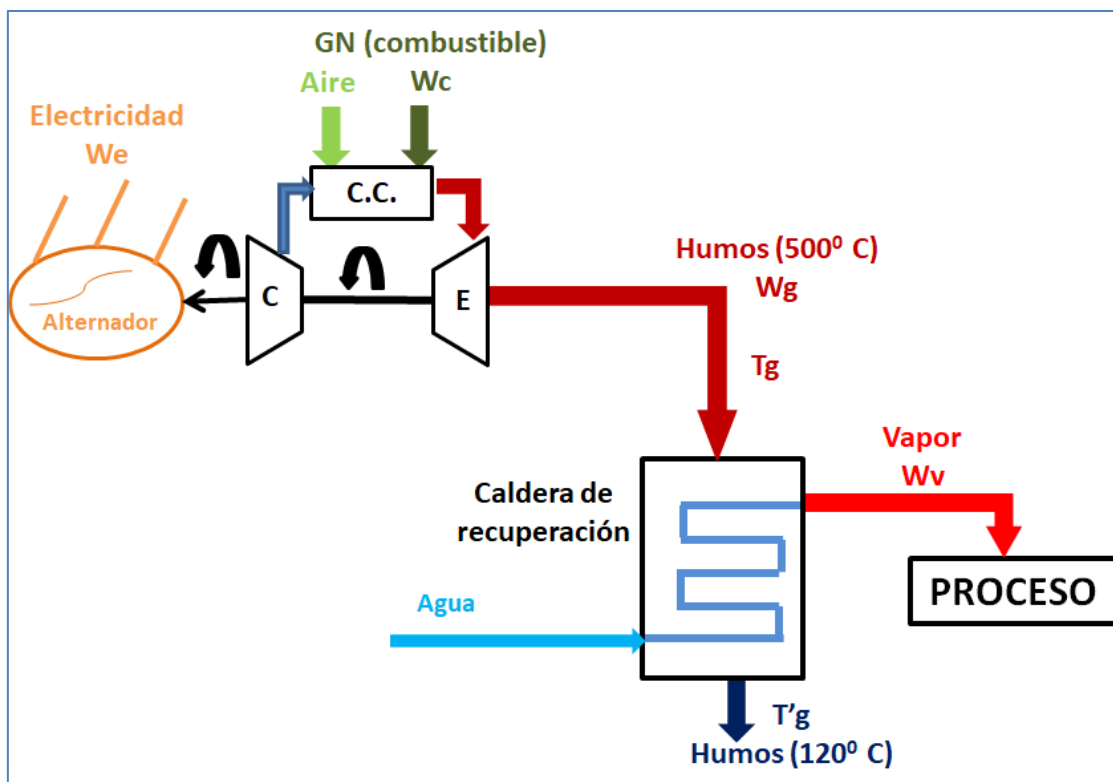


Diagrama 7: Cogeneración con turbina de gas

Al igual que se han realizado los cálculos al analizar la opción de cogeneración con MACI, se sigue el mismo procedimiento (Anexo XIX) para analizar la opción de turbina de gas.

- La temperatura de humos a la salida de la turbina oscila, según los fabricantes entre 510 a 566⁰ C. Para los cálculos se estima una temperatura media de 500°C

$$T_{\text{gases}} \approx 500 \text{ } ^\circ\text{C}$$

- Estimación del rendimiento térmico de la turbina de gas en relación a los gases de escape. Los fabricantes de turbinas dan una cifra aproximada del 55% de potencia térmica contenida en los gases de escape en relación a la aportada por el combustible

$$\eta_{\text{gases}} \approx 55 \%$$

- Estimación de la potencia eléctrica generada por un alternador conectado a una turbina de gas en relación a la potencia aportada por el combustible. Los fabricantes de alternadores dan una cifra aproximada del 30%

$$\eta_{\text{eléctrico}} \approx 30 \%$$

Al realizar los cálculos con MACI (en el punto 6.6) para las necesidades de vapor que el proceso de fabricación integral de papel requiere, ya se ha obtenido la potencia que es necesario generar en gases, dato que es igualmente válido para los gases a generar por la turbina.

$$\mathbf{W_{\text{gases}} = W_{\text{vapor}} = 23.466 \text{ kW}}$$

A partir de estos datos se puede obtener el caudal de gases que sale de la turbina:

$$W_{\text{gases}} = m_{\text{gases}} \cdot \rho_{\text{gases}} \cdot (T_{\text{gases}} - T'_{\text{gases}}) = m_{\text{gases}} \cdot 1,1 \cdot (500 - 120) = 23.466 \rightarrow m_{\text{gases}} = 56,14 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

Aplicando el rendimiento estimado de transformación de potencia en gases puede obtenerse la que debe aportar por el gas natural

$$\eta_{\text{gases}} = \frac{W_{\text{gases}}}{W_{\text{combustible}}} \approx 0,55 \rightarrow W_{\text{gas natural}} = 42.665 \text{ kW}$$

Una vez calculada la potencia que debe aportar el combustible y conociendo el PCI del gas natural (37.000 kJ/Nm³), puede obtenerse la masa de gas que se necesita para generar dicha energía:

$$W_{\text{combustible}} = m_{\text{combustible}} \cdot \text{PCI}_{\text{combustible}} = m_{\text{combustible}} \cdot 37.000 = 42.655 \\ \rightarrow m_{\text{combustible}} = 1,15 \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}}$$

Anteriormente se ha indicado que el rendimiento eléctrico que ofrecen los alternadores movidos por turbina de gas es aproximadamente del 30%, de donde se deduce la potencia eléctrica a generar por la turbina

$$\eta_{\text{eléctrica}} = \frac{W_{\text{eléctrica}}}{W_{\text{combustible}}} \approx 0,30 \rightarrow W_{\text{eléctrica}} = 12.800 \text{ kW}$$

6.8.- Elección en el mercado de turbinas de gas natural

El rango de potencias de las turbinas de gas de diferentes fabricantes va desde 0,5 MW hasta aprox. 570 MW por lo que es factible proceder al proyecto mediante la instalación de una única turbina de gas.

Se procede a seleccionar entre distintos fabricantes (Demag GmbH, General Electric Company, Siemens AG) la turbina Siemens SGT-400 (Anexo X) que aporta una potencia de 12,9 MW, por ser la que más se ajusta a la demanda resultante del proyecto.

A continuación, se indican las características de la turbina seleccionada según las indicaciones del catálogo de la empresa Siemens AG

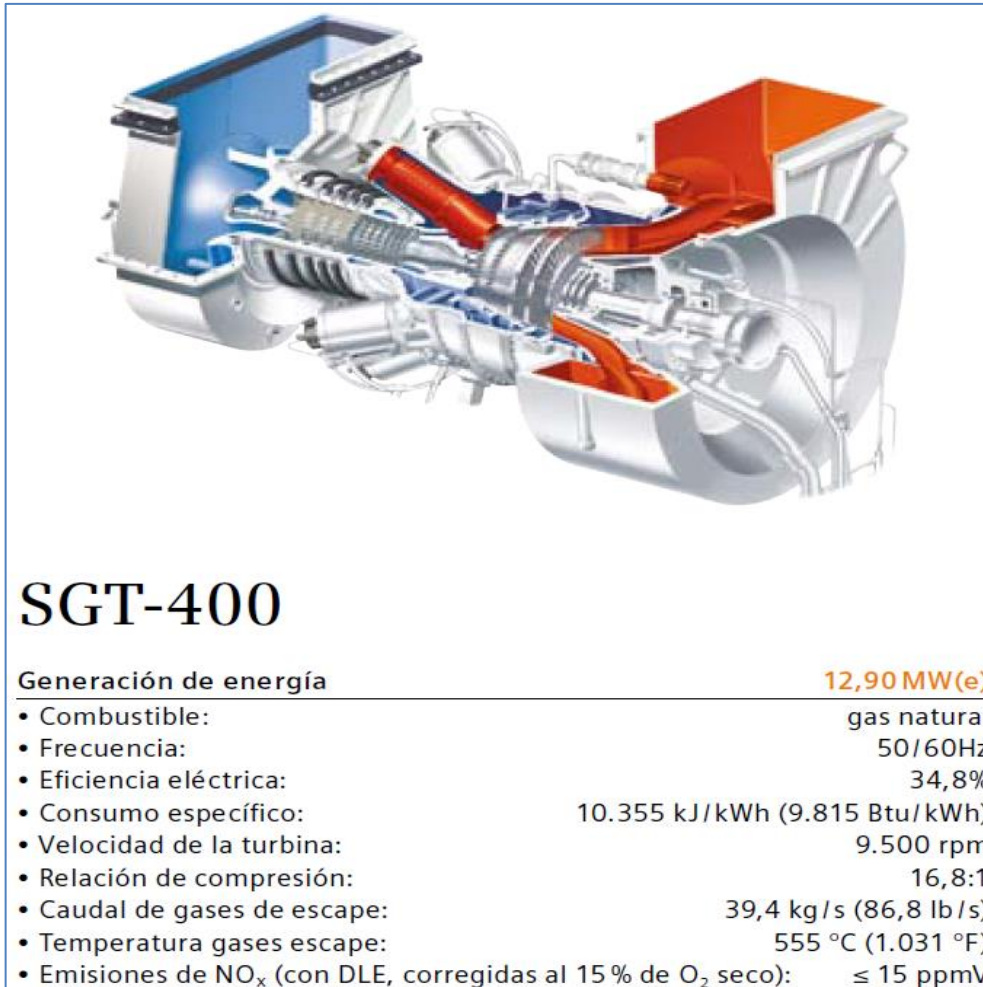


Ilustración 12: Turbina de gas Siemens

Una vez decidida la turbina a utilizar y conociendo sus características principales, se debe proceder a recalcular los parámetros de funcionamiento del proyecto de cogeneración.

- Potencia real aportada por la turbina seleccionada (valor previo calculado 12.800 kW)

$$W_{\text{eléctrica}}^{\text{real}} = 12.900 \text{ kW}$$

- Caudal de masa real de gas generado por la turbina seleccionada (valor previo calculado 56,14 kg/seg)

$$m_{\text{gases}}^{\text{real}} = 39,4 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

- Temperatura real del gas generado por la turbina seleccionada (valor previo estimado 500°C).

$$T_{\text{gases}} = 555^{\circ}\text{C}$$

- Rendimiento eléctrico real aportado por la turbina seleccionada (valor previo estimado 30%).

$$\eta_{\text{eléctrico}}^{\text{real}} = 34,8 \%$$

Con estos datos se procede a calcular la potencia real que los gases aportan a la caldera de recuperación y, por tanto, la potencia real del vapor de salida:

$$W_{\text{gases}}^{\text{real}} = m_{\text{gases}}^{\text{real}} \cdot \rho_{\text{gases}} \cdot (T_{\text{gases}}^{\text{real}} - T'_{\text{gases}}) = 39,4 \cdot 1,1 \cdot (555 - 120) \rightarrow$$

$$\rightarrow W_{\text{gases}}^{\text{real}} = \mathbf{18.853 \text{ kW}}$$

En los cálculos teóricos se había obtenido una necesidad de potencia de los gases de:

$$W_{\text{gases}} = \mathbf{23.466 \text{ kW}}$$

Por ello, la diferencia ha de ser producida mediante la caldera convencional de gas natural existente. Este apartado se analiza posteriormente.

