

**MÁSTER UNIVERSITARIO EN
INGENIERÍA INDUSTRIAL**

TRABAJO FIN DE MÁSTER

***VALORIZACIÓN ENERGÉTICA DE LODOS DE EDAR
MEDIANTE COGENERACIÓN Y BIOMASA***

Estudiante	<i>Larruscain, Quirós, Mikel</i>
Director/Directora	<i>De la Peña, Aranguren, Víctor</i>
Departamento	<i>Máquinas y Motores Térmicos</i>
Curso académico	<i>2019 / 2020</i>

Bilbao, 15, septiembre, 2020

*Valorización energética de lodos de EDAR
mediante cogeneración y biomasa*

RESUMEN TRILINGÜE Y PALABRAS CLAVE

CASTELLANO

- *Título:* Valorización energética de lodos de EDAR mediante cogeneración y biomasa.
- *Resumen:* el trabajo que se presenta a continuación contiene una propuesta de dimensionamiento de una instalación de valorización energética de lodos procedentes de Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR). El proyecto tiene como objetivo ofrecer una solución viable a la gestión de las aguas residuales generadas en las urbes, dándoles una utilidad como combustible ecológico, capaz de autoabastecer el consumo eléctrico de toda la planta y siendo respetuoso con el medio ambiente.
- *Palabras clave:* lodos, EDAR, valorización energética, biomasa, cogeneración.

EUSKERA

- *Izenburua:* HUAko lohien balorizazio energetikoa, kogenerazioaren eta biomasaren bidez.
- *Laburpena:* jarraian aurkezten den lanak Hondakin Uren Araztegiko (HUA) lohien balorizazio energetikorako instalazio baten dimentsionamenduaren proposamena jasotzen du. Proiektuaren helburua hirietan sortzen diren hondakin uren kudeaketari irtenbide bideragarri bat eskaintzea da, erregai ekologiko gisa erabilgarriak izan daitezen, instalazioaren kontsumo elektrikoa hornitzeko gai izan daitezen eta ingurumena errespetatzen.

- *Hitzgakoak:* lohiak, HUA, balorizazio energetikoa, biomasa, kogenerazioa.

INGLÉS

- *Title:* Energy recovery from WWTP sludge by means of cogeneration and biomass.
- *Abstract:* the following report contains a proposal for the sizing of an installation for the energy recovery of sludge coming from Waste Water Treatment Plant (WWTP). The aim of the project is to offer a viable solution to the management of waste water generated in cities, giving them a utility as an ecological fuel, capable of supplying electricity to the entire plant and being environmentally respectful.
- *Keywords:* sludge, WWTP, energy recovery, biomass, cogeneration

ÍNDICE DE CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN	9
2. OBJETIVOS Y ALCANCE	12
3. ANTECEDENTES	14
4. DESCRIPCIÓN DE UNA EDAR.....	16
4.1. INTRODUCCIÓN Y TRATAMIENTO DE LAS EDAR	16
4.2. LÍNEA DE AGUA	23
4.2.1 Pretratamiento	23
4.2.2 Tratamiento primario	26
4.2.3 Tratamiento secundario	28
4.2.4 Tratamiento terciario	29
4.3. LÍNEA DE FANGOS.....	31
4.3.1 Espesamiento	31
4.3.2 Deshidratación.....	32
4.3.3 Secado	33
5. ALTERNATIVA SELECCIONADA.....	35
5.1. DIGESTIÓN PARA PRODUCCIÓN DE BIOGÁS.....	35
5.2. DEPÓSITO EN VERTEDERO	35
5.3. COMPOSTAJE.....	36
5.4. INCINERACIÓN	36
6. RESIDUOS GENERADOS. LODOS	38
6.1. ANÁLISIS DE LOS LODOS.....	38
6.2. ANÁLISIS DE RESIDUOS ORGÁNICOS	40
7. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACION.....	43
7.1. PLANTA DE COGENERACIÓN	43
7.1.1 Instalación de tratamiento de aire	45
7.1.2 Elemento motor	46
7.1.3 Secadero	49
7.2. PLANTA DE BIOMASA	52
7.2.1 Caldera de lecho fluido	53
7.2.2 Turbina de vapor - Alternador	57
7.2.3 Condensador.....	59
7.2.4 Desgasificador	60
7.2.5 Bomba de alimentación.....	62
8. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN	63
8.1. PLANTA DE COGENERACIÓN	63
8.1.1 Instalación tratamiento de aire.....	63