A partir del dato real de rendimiento eléctrico de la turbina de gas seleccionada puede calcularse la potencia que aporta el combustible:

$$\eta_{\text{eléctrico}}^{\text{real}} = \frac{W_{\text{eléctrica}}^{\text{real}}}{W_{\text{combustible}}^{\text{real}}} = \frac{12.900}{W_{\text{combustible}}^{\text{real}}} \rightarrow W_{\text{combustible}}^{\text{real}} = \mathbf{37.069 \text{ kW}}$$

De donde a su vez puede recalcularse el caudal másico de gas natural que se aporta a la turbina:

$$W_{\text{combustible}}^{\text{real}} = m_{\text{combustible}}^{\text{real}} \cdot \text{PCI}_{\text{combustible}} = m \cdot 37.069 \rightarrow$$

$$\rightarrow m_{\text{combustible}}^{\text{real}} = \frac{37.000}{37.069} \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}} \approx \mathbf{1 \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}}}$$

6.9.- Elementos auxiliares

La turbina de gas es el elemento principal del sistema de cogeneración al que deben añadirse los sistemas y elementos auxiliares para su correcto funcionamiento.

Estos sistemas deben cubrir las necesidades de:

- Alimentación de combustible
- Caldera de recuperación
- Canalizaciones para gestión de agua del circuito
- Electrobomba de alimentación de agua
- Sistema eléctrico
- Alternador
- Desgasificador
- Sistema de salida de humos
- Válvulas de alimentación de combustible y de agua
- Sistema de gestión y control

6.9.1. – Bomba de agua de alimentación de la turbina

Conociendo la presión de trabajo del Desgasificador que es de 3 bar y la presión de trabajo de la caldera de recuperación que es de 15 bar puede obtenerse la potencia que debe aportar el motor eléctrico a la la bomba de alimentación:

$$\begin{aligned}
 W_{\text{bomba}}^{\text{teórica}} &= m_{\text{vapor}}^{\text{total}} \cdot v_{\text{agua}} \cdot (P_{\text{vapor}} - P_{\text{desgasificador}}) = \\
 &= 9,98 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot 0,001 \frac{\text{m}^3}{\text{kg}} \cdot (15 - 3) \text{ bar} \cdot 10^5 \frac{\text{N/m}^2}{\text{bar}} \cdot \frac{1 \text{ kJ}}{1000 \text{ J}} = 11,98 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

Los fabricantes de electrobombas indican que estas tienen un rendimiento respecto a la potencia aportada por el motor de un 65% aproximadamente, de donde puede calcularse dicha potencia:

$$\eta_{\text{bomba}} = \frac{W_{\text{bomba}}^{\text{real}}}{W_{\text{bomba}}^{\text{teórico}}} = \frac{W_{\text{bomba}}^{\text{real}}}{11,98} = 0,65 \rightarrow W_{\text{bomba}}^{\text{real}} = 18,43 \text{ kW}$$

Se elige la bomba OSIP CLMT 80-160B 25,00CV 380V (Ref:865840) (Anexo XI) de la empresa Osip Pumps.



Ilustración 13: Electrobomba

Para minimizar los efectos de una posible avería o incidencia en la bomba de alimentación, lo que conllevaría paralizar la producción de energía mediante cogeneración, se realizará el montaje de 2 electrobombas idénticas en paralelo con válvula de bypass y disyuntor que, en caso de fallo de una de ellas, ponga en funcionamiento la de reserva. (Ver Área de mejora. 11.2)

6.9.2.- Caldera de recuperación de vapor

Con los datos de la caldera de recuperación indicados en el punto (6.4), se consultan los catálogos de distintos fabricantes, decidiendo optar por la caldera de recuperación BV ATTSU TERMICA S.L. (Anexo XII) que ofrece un caudal másico de vapor de 35 Tn/h.



Ilustración 14: Caldera de recuperación

6.9.3.- Alternador eléctrico

Con los datos de producción de energía eléctrica, calculados en el punto (6.8), que debe producir el alternador acoplado a la turbina de gas, se opta por el modelo alternador de tensión media (1 – 60 MVA) del fabricante ABB Motors Drives and Power Electronics. (Anexo XIII)



Ilustración 15: Alternador

6.9.4.- Desgasificador

La función del desgasificador es eliminar el oxígeno del agua que recibe del proceso y que se envía a la bomba de alimentación. Está compuesto de dos partes, una donde se realiza la desgasificación y otra que hace de depósito para el agua desgasificada. Debe disponer de un purgador para los no condensados. Se selecciona el Desgasificador de la empresa Cerney S.A. (Anexo XIV)



Ilustración 16: Desgasificador

6.10.- Rendimiento Eléctrico Equivalente

El Rendimiento Eléctrico Equivalente da una medida del rendimiento de la planta de cogeneración, y permite evaluar si el proyecto es positivo desde el punto de vista del uso de la turbina de gas como elemento generador de energía.

Desde el punto de vista normativo:

“Para la determinación del rendimiento eléctrico equivalente en el momento de extender el acta de puesta en servicio, se contabilizarán los parámetros Q, V y E durante un período ininterrumpido de dos horas de funcionamiento a carga nominal. A los efectos de justificar el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente en la declaración anual, se utilizarán los parámetros Q, V y E acumulados durante dicho período”

“Para la verificación del rendimiento eléctrico equivalente, tanto para las instalaciones existentes como nuevas, se instalarán equipos de medida

locales y totalizadores. Cada uno de los parámetros Q, V y E deberá tener como mínimo un equipo de medida”

El REE se calcula mediante:

$$R_{EE} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

Siendo E la energía eléctrica generada en un año, se calcula como resultado de la potencia eléctrica por el tiempo que la instalación ha estado disponible. Se considera que la planta de cogeneración tiene la misma disponibilidad de funcionamiento que la planta de fabricación de papel, esto es 8.000 horas/año.

$$E = W_{\text{eléctrica}}^{\text{real}} \cdot t$$

El consumo anual de combustible Q se calcula como resultado de la potencia aportada por el gas natural a la turbina por el tiempo que la instalación ha estado disponible.

$$Q = W_{\text{combustible}}^{\text{real}} \cdot t$$

La energía térmica V aportada realmente por los gases de la turbina durante un año se calcula como resultado de la potencia de esos gases por el tiempo que la instalación ha estado disponible.

$$V = W_{\text{gases}}^{\text{real}} \cdot t$$

Sustituyendo en la ecuación del R_{EE}

$$R_{EE} = \frac{12.900 \cdot 8.000}{37.069 \cdot 8.000 - \frac{18.853 \cdot 8.000}{0,9}} = 0,8002 \rightarrow R_{EE} = \mathbf{80 \%}$$

El rendimiento obtenido por la planta de cogeneración es muy positivo y supera ampliamente el exigido como mínimo (59%) por el R.D.413/2014, por el que se

regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

6.11.- Control y tratamiento de humos

Para producir la reacción del combustible y generar energía se ha de disponer de un sistema de alimentación de aire al hogar, que proporcione la cantidad necesaria según el tipo de caldera o motor y según su potencia

Así mismo los gases resultantes de la combustión, una vez realizada su función de generar calor y/o electricidad, deben ser conducidos hasta la chimenea si la salida es de tiro natural, o hasta el sistema de inyección de aire si la salida es por tipo inducido, o hasta el ventilador si es de tipo forzado, y finalmente en ambos casos a la chimenea.

La dispersión de los contaminantes gaseosos emitidos por la planta de cogeneración se produce a nivel de la troposfera, capa de la atmósfera con un espesor de 17 km en el ecuador y solamente 6 km en los polos. Es la más cercana a la tierra.

Es en la troposfera donde se producen los fenómenos atmosféricos (lluvia, viento, etc.), y es la que contiene el mayor porcentaje de oxígeno y de vapor de agua.

Los humos exhalados por la chimenea a la troposfera no se mantienen siempre en su estado hasta su disolución o dispersión, sino que en ocasiones reaccionan con elementos contenidos en el aire o por radiaciones solares, dando lugar a contaminantes de tipo secundario.

Las etapas de vida de los humos a la salida de la chimenea son:

- Emisión: Salida de los humos fuera de la chimenea
- Dispersión: Mezcla de los componentes de los humos con el aire y su alejamiento del foco a causa del viento y/o lluvia

- **Reacción química posterior:** Si los componentes de los humos reaccionan entre ellos o a causa de agentes externos a la salida de la chimenea se pueden producir nuevos compuestos químicos, como por ejemplo el Ozono troposférico (O_3) resultante de la reacción de los COV con el NO_x con la ayuda de la radiación ultravioleta de los rayos solares. Este gas es altamente dañino para la salud de seres vivos, tanto para animales como para la vegetación.
- **Tiempo de vida de los humos y sus componentes:** es variable y dependiente de su composición, de las condiciones atmosféricas existentes en el momento de su emisión, y de los posibles elementos secundarios aparecidos por reacciones una vez fuera de la chimenea.

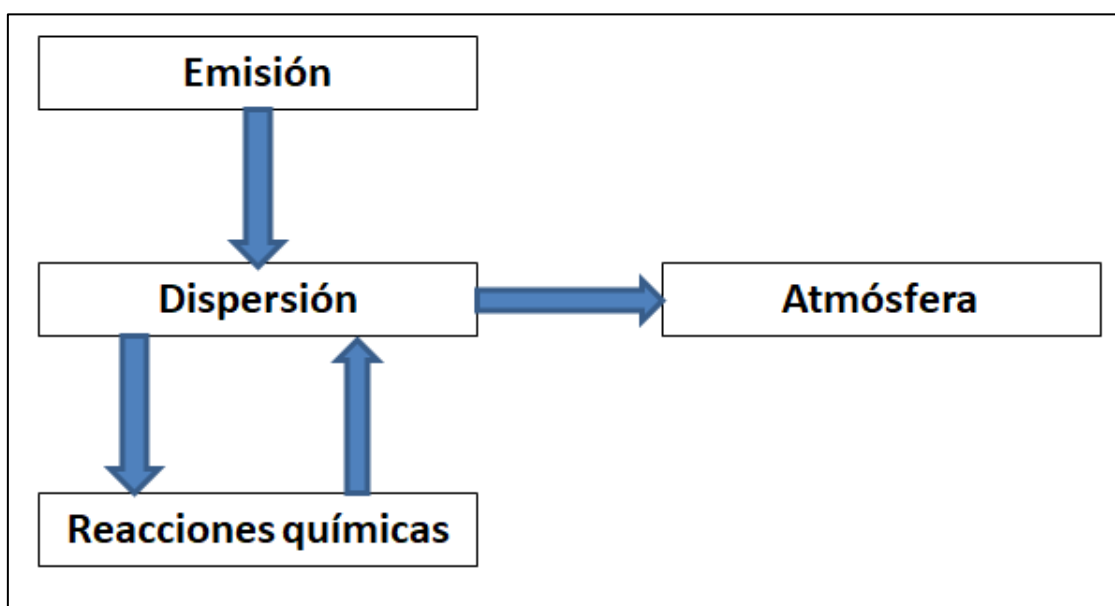


Diagrama 8: Humos en la atmósfera

Independientemente de la tala de árboles, cuestión no valorada al respecto de la posible deforestación, y de los residuos generados en la propia fabricación de papel, el impacto de la planta de cogeneración depende del tipo de combustible empleado.

Así el gas natural es más limpio como combustible que los de origen fósil. La composición de los humos emitidos teniendo como combustible gas natural es principalmente:

- CO_2 (principalmente). En este caso no se considera su efecto global nulo al no ser energía renovable, debiéndose controlar y comunicar el volumen de emisiones y estando sometidas al Régimen de Comercio de Derechos de Emisión.
- NO_x . Expresión que abarca tanto a NO , como a NO_2 . Estos compuestos pueden producir, en periodos de larga exposición, alteraciones en el sistema respiratorio y colaboran en la aparición de lluvia ácida y smog fotoquímico. A este respecto, las turbinas de gas natural reducen hasta en un 85% las emisiones de NO_x en relación a las centrales térmicas convencionales.

La instalación de la fábrica de papel con producción de energía eléctrica en base a turbina de gas se encuentra clasificada dentro del apartado (1.1.a) del Anejo 1 del R.D. 815/2013, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de prevención y control integrados de la contaminación (IPPC).

	NOx	CO
<i>Instalaciones de combustión alimentadas con gas natural, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.</i>	100	100
<i>Instalaciones de combustión alimentadas con gas de altos hornos, gas de hornos de coque o gases de bajo poder calorífico procedentes de la gasificación de residuos de refinería con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.</i>	200 ⁽⁴⁾	–
<i>Instalaciones de combustión alimentadas con otros gases con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas.</i>	200 ⁽⁴⁾	–
<i>Turbinas de gas (incluidas las TGCC), que utilizan gas natural⁽¹⁾ como combustible.</i>	50⁽²⁾⁽³⁾	100
<i>Turbinas de gas (incluidas las TGCC), que utilizan otros gases como combustible.</i>	120	–
<i>Motores de gas.</i>	100	100

Tabla 3: Valores límite de emisión NOx y CO para instalaciones de combustión de gas

Notas:

(1) El gas natural es metano de origen natural que no tenga más del 20% (en volumen) de inertes y otros constituyentes.

(2) 75 mg/Nm³ en los siguientes casos, cuando el rendimiento de la turbina de gas se determina en condiciones ISO para carga base: 1º Turbinas de gas utilizadas **en sistemas combinados de calor y electricidad con un rendimiento global superior al 75%**.

Las emisiones, en condiciones normales de combustión del gas natural en la instalación con turbina de gas son las más bajas entre los procesos térmicos

para generación de energía (Fuente: CIEMAT/Comisión Nacional de la Energía)

El gas natural suministrado a la fábrica de papel no genera prácticamente emisiones de partículas sólidas. En cuanto a su contenido en azufre es prácticamente nulo, por lo que la generación de SO₂ en la combustión es mínima.

Las emisiones en condiciones normales de funcionamiento son:

- Partículas PM 10 / PM 2,5..... 0,00001 kg/kWh
- SO₂..... 0,00001 kg/kWh
- NO_x..... 0,0002 kg/kWh
- CO..... 100 mg/Nm³
- CO₂..... 0,0027 kg/kWh

Límites de emisiones:

- NO_x.....75 mg/Nm³
- CO.....625 mg/Nm³

Estos parámetros cumplen con los límites de emisión determinados por la normativa.

6.12. – Caldera convencional

La caldera convencional que ha de seguirse utilizando tiene un rendimiento de un 90% de la potencia obtenida en el vapor respecto a la potencia contenida en el gas natural suministrado:

$$\eta_{\text{caldera}}^{\text{gas natural}} = 90 \%$$

La diferencia entre el vapor necesario para el proceso de fabricación de papel y el producido por la turbina de gas es la cantidad que debe ser aportada por la caldera convencional

$$W_{\text{gases}}^{\text{caldera}} = W_{\text{gases}} - W_{\text{gases}}^{\text{real}} = 23.466 - 18.853 = 4.613 \text{ kW}$$

Utilizando el dato del rendimiento de la caldera convencional puede obtenerse la potencia necesaria que debe aportar el gas natural

$$\eta_{\text{caldera}} = \frac{W_{\text{gases}}^{\text{caldera}}}{W_{\text{combustible}}^{\text{caldera}}} = \frac{4.613}{W_{\text{combustible}}^{\text{caldera}}} = 0,9 \rightarrow W_{\text{combustible}}^{\text{caldera}} = 5.126 \text{ kW}$$

Al igual que se ha realizado en los apartados anteriores para MACI y Turbina de gas, se procede a calcular el caudal másico de gas natural a consumir por la caldera convencional para satisfacer la energía térmica necesaria no alcanzada con la cogeneración.

$$W_{\text{combustible}}^{\text{caldera}} = m_{\text{combustible}}^{\text{caldera}} \cdot \text{PCI}_{\text{combustible}} = m_{\text{combustible}}^{\text{caldera}} \cdot 37.000 = 5.302 \rightarrow$$

$$\rightarrow m_{\text{combustible}}^{\text{caldera}} = 0,129 \frac{\text{Nm}^3}{\text{s}}$$

7.- Descripción de la energía renovable: Biomasa

El Parlamento Europeo y el Consejo, mediante la Directiva 2009/28/CE, definieron la biomasa como *“la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos de origen biológico, procedentes de actividades agrarias (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura (actividades relacionadas con el cultivo, el cuidado y la explotación de los bosques y los montes) y de las industrias conexas, incluidas la pesca y la acuicultura, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales”*.

Los países miembros de la UE conscientes de la amenaza del cambio climático, la cada vez mayor demanda de energía, los recursos finitos del

petróleo y el alza de los precios de los derivados del mismo aprobaron en el año 2008 el Plan Estratégico de Energías Renovables. Este plan planteaba un objetivo para el 2020 consistente en incrementar la eficiencia energética en un 20%, disminuir los GEI en un 20% e incrementar la participación de las energías renovables hasta el 20% del total de energía consumida (plan 20-20-20). En este plan se insta a los estados miembros a que los biocombustibles alcancen el 10% del total de combustibles utilizados.

La biomasa, procedente tanto de residuos forestales como de cultivos específicos, es una fuente renovable para la fabricación de biogás y bioetanol como alternativas a combustibles fósiles. La dedicación de terrenos a la producción de biocombustibles ofrece además una opción de futuro para el desarrollo y mecanización de una economía agrícola actualmente en estado de semi-abandono.

Como ya se indicó en el punto (4.6) la biomasa tiene la característica de que su poder calorífico es apreciable, aunque menor a los combustibles fósiles, y las emisiones de CO₂ son neutras, por lo que desde el punto de vista de la industria papelera, generadora de residuos de biomasa, y el medio ambiente puede ser una opción óptima para la generación de energía.

Como puede comprobarse en el gráfico (1), la aportación de la energía producida por biomasa es mínima en comparación con otras fuentes renovables, a pesar del potencial en materia prima y tecnología del que se dispone.

El uso de la biomasa como fuente de energía renovable, además de ser neutra respecto a la emisión de CO₂ como gas de efecto invernadero, tiene ventajas respecto a combustibles fósiles:

- Mínimas emisiones de CO y NO_x.
- Posible uso de áreas rurales no cultivadas.
- Valorización de residuos agrícolas y forestales.
- Creación de empleo en zonas rurales deprimidas.

Sin embargo, la dedicación de cultivos de gramíneas y de oleaginosas para la fabricación de biocombustibles presenta también riesgos y desventajas importantes:

- Para aquellas poblaciones que tienen en estos productos su fuente de alimentación principal ya que, como sucedió a mediados de la década pasada, la inflación de los precios de estos productos-alimentos al ser demandados y comprados por las empresas de fabricación de combustibles pueden convertirlos en escasos y caros para la alimentación.
- La desforestación de bosques tropicales para tener más superficie cultivable está acabando con zonas y reservas a proteger especialmente. En este sentido es de destacar la especial sensibilidad de las empresas papeleras que tienen como norma plantar tres árboles por cada dos unidades que talan.
- Costes de transporte y almacenamiento debido a su gran volumen y a ser necesario mantener un bajo porcentaje de humedad.
- Baja capacidad energética relativa, y variable en función del grado de humedad.
- El uso de la biomasa como fuente para producir biocombustibles requiere de procesos complejos

Por otra parte, la producción de electricidad a partir de residuos o biomasa está regulada por la Orden IET/1045/2014 (actualizada noviembre de 2018, Anexo XV) del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. Estos parámetros establecen que debe cumplirse un determinado rendimiento de la instalación, para tener acceso a las primas de producción de electricidad por esto métodos:

- *“para el cálculo de la retribución específica se considerará para una instalación tipo, los ingresos por la venta de la energía generada valorada al precio del mercado, los costes de explotación estándar necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de la instalación tipo, todo ello para una empresa eficiente y bien gestionada”*
- *“así mismo.../...que los regímenes retributivos que se articulen para las instalaciones de producción de energía eléctrica existentes a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos deben permitir a este tipo de instalaciones cubrir los costes necesarios para competir en el mercado en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y obtener una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto”*
- *Una vez que las instalaciones superen su vida útil regulatoria dejarán de percibir la retribución a la inversión y la retribución a la operación. Las instalaciones que, aun estando dentro de su vida útil regulatoria, hubieran alcanzado el nivel de rentabilidad razonable, tendrán una retribución a la inversión igual a cero y mantendrán, en su caso, la retribución a la operación durante dicha vida útil regulatoria.*

8.- Dimensionamiento planta de biomasa

8.1.- Combustión de la biomasa

En una caldera de biomasa, al quemar esta con el oxígeno se genera energía térmica y también se originan gases, principalmente CO₂ y vapor de agua.

También se producen:

- N₂
- Óxidos de nitrógeno (NO_x)
- O₂
- SO₂
- CO

- Partículas sólidas inquemadas (cenizas)

Es necesario disponer de aire-oxígeno suficiente ($\approx 40\%$ de exceso de aire) y es necesario así mismo un inicio de la combustión, normalmente mediante un quemador de llama bien de gas natural o de otro tipo de combustible.

Inconvenientes de la biomasa:

- Bajo rendimiento energético y mayor coste de producción en comparación con combustibles fósiles
- Es necesaria una transformación previa para su utilización

8.2.- Calderas de biomasa

Desde el aspecto constructivo una central térmica de biomasa es técnicamente similar a las centrales térmicas de carbón teniendo el mismo tipo de parrilla o de lecho fluido, a diferencia de las centrales térmicas de fuel o gas natural que cuentan con quemador.

Especificaciones de caldera de biomasa:

- Tipo de combustible
- Condiciones físicas (humedad, tipo, granulometría...)
- Condiciones químicas (PCI, composición, ...)
- Caudal de vapor
- Condiciones termodinámicas del vapor (P y T^a)
- Temperatura de agua de alimentación
- Equipos auxiliares
- Chimenea
- Desgasificador
- Bombas de agua de alimentación
- Purgadores
- Economizadores-Pre calentadores
- Sistemas de control

8.2.1.- Caldera de parrilla

El combustible de biomasa puede tener un cierto grado de humedad, bien por su propia estructura o por la posibilidad de que haya estado almacenada a la intemperie. Si esta humedad es menor del 60% y la central está por debajo de 20 MW de producción la caldera será habitualmente de parrilla.

Si el combustible (astillas) tiene un alto grado de humedad, ha de triturarse hasta el menor tamaño posible que sea aceptado por las características dadas por el fabricante de la caldera. Este proceso de trituración consume energía e inversión en maquinaria. La biomasa, tras un posterior cribado para eliminar los trozos de excesivo tamaño, se almacena en silos hasta el momento de su consumo.

Las tuberías instaladas en el interior de la caldera deben estar ubicadas a una altura suficiente para ser calentadas por los gases de combustión, y no por el magma de la biomasa.

La parrilla es un enrejado fabricado en forja o fundición de hierro, que permite mantener la biomasa en contacto con el aire de combustión que penetra en el hogar a través de las aberturas de la parrilla.

Para la recogida de las escorias y cenizas la parrilla tiene una cierta inclinación, lo que favorece el movimiento descendente de aquellas y su extracción por la parte inferior.