8.1.2 Secadero	66
8.1.3 Intercambiador de calor	69
8.1.4 Motor alternativo de combustión interna.....	71
8.1.5 Turbina de gas.....	72
8.1.6 Elección de la turbina de gas natural en el mercado.....	73
8.2. PLANTA DE BIOMASA	77
8.2.1 Caldera de lecho fluido	78
8.2.2 Turbina - Alternador	80
8.2.3 Condensador.....	84
8.2.4 Desgasificador	86
8.2.5 Bomba alimentación	88
8.2.6 Rendimientos.....	90
9. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN	92
9.1. MANTENIMIENTO PREDICTIVO.....	92
9.1.1 Análisis de vibraciones.....	92
9.1.2 Lubricación	94
9.1.3 Endoscopia.....	95
9.1.4 Termografía.....	95
9.2. MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS PRINCIPALES	95
9.2.1 Caldera	95
9.2.2 Turbina de vapor	96
9.2.3 Bomba de alimentación.....	98
9.2.4 Turbina de gas.....	98
9.2.5 Compresor	99
10. ANÁLISIS ECONÓMICO	101
10.1. PRESUPUESTO	101
10.1.1 Presupuesto de ingeniería	101
10.1.2. Presupuesto de equipos.....	102
11. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD	105
12. CRONOGRAMA – DIAGRAMA GANTT	108
13. CONCLUSIONES.....	112
14. BIBLIOGRAFÍA.....	114
15. ANEXOS.....	117
ANEXO I. PLANO COMPLETO DE LA INSTALACIÓN.....	118
ANEXO II. CALCULOS REALIZADOS EN EES.	119
ANEXO III. RESULTADOS.	126

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Esquema general EDAR	16
Ilustración 2. Ciclo línea de agua	19
Ilustración 3. Ciclo línea de fangos	21
Ilustración 4. Funcionamiento EDAR completa	22
Ilustración 5. Rejilla de gruesos	23
Ilustración 6. Canal desarenador	24
Ilustración 7. Desarenador vortex	25
Ilustración 8. Instalación de desengrasado	25
Ilustración 9. Planta de sedimentación	26
Ilustración 10. Proceso de flotación	27
Ilustración 11. Depuración secundaria	28
Ilustración 12. Espesador de gravedad	31
Ilustración 13. Filtro de prensa	32
Ilustración 14. Centrífuga	33
Ilustración 15. Secadero	34
Ilustración 16. Proceso deshidratación lodos	42
Ilustración 17. Planta de cogeneración	44
Ilustración 18. Instalación tratamiento de aire	46
Ilustración 19. Esquema MACI	46
Ilustración 20. Esquema turbina de gas	48
Ilustración 21. Comparativa MACI y Turbina de gas	49
Ilustración 22. Esquema secadero	50
Ilustración 23. Planta biomasa	52
Ilustración 24. Caldera de lecho fluido	54
Ilustración 25. Funcionamiento caldera de lecho fluido	56
Ilustración 26. Turbina de vapor	57
Ilustración 27. Condensador	59
Ilustración 28. Condensador de un solo y de doble paso	60
Ilustración 29. Desgasificador	61
Ilustración 30. Bomba de alimentación	62
Ilustración 31. Secadero datos de partida	67
Ilustración 32. Secadero datos agua	68
Ilustración 33. Secadero datos finales	69
Ilustración 34. Datos intercambiador de calor	70
Ilustración 35. Datos turbina de gas	74
Ilustración 36. Esquema planta de biomasa	77
Ilustración 37. Esquema caldera de lecho fluido	78
Ilustración 38. Caldera de lecho fluidizado GE Power	80
Ilustración 39. Esquema turbina - Alternador	81
Ilustración 40. Turbina de vapor SST - 300	83
Ilustración 41. Alternador Leroy - Somer	83

Ilustración 42. Esquema condensador	84
Ilustración 43. Condensador Schmidt - Bretten	86
Ilustración 44. Esquema desgasificador	87
Ilustración 45. Desgasificador ATTSU TERMICA	88
Ilustración 46. Esquema bomba de alimentación	89
Ilustración 47. Bomba de alimentación de KSB.....	90
Ilustración 48. Diagrama de Gantt	110

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Análisis de residuos orgánicos de lodos	41
Tabla 2. Fallos principales por vibración	93
Tabla 3. Presupuesto de personal	101
Tabla 4. Presupuesto amortizaciones	102
Tabla 5. Presupuesto de ingeniería	102
Tabla 6. Presupuesto de equipos	103
Tabla 7. Presupuesto total	104

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Enfriamiento aire	64
Gráfico 2. Purgas aire	65
Gráfico 3. Calentamiento aire	66

1. INTRODUCCIÓN

En este Trabajo de Fin de Máster se presenta una propuesta de una instalación de valorización energética a partir de una Estación de Depuración de Aguas Residuales (EDAR). En dicha instalación, se pretende obtener energía eléctrica a partir de la incineración de los lodos resultantes de la EDAR y, haciendo uso de la cogeneración, destinar parte del calor generado en el proceso al secado de los fangos, con el objetivo de obtener un ahorro energético y económico.