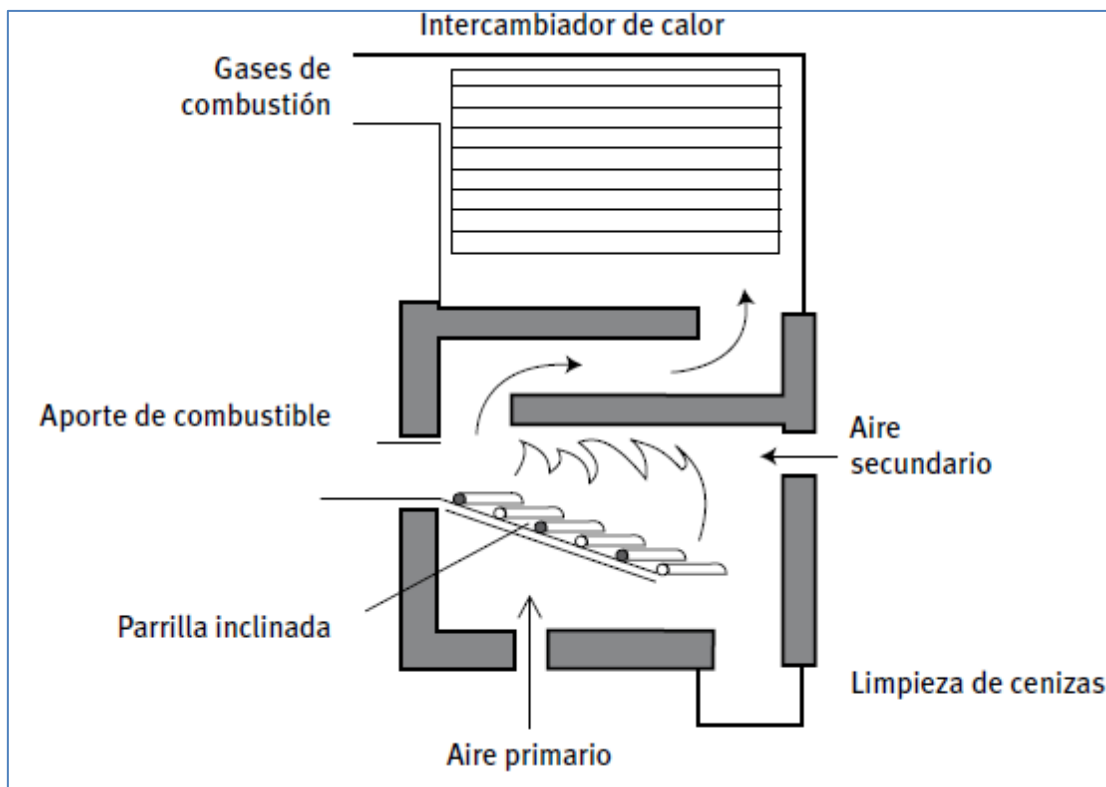


Ilustración 17: Caldera de parrilla

Características de las calderas de parrilla:

- Gran tamaño y peso
- Construcción compleja
- Precio elevado
- Alto coste de mantenimiento
- Rendimiento 85%-87%
- No permite la combustión de lodos

8.2.2.- Caldera de lecho fluido

El licor negro, resultante del proceso de fabricación de papel y con contenido de biomasa, tiene textura de lodo por lo que la caldera será habitualmente de lecho fluido incorporando el combustible a través de inyectores que lo pulverizan.

En las calderas de lecho fluido el licor negro en forma de pequeñas gotas se encuentra en suspensión gracias al flujo de aire de combustión que es inyectado a presión por la parte inferior de la caldera. Este tipo de calderas funcionan con lecho de sílice y alúmina que unido a una buena combustión y a la adición de CaO, evitan la emisión de contaminantes peligrosos como el NO_x y SO_x que precipitan. Cada cierto tiempo ha de sustituirse el lecho fluido resultante que ha absorbido las cenizas generadas en la combustión.

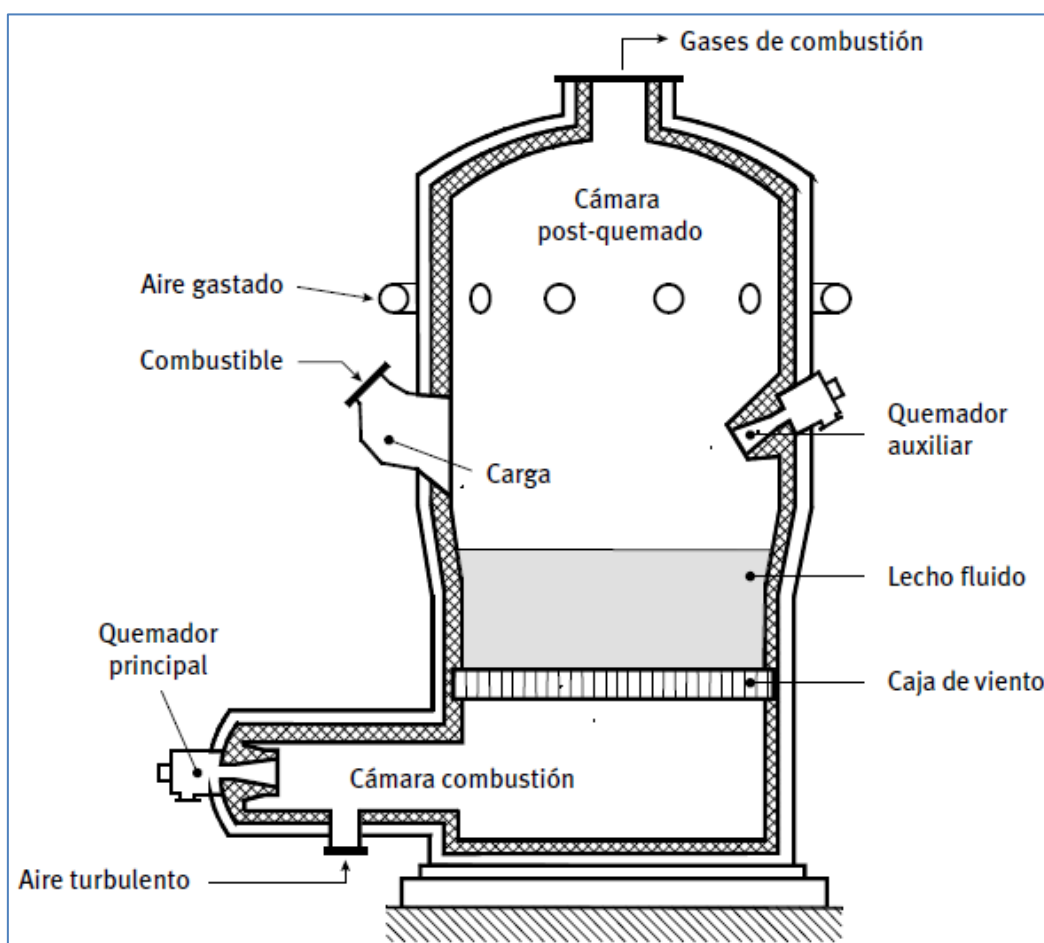


Ilustración 18: Caldera de lecho fluido

Este tipo de caldera puede usar como combustible tanto residuos de madera como el licor negro, pero los residuos de madera deben estar disponibles en tamaños muy reducidos ($\leq 200\mu\text{m}$) para poder ser pulverizados.

Características de las calderas de lecho fluido:

- Tamaño y peso grandes (similares a los de parrilla)
- Construcción muy compleja
- Precio muy elevado
- Mantenimiento caro (por cambio de lecho)
- Rendimiento alto ($\geq 87\%$)
- Genera lodos y sólidos

La planta de biomasa se analiza partiendo de que la combustión se realizará en una caldera de vapor de lecho fluido para generar vapor, a partir de la combustión tanto de la biomasa residual de la tala de árboles como del licor negro resultante del proceso de fabricación de papel. En ambos combustibles es muy conveniente reducir el nivel de humedad dado que mejora su poder calorífico

Se decide utilizar caldera de lecho fluido burbujeante por la capacidad que aporta de poder utilizar combustibles de distintas características, al disponer de un lecho de arena que acumula el calor y evita así que las variaciones de combustible o de su PCI afecten a la generación de vapor.

8.3.- Combustibles

- **Licor negro**

Para la correcta distribución y combustión del licor negro este debe tener una humedad menor del 40%.

Para el almacenaje del combustible es necesario disponer de depósito que garantice el caudal de suministro, que en el caso del licor negro será un depósito aislado y con cubeta inferior de seguridad para evitar posibles filtraciones en caso de fugas. La alimentación se realizará por gravedad.

- **Biomasa**

Por su parte la biomasa, procedente de los residuos de poda de los troncos, debe estar reducida a tamaños de 0.25 a 0.75 mm lo que exige un proceso previo de triturado, y otro posterior de cribado para eliminar aquellos tamaños superiores que no pueden utilizarse en el proceso, así como posibles elementos extraños como piedras u objetos metálicos.

8.4- Instalación

La instalación propiamente dicha, además de la caldera de lecho fluido y de los sistemas adecuados para el tratamiento, almacenaje y alimentación de combustible, dispondrá de:

- Turbina de vapor
- Alternador
- Condensador
- Desgasificador
- Bomba de agua de alimentación
- Sistema de gestión de aguas residuales de proceso
- Sistema de recogida de cenizas y renovación de lecho fluido

Los elementos anexos a la caldera y a la turbina de vapor son similares a los analizados al estudiar los sistemas con MACI o con turbina de gas, a excepción principalmente del sistema de gestión de aguas residuales. A continuación, se presenta el esquema de la planta de biomasa.

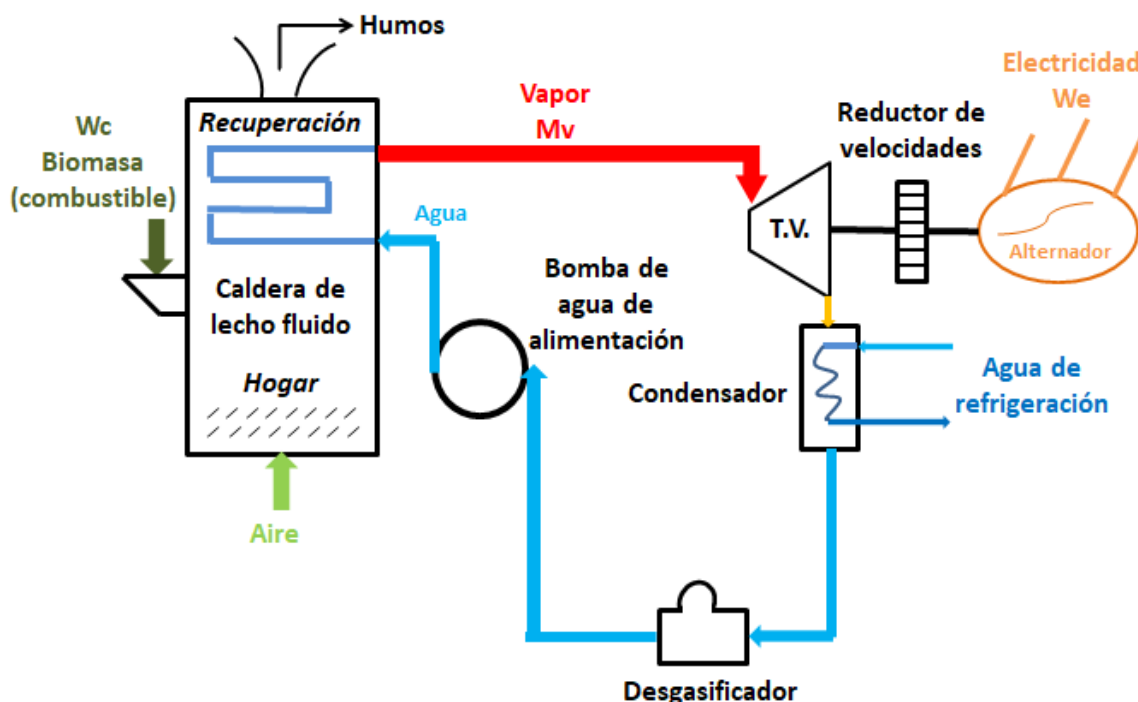


Diagrama 9: Generación eléctrica mediante Biomasa

El uso de biomasa como combustible al contener humedad, principalmente el licor negro, obliga a que las aguas extraídas del circuito deban ser gestionadas en una planta depuradora mediante:

- Filtrado. Se recuperan restos de cierto tamaño que pudieran entorpecer o averiar partes posteriores del proceso
- Reactor biológico. Se procede a la gestión del agua con microorganismos que degradan la materia orgánica oxidándola
- Decantador. Por gravedad se produce la decantación, recuperando en el fondo los fangos que serán entregados a un gestor autorizado, y devolviendo el agua al circuito o a la red de aguas residuales.

Por otro lado, se necesitan espacios destinados a las diferentes etapas del almacenamiento de la madera, principalmente para el almacenamiento primario de la madera que se recibe en periodos de 6 meses (2 talas anuales) y que se realiza en un almacén nodriza.

8.5.- Sistemas de eliminación de partículas

En las calderas de lecho fluido los inquemados (hollines) han de ser controlados y eliminados. En el interior de la chimenea han de instalarse sensores para medición de la composición de humos, temperatura de salida y caudal. Es especialmente importante el control y eliminación de compuestos orgánicos persistentes (COP), principalmente los organoclorados dada su toxicidad y acumulación en los seres vivos. Estos COP se producen por combustión incorrecta de elementos que contengan principalmente cloro o sus derivados.

Ha de tenerse también en cuenta la legislación sobre emisiones de partículas PM10 y PM2,5 (R.D. 818/2018, Anexo XVI), sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos, y legislación anterior vigente), dado que estas partículas son especialmente perjudiciales para los seres vivos.

Los sistemas para la eliminación de partículas son:

- **Multiciclones:**

Se utilizan para recoger las partículas de mayor tamaño que se encuentran en los gases de combustión. Funcionan generando un movimiento de aire circular que, por inercia, hace que las partículas más pesadas sean recogidas en el fondo de las paredes del multiciclón y puedan ser retiradas posteriormente del circuito. Su instalación es cara y consumen electricidad.

- **Filtros de mangas:**

El flujo de humos es obligado, mediante aire a presión, a pasar por los tejidos del filtro, reteniendo estas partículas en suspensión. Posteriormente ha de procederse a la limpieza de los filtros. Necesario tratar las aguas residuales de la limpieza de los filtros.

El ratio de partículas retenidas por los filtros de mangas van de 2 a 30 μm . Consume electricidad.

- Electrofiltros:

Su funcionamiento se basa en la carga eléctrica de las partículas generada mediante electrodos que ionizan el aire. Debido a la carga eléctrica las partículas se dirigen al electrodo donde deben ser recogidas. Caros y consumen electricidad.

- Scrubber:

Lavador de gases mediante torre de lavado que atrapa las partículas. Caro, consume electricidad y agua. Necesario tratar las aguas residuales.

Para satisfacer las exigencias medioambientales es necesario instalar multiciclón + filtro de mangas o multiciclón + electrofiltro.

8.6.- Ciclo Termodinámico

Las turbinas de vapor ofrecen un rendimiento de generación de energía eléctrica relativamente bajo (5%-40%), siendo en el caso del proyecto en estudio más interesante la generación de calor que de electricidad.

La caldera funciona según el ciclo Rankine. El ciclo Rankine de agua-vapor, permite aprovechar el calor generado por la combustión de la biomasa para evaporar el agua que accede a la caldera. Así se obtiene vapor sobrecalentado, que se usará en su caso para mover la turbina de vapor y generar electricidad al mover el alternador.

El ciclo Rankine es un ciclo agua –vapor que se desarrolla según el siguiente proceso:

- Se inicia con la introducción del combustible (biomasa) en la caldera donde genera energía térmica y donde se produce la combustión con un exceso de aire del 40%
- El calor genera vapor sobrecalentado en los tubos ubicados en la parte superior de la caldera
- El vapor es conducido a la turbina de vapor, donde al expandirse mueve la turbina y el generador conectado a la misma
- Durante el proceso se aprovecha parte del vapor para precalentar el agua de alimentación y también para incorporarlo al desgasificador
- A la salida de la turbina el vapor circula por el condensador y posteriormente el agua ya condensada es conducida a la bomba de alimentación para reiniciar el ciclo.
- Desde el condensador puede extraerse agua del proceso para poder calentar otras áreas de producción.

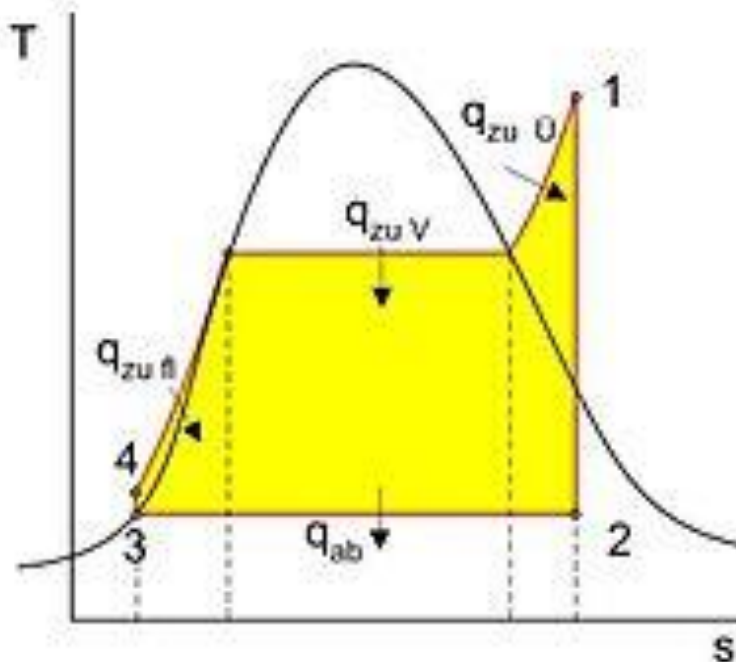


Diagrama 10: diagrama T-s del ciclo Rankine

8.7.- Cálculos para el dimensionamiento

Lo primero que se calcula es el espacio destinado al almacenaje de la biomasa que será inicialmente en almacén nodriza, calculando que la cantidad de reserva de la biomasa será de 6 meses ya que se realizan 2 talas al año.

Cálculo de superficie del almacén nodriza:

La masa de biomasa es de 20.000 tn/año de las cuales el 70% son residuos forestales y el 30% es licor negro residual del proceso.

Por lo tanto se tiene

$$\text{Biomasa forestal} = 20.000 \frac{\text{tn}}{\text{año}} \times 0,7 = 14.000 \frac{\text{tn}}{\text{año}}$$

$$\text{Biomasa en 6 meses} = \frac{14.000 \text{ tn}}{2} = 7.000 \text{ tn}$$

La densidad de la biomasa es de 300 kg/m³, entonces:

$$\rho_{\text{biomasa}} = \frac{m}{v} = \frac{7.000.000}{v}$$

$$v = \frac{7.000.000 \text{ kg}}{300 \text{ kg/m}^3} \approx 23.333 \text{ m}^3 \approx 23.400 \text{ m}^3$$

De este modo, considerando 4 metros de altura para el almacén de la biomasa:

$$v = s \times h \rightarrow s = \frac{v}{h} = \frac{23.400}{4} \approx 5.850 \text{ m}^2 \approx 0,6 \text{ Ha}$$

Además, hay que considerar un espacio vial para camión-excavadora:

$$v = 0,6 \times 1.25 = 0,75 \text{ Ha para el almacén de biomasa forestal.}$$

A parte del almacén nodriza, es necesario tener disponible un silo para el almacenamiento de la madera una vez triturada, que debe contar con un sistema de extracción de la biomasa mediante tornillo sin fin, una tolva de descarga y sistema de transporte de la biomasa hasta la caldera, entendiendo como el más adecuado el de cinta transportadora. El silo dispondrá de sistema de ventilación para evitar la posible concentración de gas metano.

En lo que a la planta se refiere, como se ha calculado anteriormente, las necesidades de energía térmica de la fabricación de papel están en el rango de los 23 MW. Por otro lado, las calderas de lecho fluido tienen un rendimiento aproximado del 87%, por lo que ambos datos más la disponibilidad finita de combustibles y sus características serán la base de análisis de factibilidad de utilizar este sistema en el proyecto.

La producción real necesaria de la caldera de vapor será:

La energía térmica proporcionada por el combustible durante el tiempo en que la planta está disponible es:

$$Q = M_c \times PCI \times \eta_{\text{caldera}}$$

Como se ha indicado anteriormente, el periodo de disponibilidad de la planta es de 8.000 horas /año.

Por otra parte se dispone de una cantidad finita de biomasa de 20.000 Tn/año, tanto en forma de residuos de biomasa como en forma de licor negro, en las siguientes proporciones:

- 7.000 Tn/año de licor negro con un PCI de 3.600 kcal/kg = 15.048 kj/kg
- 13.000 Tn/año con un PCI de 3.000 kcal/kg = 12.540 kj/kg

Con estas cantidades el PCI medio resultante:

$$PCI_{\text{Biomasa}}^{\text{medio}} = \frac{m_{\text{residuo}}^{\text{anual}} \times PCI_{\text{residuo}} + m_{\text{licor}}^{\text{anual}} \times PCI_{\text{licor}}}{m_{\text{residuo}}^{\text{anual}} + m_{\text{licor}}^{\text{anual}}} =$$

$$= \frac{13.000 \times 12.540 + 7.000 \times 15.048}{20.000} = 13.417,8 \text{ kJ/kg} = \text{PCI}_{\text{Biomasa}}^{\text{medio}}$$

Dado que el rendimiento de la caldera de vapor es del 0,87 se puede obtener:

$$Q = M_c \times \text{PCI}_{\text{Biomasa}}^{\text{medio}} \times \eta_{\text{caldera}}$$

$$Q = \frac{20.000.000 \frac{\text{kg}}{\text{año}}}{8.000 \frac{\text{horas}}{\text{año}} \times 3.600 \frac{\text{seg}}{\text{horas}}} \times 13.417,8 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \times 0,87 \approx 8.107 \text{ kW}$$

$$Q \approx 8 \text{ MW}$$

Con estas cantidades de biomasa y el rendimiento de la caldera, únicamente se puede obtener una energía térmica ligeramente superior a 8 MW, lo que es muy inferior a las necesidades requeridas por el proceso.

8.8.- Valoración de la planta de biomasa

Como se ha calculado en el apartado (8.7), la planta de biomasa genera aproximadamente 8 MW. Además, se necesita cerca de una hectárea únicamente para el almacenaje primario de la madera, a lo que hay que añadir el espacio necesario para la instalación de la planta de biomasa, así como el espacio para el silo donde se almacena la madera una vez triturada. Además, es necesario un depósito para almacenar un stock de licor negro que también se utilizaría como combustible.

En resumen, la planta de generación de energía mediante biomasa no es una alternativa realmente viable debido a que:

- Se necesita disponer de un amplio espacio libre para el almacén de residuos forestales primarios.
- Es un proceso complejo al trabajar con dos tipos de combustibles y se requiere instalación individual de almacenaje para cada uno.

- Se requiere instalación específica para el tratamiento de humos.
- Por último y especialmente importante, esta instalación de biomasa con los recursos anuales disponibles únicamente puede proporcionar un tercio de la energía térmica requerida por el proceso.

Por todas estas razones se desecha la opción de instalar una planta de generación de energía mediante biomasa.

9.- Estudio económico

Para conocer la rentabilidad de la planta de cogeneración diseñada se realiza a continuación un estudio económico del proyecto de cogeneración.

En relación al precio de la energía eléctrica se hace una estimación de precio medio tanto de compra como de venta ya que, como es conocido, estos precios varían al ser fijados en las subastas del pool de energía.

La empresa está sometida al precio mayorista en cuanto a la venta de la electricidad que produce y al precio minorista en cuanto a la que compra.