El crecimiento de las urbes y el continuo desarrollo de la sociedad ha convertido la generación de residuos en una tarea de difícil gestión. Dentro de estos, las aguas residuales, cada vez con mayores contaminantes, necesitan determinados tratamientos capaces de depurarlas, con el objetivo de minimizar su efecto dañino en el medio ambiente. Para ello se utilizan las EDAR, instalaciones capaces de realizar una serie de tratamientos a las aguas residuales para reducir sus efectos nocivos sobre el medio ambiente. Hay que tener en cuenta que nada en la naturaleza tiene un rendimiento del cien por cien, de manera que es inevitable que se generen una serie de residuos. Por eso mismo su valorización energética, empleándolos como biomasa, puede ser una gran alternativa.

Este aumento generalizado de la industria y de las ciudades está causando diversos problemas medioambientales. Uno de ellos, sino el más importante, es la generación de gases de efecto invernadero. Para paliarlo, diferentes instituciones, como las Naciones Unidas, llevan años tratando de adoptar medidas e involucrar a diferentes países en esta lucha. Es aquí donde nace el Protocolo de Kioto, firmado en el año 1997, un acuerdo con arreglo a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) que constituye el único instrumento jurídicamente vinculante a escala mundial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, causantes en gran medida del calentamiento global que sufre el planeta.

El objetivo principal del protocolo era lograr que entre 2008 y 2012 los países industrializados disminuyesen sus emisiones de GEI a un 8 % menos del nivel de emisiones generadas en 1990. Estos gases son:

- Dióxido de carbono (CO₂).

- Metano (CH₄).
- Óxido nitroso (N₂O).
- Hidrofluorocarbonos (HFC).
- Hexafluoruro de azufre (SFG).

A todos ellos se les asigna un potencial de generación de efecto invernadero que permite referenciar cada uno al CO₂, y así utilizar como unidad común de referencia el CO₂ equivalente.

En 1997 los Estados Miembros de la Unión Europea asumieron la obligación de reducir las emisiones en un 8 % respecto al año base. Este compromiso se asumió de forma conjunta y se realizó un reparto interno entre los Estados Miembros, por lo que los compromisos asumidos por cada Estado Miembro variaban en función de una serie de parámetros de referencia. En el caso de España, este reparto suponía la obligación de que la media de emisiones netas de gases de efecto invernadero en el período 2008 - 2012 no superase el 15 % del nivel de emisiones del año base.

Una vez se llegó al año 2012, se planteó una prórroga para el Protocolo de Kioto. Así, en la cumbre de Doha de 2012, se acordó dar continuidad al marco jurídico del Protocolo de Kioto a través de la adopción de las enmiendas necesarias para hacer posible su continuidad con un segundo periodo de compromiso a partir del 1 de enero de 2013. La adopción de estas enmiendas incluye:

- Los nuevos compromisos del Protocolo de Kioto de las partes que accedieron asumir compromisos en un segundo período.
- Una lista revisada de los gases de efecto invernadero para el segundo período de compromiso.

- Las enmiendas a varios artículos del Protocolo de Kioto, cuestiones específicamente pertenecientes al primer período de compromiso y que necesitaban ser actualizadas para el segundo período de compromiso.

A la espera de que la CMNUCC haga su evaluación final del cumplimiento, la UE ha conseguido una disminución global del 11,8 %, sin contar las reducciones adicionales atribuibles a los sumideros de carbono (UTCUTS) y los créditos internacionales. En el periodo 2013 - 2020, la Unión Europea ha comunicado su intención de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% con respecto al año 1990, en línea con el Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático. Los demás Estados miembros (salvo Chipre y Malta, que no tienen que cumplir objetivos) también han superado sus objetivos en el marco de Kioto I, en algunos casos por un amplio margen. A medida que ha ido pasando el tiempo, más y más países se han unido a la lucha contra el cambio climático. Es necesario una acción conjunta para poder parar los desastres que están generando los gases de efecto invernadero en nuestro Planeta.

2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El objetivo principal del proyecto es el dimensionamiento de la instalación completa de valorización energética de los lodos de EDAR mediante el diseño de cada una de las plantas que la componen:

- ✓ Planta de cogeneración para el secado de los lodos.
- ✓ Planta de biomasa para la valorización energética de los lodos.