9.1.- Datos de partida

- Potencia eléctrica generada: 12,9 MWe
- Horas de producción anual: Se considera que la instalación estará disponible el 90% del tiempo, por reparaciones, mantenimiento y paradas imprevistas, dando un funcionamiento total de 8000 h/año.
- Rendimiento eléctrico: 34,8%
- Coste de mantenimiento: 10 €/MWh
- Precio medio de compra de energía: 80 €/MWh
- Precio medio de venta de energía: 50 €/MWh
- Disponibilidad de suministro de gas natural
- Precio medio de compra del gas natural: 25 €/MWh

9.2.- Ingresos

La energía eléctrica que la planta de cogeneración va a poder vender a la red es el sobrante de electricidad producido por la planta una vez descontado su consumo interno. Este consumo interno es el térmico de potencia que la empresa tiene contratado con el suministrador de eléctrico.

$$W_{\text{eléctrica}}^{\text{venta}} = W_{\text{eléctrica}}^{\text{real}} - W_{\text{eléctrica}}^{\text{contratada}} = 12.900 - 10.000 \rightarrow$$

$$W_{\text{eléctrica}}^{\text{venta}} = 2.900 \text{ kW} = 2,9 \text{ MW}$$

Por tanto la venta de la energía eléctrica sobrante es:

$$W_{\text{eléctrica}}^{\text{venta}} \times \frac{\text{horas de funcionamiento}}{\text{año}} \times \text{precio venta MW} =$$

$$= 2,9 \times 8.000 \times 50 \rightarrow$$

$$\text{Ingresos por venta de energía} = 1.160.000 \text{ €/año}$$

Con la publicación en el BOE del “Real Decreto Ley 15/2018 de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores”, se eliminó el denominado impuesto al sol que grababa este concepto de autoconsumo de electricidad.

Por otra parte se obtiene un menor gasto debido a que no se van a consumir los 10 MW (factor de potencia contratado) del proveedor externo de electricidad lo que supone un menor gasto, que afecta directamente a la cuenta de resultados:

$$W_{\text{eléctrica}}^{\text{contratada}} \times \frac{\text{horas de funcionamiento}}{\text{año}} \times \frac{\text{precio compra}}{\text{MW}} =$$

$$= 10 \times 8.000 \times 80 = 8.000.000 \rightarrow$$

$$\text{Menor gasto de energía} = 6.400.000 \text{ €/año}$$

A continuación, puede calcularse el menor gasto de gas natural con el nuevo proyecto, lo que no supone en sí un mayor ingreso, pero afecta a la cuenta de resultados al ser un ahorro anual:

Inicialmente se calcula el gasto de combustible que se producía con la caldera existente partiendo del rendimiento de la caldera existente de donde podemos sacar la potencia de la caldera actual:

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{actual}} \rightarrow \eta_{\text{caldera}} = \frac{W_{\text{gases}}}{W_{\text{gas natural}}^{\text{actual}}} \rightarrow \frac{18.853}{W_{\text{gas natural}}^{\text{actual}}} = 0,90 \rightarrow$$

$$\rightarrow W_{\text{gas natural}}^{\text{actual}} = 20,947,8 \text{ kW} = 20,95 \text{ MW}$$

El coste del gas natural que se consume con la caldera actual:

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{actual}} \rightarrow 20,95 \times 8.000 \times 25 = 4.1900.000 \text{ €/año}$$

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{actual}} = 4.1900.000 \text{ €/año}$$

El coste del gas natural que se consume con la nueva instalación se calcula de forma análoga, partiendo de los datos de potencia y rendimiento obtenidos:

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}} \rightarrow \eta_{\text{caldera}} = \frac{W_{\text{gases}}}{W_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}}} \rightarrow \frac{4,613}{W_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}}} = 0,90 \rightarrow$$

$$\rightarrow W_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}} = 5,126 \text{ MW}$$

Por lo que calculando similarmente al caso anterior:

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}} \rightarrow 5,126 \times 8.000 \times 25 = 1.025.200 \text{ €/año}$$

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}} = 1.025.200 \text{ €/año}$$

Por tanto, se obtiene un menor gasto por ahorro de:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro Gas Natural} &= \text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{actual}} - \text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}} \\ &= 4.1900.000 - 1.025.200 = 3.164.800 \text{ €/año} \end{aligned}$$

Saldo positivo por consumo de gas natural = 3.164.800 €/año

$$\text{Saldo positivo total} \rightarrow 1.160.000 + 6.400.000 + 3.164.800 =$$

$$= 10.724.800 \frac{\text{€}}{\text{año}} =$$

= Saldo positivo por instalación de la planta de cogeneración

9.3.- Gastos

Por otra parte, ha de calcularse el gasto que se realiza con la instalación nueva para producir la energía térmica

Gasto en gas natural. Para obtenerlo se parte del dato del rendimiento eléctrico de la instalación de $\eta_{\text{eléctrico}} = 34,8$

$$\eta_{\text{eléctrico}} = \frac{W_e^{\text{generada}}}{W_{\text{gas natural}}^{\text{obtenida}}} = \frac{12,9}{W_{\text{gas natural}}^{\text{obtenida}}} \rightarrow W_{\text{gas natural}}^{\text{obtenida}} = 37,07 \text{ MW}$$

Por lo tanto el gasto en consumo de gas natural que genera esa potencia es:

$$\text{Gasto}_{\text{gas natural}}^{\text{nuevo}} = 37,07 \times 8.000 \times 25 = 7.413.793 \text{ €/año}$$

Además, Se deben calcular los gastos de mantenimiento, para ello sabemos que cuesta 10€ por cada MWh de energía eléctrica producida.

$$\text{Gasto}_{\text{Mantenimiento}} = 10 \times 8.000 \times 12,9 = 1.032.000 \text{ €/año}$$

Por otro lado, se establecen unos gastos de operación de la instalación de 50.000 €/año.

$$\text{Saldo negativo total} \rightarrow 7.413.793 + 1.032.000 + 50.000 =$$

$$= 8.495.793 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

= **Saldo negativo por implantación de la planta de cogeneración**

Por lo tanto, se obtiene el ahorro neto anual debido a la implantación de la planta de cogeneración:

$$\begin{aligned} \text{Ahorro neto} &= \text{Ingreos} - \text{gastos} \\ &= 10.724.800 \frac{\text{€}}{\text{año}} - 8.495.793 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 2.229.007 \frac{\text{€}}{\text{año}} \end{aligned}$$

9.4.- Presupuesto

A continuación, se analizan los costes externos e internos de poner en funcionamiento la instalación definida en el proyecto y poder establecer el presupuesto inicial necesario.

- **Inversión en equipos**

Elemento	Importe
Turbina de gas	8.600.000
Caldera de recuperación de calor	1.000.000
Electrobomba (2 unidades)	50.000
Alternador	400.000
Desgasificador	550.000
Material para montaje	450.000
Subtotal	11.050.000

Tabla 4: Inversión de equipos

- **Construcción nave industrial**

Se considera necesario, como se ha indicado en el punto (6.2), disponer de una nave industrial de 500 m² de superficie y 5 m de altura, que se construirá en estructura metálica con muro de hormigón armado de 4,5 metros de muro y chapa prelacada con lucernarios, con cubierta de chapa. Esta construcción debe disponer de dos entradas, así como disponer también de aberturas de aireación superior e inferior y demás exigencias, en cumplimiento del R.D. 2060/2008 (Anexo XVII), por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.

Además se considerará la construcción de una zona para vestuarios y aseos, así como otra zona para una pequeña oficina.

Previamente deberá procederse al movimiento de tierras y nivelación necesarias, así como a la construcción del vial de acceso.

Así mismo se incluye la obra civil de cimentación para la instalación de la maquinaria, canalizaciones para cableados eléctricos, canalizaciones para alimentación de gas y agua, y para conexión con chimenea existente.

Elemento	Importe (€)
Obra civil – Preparación terreno - Nave industrial - Vial	750.000
Obra civil- Cimentaciones y canalizaciones	600.000
Subtotal	1.350.000

Tabla 5: Presupuesto Obra civil

- **Ingeniería**

Se considera necesario disponer de ingeniería para cada aspecto tecnológico, así como también será necesaria la participación de un delineante proyectista

Elemento	Nº de horas	Precio Hora (€)	Importe
Ingeniería de base	550	120	66.000
Ingeniería Mecánica	500	120	60.000
Ingeniería Eléctrica	500	120	60.000
Ingeniería de control	500	120	60.000
Ingeniería de obra civil	500	120	60.000
Delineación	800	80	64.000
Subtotal			370.000

Tabla 6: Presupuesto en ingeniería

- Así mismo se soportan los siguientes costes de logística generados por la ingeniería:

Elemento	Unidades	Coste unitario (€)	Importe
Alquiler de oficina	21 meses	1.100	23.100
Desplazamientos	200	100	20.000
Equipos informáticos	8	Variable	15.000
Programas informáticos	6	Variable	3.500
Consumibles	400	Variable	4.000
Subtotal			65.600

Tabla 7: Presupuesto de logística por oficinas

- **Mano de obra**

Se consideran los siguientes costes de mano de obra para la instalación de la maquinaria y otros equipos

Elemento a instalar	Nº de personas	Nº horas/u	Precio Hora (€)	Importe
Turbina de gas	3	200	80	48.000
Alternador	2	200	80	32.000
Caldera de recuperación	2	150	80	24.000
Bomba de alimentación	2	80	80	12.800
Desgasificador	2	80	80	12.800
Equipos auxiliares	2	100	80	16.000
Subtotal				145.600

Tabla 8: Presupuesto por mano de obra

El proyecto supone un importe total de 12.981.200 €.

Con la obtención de estos datos del estudio económico se calcula el tiempo de retorno simple o pay-back:

$$\text{TRS} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro} \frac{\text{neto}}{\text{año}}} = \frac{12.981.200\text{€}}{2.229.007 \frac{\text{€}}{\text{año}}} = 5,82 \text{ años} \rightarrow$$

→ TRS ≈ 6 años

Recopilación de los datos obtenidos:

- Venta de energía eléctrica: 1.160.000€/año
- Ahorro energía: 6.400.000€/año
- Ahorro de Gas natural en caldera convencional: 3.164.800 €/año
- Gasto de Gas natural para cogeneración: 7.413.793 €/año
- Gasto de operación: 50.000 €/año
- Gasto de mantenimiento: 1.032.000 €/año
- Ahorro neto: 2.229.007 €/año
- Inversión: 12.981.200 €
- Periodo de recuperación: 5 años y 10 meses

10.- Cronograma - Diagrama de Gantt

La función del diagrama de Gantt es la de planificar las distintas tareas y programar su ejecución en el tiempo mínimo para concluir el proyecto con éxito.

Permite visualizar las actividades, sus plazos, posibles solapamientos o tareas que pueden realizarse simultáneamente, de forma que en un único gráfico puede realizarse el seguimiento y control de la ejecución del proyecto.

PLANTA DE COGENERACIÓN EN UNA FÁBRICA INTEGRAL DE PAPEL

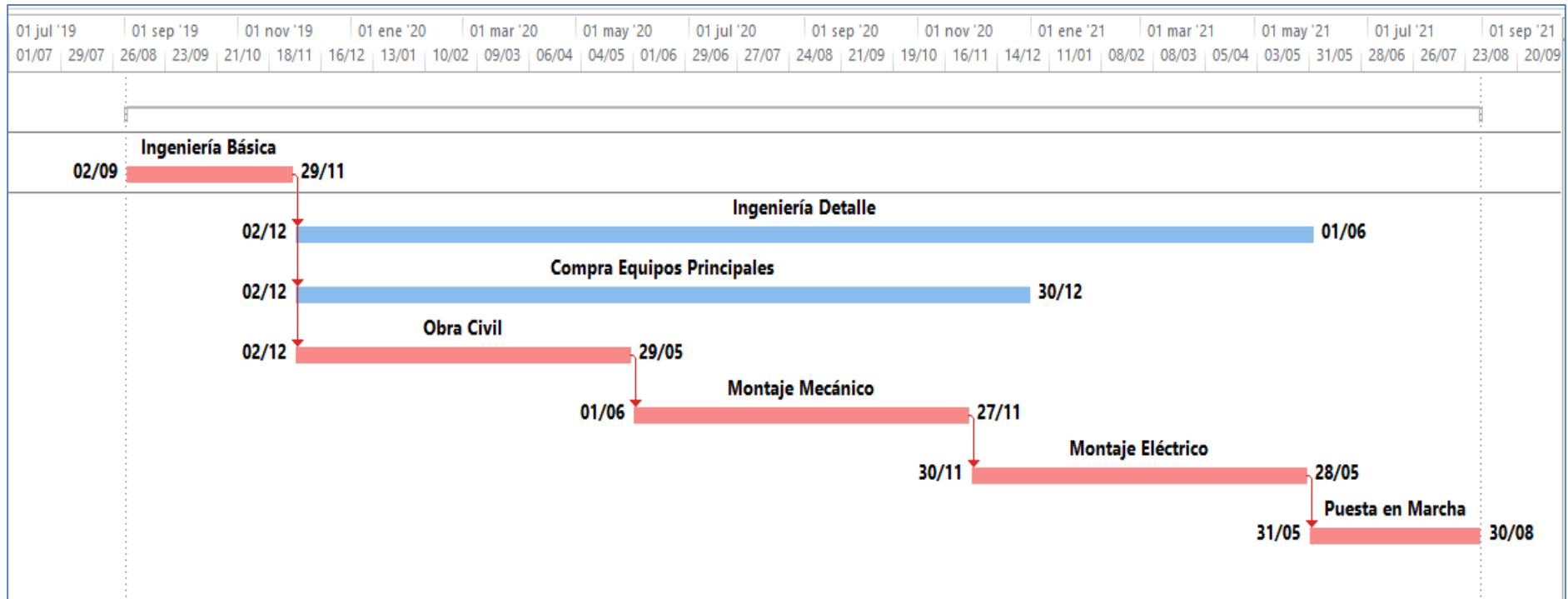


Gráfico 5: Diagrama de Gantt

En el diagrama de Gantt se visualizan las fechas de inicio y final de cada fase de la instalación que se lleva a cabo para instalar la planta de cogeneración. Las flechas indican que la tarea previa es imprescindible que esté terminada para comenzar la siguiente. Las tareas que aparecen en rojo indican el camino crítico, en el cual no es conveniente que haya ningún tipo de retraso en la finalización de la misma, ya que un posible retraso en cualquiera de esas fases afecta directamente a la terminación final del proyecto.

Las fases críticas son la ingeniería básica, la obra civil, montaje eléctrico y mecánico así como finalmente la puesta en marcha.

- **Ingeniería básica**

El proyecto se iniciará con la disponibilidad de oficinas y equipos informáticos y la ingeniería básica. En esta fase se definen aspectos como los cálculos básicos, sistema de funcionamiento, especificaciones y ubicación de equipos, dimensiones de edificio, etc. Con los datos obtenidos en este periodo pueden solicitarse ofertas de equipos y obra civil.

- **Ingeniería de detalle**

Una vez aprobada la ingeniería básica, la ingeniería de detalle debe desarrollar todas las variables necesarias para la construcción, de forma que se acaben realizando todos los planos, cálculos, especificaciones técnicas y de materiales por los que se va a regir la construcción del proyecto.

Esta ingeniería de detalle se subdivide en las distintas especialidades que afectan al proyecto, esto es ingeniería de obra civil, mecánica, eléctrica y de control. Además se contará con la colaboración de una persona para delineación.

- **Obra civil**

Comprende:

- Movimientos de tierras y viales
- Nave industrial, cimentaciones y canalizaciones

- **Montajes**

Esta fase comprende toda la instalación de:

- Los distintos componentes-máquinas del ciclo
- Equipos auxiliares, cableados

11.- Conclusiones y áreas de mejora

11.1.- Conclusiones

- Las industrias de fabricación de papel tienen una alta necesidad de energía eléctrica para mover las distintas máquinas del proceso, y energía térmica necesaria para las fases del proceso de fabricación de la pasta y secado de la lámina de papel.
- Debido a los precios cada vez más elevados de las energías consumidas, se está reduciendo la capacidad competitiva de las fábricas de papel al ver elevados significativamente sus costes de producción.
- La implantación de una central de cogeneración dentro de la propia empresa papelera es una solución muy válida para poder disponer de energías térmica y eléctrica de forma eficiente, mejorando así sus resultados económicos.
- Debido al alto tiempo de funcionamiento de las fábricas de papel el periodo de amortización de la inversión necesaria es muy aceptable.

- Los costes de mano de obra se incrementan de forma reducida al ser instalaciones con un funcionamiento muy automatizado.
- El periodo de la implantación y puesta en funcionamiento es muy aceptable y no interfiere en el proceso productivo que puede seguir en funcionamiento mientras se construye la instalación.
- Desde el punto de vista medioambiental la eficiencia del ciclo y la utilización de gas natural como combustible, hacen que las emisiones de la actividad estén muy por debajo de los límites que marca la normativa.
- La capacidad de generación de energías de forma autónoma minimiza posibles riesgos de desabastecimiento, así como también reduce el impacto de las fluctuaciones de precios de los suministros.

11.2.- Área de mejora

Como mejoras se proponen:

- Puede mejorarse la potencia ofrecida por la turbina si se incrementa la temperatura del gas que la atraviesa mediante un precalentamiento. Una consecuencia de esta mejora es el encarecimiento de construcción de la turbina al ser necesario reforzar la consistencia de esta.
- Para mejorar el rendimiento térmico de la turbina es deseable que el agua que circula por la cámara de combustión esté libre de impurezas, ya que estas reducen el rendimiento térmico, por lo que puede ser necesario un filtrado previo del agua de alimentación.
- Es importante mantener libre de incrustaciones el interior de la caldera de recuperación, ya que de existir aquellas se reduce el rendimiento de la caldera.

- Deben evitarse fugas de vapor y/o de gases chequeando mediante termografías por infrarrojos, ya que un escape reduce el rendimiento de la instalación.
- La avería de una bomba de alimentación de agua al circuito produciría la paralización de la instalación, por lo que se propone la instalación de dos electrobombas en paralelo, con un disyuntor que, en caso de avería de una de ellas la desconecte del circuito y ponga en funcionamiento la segunda electrobomba.
- Válvulas de entrada de gas natural

El gas natural es su práctica totalidad gas metano. El metano es un gas que genera un alto efecto invernadero (20 veces superior al CO₂) aunque su ciclo de vida es reducido (15 años aprox.), por lo que ha de considerarse el riesgo de un posible escape de este gas en la válvula de alimentación, tanto desde el punto de vista medioambiental como desde su posible combustión-exposición fuera del ciclo productivo.

La válvula de alimentación de la caldera de gas se encuentra ubicada en el mismo edificio que dicha caldera. Por ello, ante cualquier fallo en la mencionada válvula de alimentación, el volumen de gas natural que podría escapar por la válvula sería importante.

Así se propone:

- Separar la zona de válvulas de alimentación colocándola fuera del recinto de producción, y ubicándola en recinto (2 casetas) aparte
- Instalar una electroválvula de seccionamiento (norma EN1775), en cada una de las 2 casetas separadas.
- Instalar detector de gas metano en cada una de las casetas conectado a electroválvula para que, en caso de fuga del gas natural de alimentación, corte el suministro de gas cerrando la

electroválvula si la concentración de gas alcanza el 10% del Límite Inferior de Explosividad. (L.I.E. concentración volumétrica de gas o vapor inflamable en el aire por debajo de la cual no se puede formar una atmósfera explosiva gaseosa, Anexo XVIII).

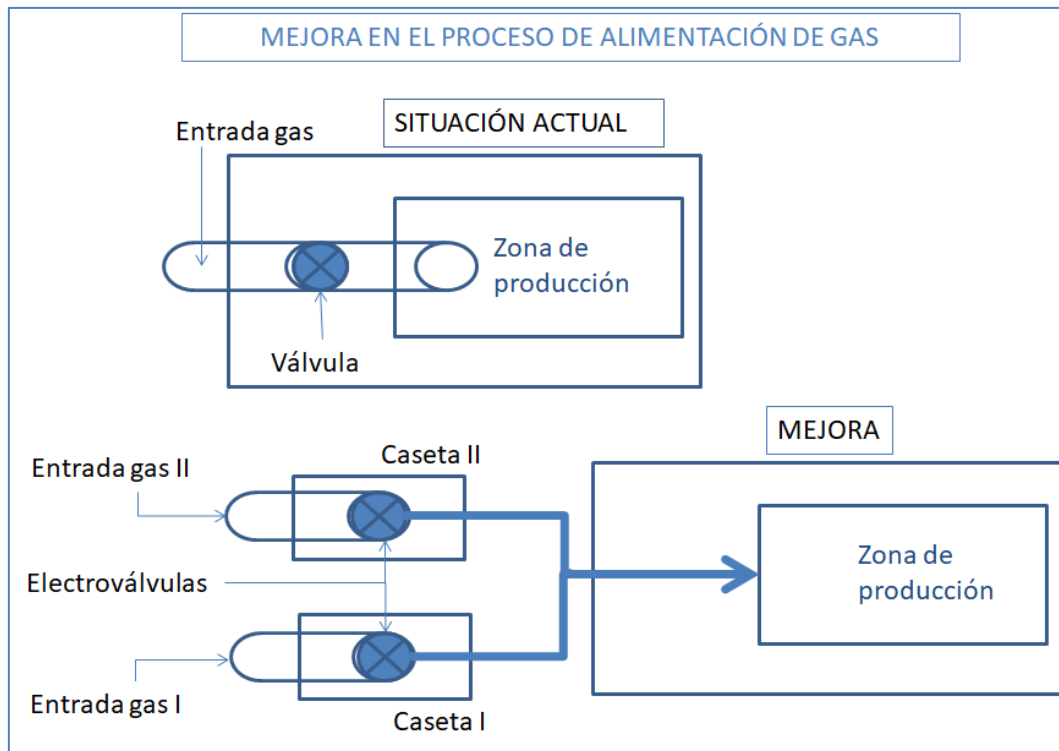


Diagrama 11: Mejora en el proceso de alimentación de gas

Habitualmente estará una electroválvula en funcionamiento y la otra en espera. En caso de sufrir una avería una de ellas con escape de gas, el detector procederá a su cierre y a la apertura de la otra electroválvula, controlando así el escape de gas y permitiendo continuar con la producción.

12.- Bibliografía

- Guía de gestión de residuos de fábricas de pasta, papel y cartón (ASPAPPEL)
- Producción Combinada de Calor y Electricidad (U.E.)
- Régimen de Comercio de Derechos de Emisión (U.E.)
- Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (B.O.E)

- Mercado mayorista de electricidad (OMIE)
- Estadísticas de precio de gas natural (MIBGAS)
- Estadísticas de precio de energía eléctrica (. V. E. M.)
- Clasificación de residuos de fábrica integral de papel (ASPAPPEL)
- Residuos Industriales No Peligrosos (B.O.E.)
- Valorización y eliminación de residuos (B.O.E.)
- Ley de Prevención y Control Integrados de la Contaminación (B.O.E.)
- Emisión de CO2 por tipo de combustible (IDAE)
- Protocolo de Kioto (Miteco)
- Compuestos Orgánicos Persistentes (Miteco)
- IHOBE: Sociedad Ambiental Pública del Gobierno Vasco
- Fabricación integral de papel (CEPI)
- Reglamento de equipos a presión (Ministerio de Industria)
- Asociación de Forestalistas de Bizkaia y Doméstica
- INSHT: Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo
- Ministerio para la Transición Ecológica
- Ministerio de Industria
- Federación Vizcaína de Empresas del Metal
- Ministerio de Medio Ambiente
- Diario Oficial de la Unión Europea
- Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMI-Polo Español S.A.)
- Mercado Ibérico del Gas
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- Osip Pumps
- LA Ingenieros
- Redsauce Engineering Services
- B.O.E.
- ENAGAS
- Siemens A.G.
- OSIP Pumps
- B.V. Attsu Térmicas S.L.
- ABB Group

- Cerney S.A.
- CIEMAT / Comisión Nacional de la Energía

13.- Anexos

Anexo I: Real Decreto-ley 15/2018, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores.
<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2018/10/05/15>

Anexo II: Régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE)
https://ec.europa.eu/clima/policies/ets_es

Anexo III: Protocolo de Kioto de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio climático <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpspan.pdf>

Anexo IV: Directiva (UE) 2018/410 del Parlamento Europeo y del Consejo, por la que se modifica la Directiva 2003/87/CE para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes y facilitar las inversiones en tecnologías hipocarbónicas, así como la Decisión (UE) 2015/1814
<https://www.boe.es/doue/2018/076/L00003-00027.pdf>

Anexo V: Orden MAM/304/2002, por la que se publican las operaciones de valorización y eliminación de residuos y la lista europea de residuos.
<https://www.boe.es/eli/es/o/2002/02/08/mam304>

Anexo VI: Real Decreto 815/2013, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación
<https://www.boe.es/eli/es/rd/2013/10/18/815>

Anexo VII: Ley 16/2002, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación <https://www.boe.es/eli/es/l/2002/07/01/16>

Anexo VIII: Resolución del Parlamento Europeo, de 10 de febrero de 2010, sobre los resultados de la Conferencia de Copenhague sobre el Cambio Climático

<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52010IP0019&from=DE>

Anexo IX: Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables

<https://www.boe.es/doue/2009/140/L00016-00062.pdf>

Anexo X: Siemens AG

<https://w5.siemens.com/spain/web/es/energia-sostenible/power-and-gas/Turbinas%20de%20Gas%20Industriales/Pages/Turbinas-de-Gas-Industriales.aspx>

Anexo XI: Osip S.R.L. <https://www.osip.it/es/producto-categoria/industriales/>

Anexo XII: ATTSU Internacional

<https://www.attsu.com/es/calderas-industriales.html>

Anexo XIII: ABB Motors and Generators

<https://new.abb.com/motors-generators>

Anexo XIV: Cerney S.A.

<https://www.cerney.es/productos/equipos-complementarios/desgasificador>

Anexo XV: Orden IET/1045/2014, por la que se aprueban los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos

https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2014-6495

Anexo XVI: Real Decreto 818/2018, sobre medidas para la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos
<https://www.boe.es/eli/es/rd/2018/07/06/818>

Anexo XVII: Real Decreto 2060/2008, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias
<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2009-1964>

Anexo XVIII: NTP 379: Productos inflamables: variación de los parámetros de peligrosidad
http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/FichasTecnicas/NTP/Ficheros/301a400/ntp_379.pdf

Anexo XIX: Cálculos realizados con el programa EES para dimensionamiento óptimo de la planta de cogeneración.

PROGAMACIÓN

{Datos de partida}

$m_{\dot{v}} proceso=35/3,6$	{Caudal de vapor requerido, kg/s}
$P_v=15$	{Presión del vapor, bar}
$x_v=1$	{Estado del vapor, -}
$PCI=37000$	{Poder calorífico del combustible, kJ/Nm ³ }
$W_{\dot{e}} contratada=10000$	{Potencia eléctrica contratada, kW}

{Datos de diseño de la planta}

$T_{desg}=105$	{Temperatura en el desgasificador, °C}
$T_{cond}=90$	{Temperatura de los condensados, °C}
$P_{cond}=1$	{Presión de los condensados, bar}
$P_{desg}=3$	{Presión en el desgasificador, bar}
$\eta_b=0,65$	{Rendimiento de la bomba, -}
$\eta_{cald}=0,89$	{Rendimiento de la caldera convencional}

{Cálculo de los caudales de vapor en la caldera y en el desgasificador}

$h_v=Enthalpy(Water;x=x_v;P=P_v)$	{Entalpia del vapor, kJ/kg}
$h_{desg}=Enthalpy(Water;T=T_{desg};P=P_{desg})$	{Entalpia a la salida del

$h_{cond} = \text{Enthalpy}(\text{Water}; T=T_{cond}; P=P_{cond})$ {desgasificador, kJ/kg}
 {Entalpia de los condensados, kJ/kg}
 $m_{dot_v} = m_{dot_v}|proceso + m_{dot_v}|desg$ {Balance de masa en el desgasificador}
 $m_{dot_v} * h_{desg} = m_{dot_v}|proceso * h_{cond} + m_{dot_v}|desg * h_v$ {Balance de masa en el desgasificador}

{Dimensionamiento de la planta con motor alterno de combustión interna}

$T_g|m1 = 400$ {Temperatura de los gases a la entrada, °C}
 $T_g|m2 = 120$ {Temperatura de los gases a la salida, °C}
 $eta_c|m = W_{dot_v}|m / W_{dot_g}|m$ {Rendimiento de la caldera}
 $eta_c|m = 1$ {Rendimiento de la caldera, -}
 $h_a = \text{Enthalpy}(\text{Water}; T=T_a; P=P_v)$ {Entalpia del agua de alimentación, kJ/kg}
 $W_{dot_v}|m = M_{dot_v} * (h_v - h_a)$ {Potencia contenida en el vapor, kW}
 $eta_g|m = W_{dot_g}|m / W_{dot_c}|m$ {Rendimiento en gases}
 $eta_g|m = 0,22$ {Rendimiento en gases, -}
 $eta_e|m = W_{dot_e}|m / W_{dot_c}|m$ {Rendimiento eléctrico}
 $eta_e|m = 0,45$ {Rendimiento eléctrico, -}

{Dimensionamiento de la planta con turbina de gas}

$T_g|t1 = 500$ {Temperatura de los gases a la entrada, °C}
 $T_g|t2 = 120$ {Temperatura de los gases a la salida, °C}
 $eta_c|t = W_{dot_v}|t / W_{dot_g}|t$ {Rendimiento de la caldera}
 $eta_c|t = 1$ {Rendimiento de la caldera, -}
 $W_{dot_v}|t = M_{dot_v} * (h_v - h_a)$ {Potencia contenida en el vapor, kW}
 $eta_g|t = W_{dot_g}|t / W_{dot_c}|t$ {Rendimiento en gases}
 $eta_g|t = 0,55$ {Rendimiento en gases, -}
 $W_{dot_g}|t = m_{dot_g}|t * 1,1 * (T_g|t1 - T_g|t2)$ {Potencia contenida en los gases, kW}
 $eta_e|t = W_{dot_e}|t / W_{dot_c}|t$ {Rendimiento eléctrico}
 $eta_e|t = 0,30$ {Rendimiento eléctrico, -}
 $W_{dot_c}|t = m_{dot_c}|t * PCI$ {Potencia contenida en el combustible, kW}

{Redimensionamiento con los datos de la turbina seleccionada}

$eta_e|real = 0,348$ {Rendimiento eléctrico, -}
 $m_{dot_g}|real = 39,4$ {Caudal másico de gases, kg/s}
 $T_g|real = 555$ {Temperatura de los gases a la entrada, °C}
 $W_{dot_e}|real = 12900$ {Potencia eléctrica, kW}
 $W_{dot_g}|real = m_{dot_g}|real * 1,1 * (T_g|real - T_g|t2)$

$\eta_{e|real} = \frac{W_{dot_e|real}}{W_{dot_c|real}}$ {Potencia contenida en los gases, kW}
 $W_{dot_c|real} = m_{dot_c|real} * PCI$ {Rendimiento eléctrico}
 {Potencia contenida en el combustible}

{Cálculo del rendimiento eléctrico equivalente}

$t = 8000$ {Disponibilidad, h/año}
 $E = W_{dot_e|real} * t$ {Energía eléctrica anual, kWh/año}
 $Q = W_{dot_c|real} * t$ {Energía consumida anual, kWh/año}
 $V = W_{dot_g|real} * t$ {Energía térmica anual, kWh/año}
 $R_{EE} = E / (Q - V / 0,9)$ {Rendimiento eléctrico equivalente, -}

{Dimensionamiento de la bomba de agua de alimentación}

$T_a = T_{desg}$ {Temperatura del agua de alimentación, °C}
 $v_e = 1/1000$ {Volumen específico del agua, m³/kg}
 $W_{dot_b|teorica} = M_{dot_v} * v_e * (P_v - P_{desg}) * 100$ {Potencia teórica de la bomba, kW}
 $\eta_b = \frac{W_{dot_b|teorica}}{W_{dot_b|real}}$ {Rendimiento de la bomba}

{Cálculo del combustible a utilizar en la caldera convencional}

$W_{dot_g|caldera} = W_{dot_g|t} - W_{dot_g|real}$ {Potencia a generar en otra caldera, kW}
 $\eta_{cald} = \frac{W_{dot_g|caldera}}{W_{dot_c|caldera}}$ {Rendimiento de la caldera}
 $W_{dot_c|caldera} = m_{dot_c|caldera} * PCI$ {Potencia contenida en el combustible, kW}
 $W_{dot_e|venta} = W_{dot_e|real} - W_{dot_e|contratada}$ {Potencia eléctrica que se puede vender, kW}
 $\eta_{cald} = \frac{W_{dot_g|t}}{W_{dot_c|antes}}$ {Rendimiento de la caldera}
 $W_{dot_c|ahorro} = W_{dot_c|antes} - W_{dot_c|caldera}$ {Ahorro de potencia en el combustible, kW}

RESULTADOS

Unit Settings: SI C bar kJ mass deg

$E = 1,032E+08$	$\eta_b = 0,65$	$\eta_{cald} = 0,89$	$\eta_c^m = 1$	$\eta_c^t = 1$	$\eta_e^m = 0,45$
$\eta_e^{real} = 0,348$	$\eta_e^t = 0,3$	$\eta_g^m = 0,22$	$\eta_g^t = 0,55$	$h_a = 441,2$	$h_{cond} = 377$
$h_{desg} = 440,3$	$h_v = 2792$	$\dot{m}_c^{caldera} = 0,1401$	$\dot{m}_c^{real} = 1,002$	$\dot{m}_c^t = 1,153$	$\dot{m}_g^{real} = 39,4$
$\dot{m}_g^t = 56,14$	$\dot{m}_v = 9,984$	$\dot{m}_v^{desg} = 0,262$	$\dot{m}_v^{proceso} = 9,722$	$PCI = 37000$	$P_{cond} = 1$
$P_{desg} = 3$	$P_v = 15$	$Q = 2,966E+08$	$R_{EE} = 0,8002$	$t = 8000$	$T_a = 105$
$T_{cond} = 90$	$T_{desg} = 105$	$T_g^{m1} = 400$	$T_g^{m2} = 120$	$T_g^{real} = 555$	$T_g^{t1} = 500$
$T_g^{t2} = 120$	$V = 1,508E+08$	$ve = 0,001$	$\dot{W}_b^{real} = 18,43$	$\dot{W}_b^{teorica} = 11,98$	$\dot{W}_c^{ahorro} = 21183$
$\dot{W}_c^{antes} = 26366$	$\dot{W}_c^{caldera} = 5183$	$\dot{W}_c^m = 106663$	$\dot{W}_c^{real} = 37069$	$\dot{W}_c^t = 42665$	$\dot{W}_e^{contratada} = 10000$
$\dot{W}_e^m = 47998$	$\dot{W}_e^{real} = 12900$	$\dot{W}_e^t = 12800$	$\dot{W}_e^{venta} = 2900$	$\dot{W}_g^{caldera} = 4613$	$\dot{W}_g^m = 23466$
$\dot{W}_g^{real} = 18853$	$\dot{W}_g^t = 23466$	$\dot{W}_v^m = 23466$	$\dot{W}_v^t = 23466$	$x_v = 1$	