Con esto se pretende dar una utilidad al residuo. En vez de simplemente tratarlo y depositarlo en un contenedor o en un vertedero, se le da uso como combustible ecológico capaz de generar energía eléctrica, y se utiliza la cogeneración para producir el calor necesario para el proceso de tratamiento de los fangos.

Además, el proyecto consta de una serie de objetivos adicionales que están encaminados a la consecución de una energía más limpia y respetuosa con el medio ambiente, cumpliendo con el Protocolo de Kioto, tal y como se ha comentado en la introducción. Es por ello que el proyecto tiene como objetivos secundarios:

- **Ofrecer una solución viable al problema de los lodos.** La generación de residuos urbanos es cada vez mayor, siendo un inconveniente su recogida y manipulación. Son tales las cantidades de residuos que se generan que se hace necesaria una solución capaz de gestionarlos. A través de la valorización energética, se les da una salida viable a los lodos y se genera electricidad respetando el medio ambiente.
- **Generación de energía eléctrica a partir de una fuente renovable.** La biomasa es una de las energías renovables más útiles que existen, ya que permite utilizar como combustible o materia prima restos o residuos que de otra manera no aportarían ningún valor.
- **Reducción de la dependencia de combustible exterior.** Al utilizar los lodos obtenidos de las aguas residuales urbanas como combustible, no es necesaria la importación de

otros combustibles exteriores, de manera que, además de obtener una energía más limpia, a la larga puede suponer un ahorro económico.

- **Cumplimiento con el protocolo de Kioto.** Tal y como se ha comentado anteriormente, uno de los temas que más preocupación causa a día de hoy es la generación de gases de efecto invernadero. Al utilizar la biomasa como energía alternativa, se da el proceso de neutralidad de CO₂, por lo que su carga contaminante es nula.

3. ANTECEDENTES

La generación de residuos es una de las cuestiones más complejas a las que se enfrentan diferentes comunidades. Todas las ciudades están obligadas a depurar las aguas residuales que generan, y el problema se agranda a medida que los núcleos urbanos son más grandes. Por esta razón, se hace indispensable una gestión eficiente de los residuos, invirtiendo toda la cantidad de dinero necesaria para lograr su éxito.

Hoy en día estas estaciones de depuración se han convertido en instalaciones de vital importancia. Los grandes problemas de contaminación que sufre el planeta hacen que se deba tener mucho cuidado con todos los gases o compuestos que se generan, y se deba elaborar un plan muy preciso para su tratamiento. Debido a esto, las EDAR deben cumplir las exigencias de la Unión Europea en materia de tratamiento de aguas residuales.

Tal y como se ha comentado anteriormente, una EDAR es una instalación en la que se realizan los diferentes tratamientos necesarios a las aguas residuales para su posterior uso, obteniendo además como subproductos lodos y gases. Pero el proceso no se limita a eso, ya que esos subproductos que genera la planta pueden ser empleados en diferentes sectores:

- ❖ Digestión para uso en agricultura.
- ❖ Depósito en vertedero.
- ❖ Compostaje.
- ❖ Incineración.

Estas diferentes alternativas deben ser analizadas en función del lugar en el que esté situada la EDAR. Para su uso agrícola es necesaria una región que practique una agricultura extensiva, mientras que el depósito en vertedero supone un coste elevado y medioambientalmente no viable, por lo que se deben estudiar cada uno de los escenarios para tomar una decisión. Otra de las posibilidades es la de incineración, de manera que se queman esos lodos obtenidos como

subproducto para generar energía. Los fangos que se obtienen, una vez finalizan el tratamiento en la EDAR, se utilizan como combustible para obtener energía eléctrica.

En el caso de la incineración, uno de los problemas es la humedad de los lodos de salida. Estos fangos salen con mucha agua, de manera que es necesario secarlos. De esta forma, este tipo de instalación constará de dos procesos energéticos:

- **Biomasa.** La incineración de los lodos permite hacer uso de una energía renovable para la generación de energía eléctrica. De esta forma, le habremos dado al fango generado un uso respetuoso con el medioambiente.
- **Cogeneración.** A partir de los humos del motor o de la turbina se realiza la operación de secado, lo que permite introducir los lodos a la caldera con una humedad aceptable para su quemado. Esto permite obtener unos ahorros energéticos y económicos muy importantes, y la cogeneración queda totalmente justificada.

4. DESCRIPCIÓN DE UNA EDAR

4.1. Introducción y tratamiento de las EDAR

Una Estación Depuradora de Aguas Residuales es una instalación cuya función básica es recoger las aguas residuales de una determinada región, tanto urbanas como industriales, para someterlas a un tratamiento con el objetivo de reducir sus niveles de contaminación hasta alcanzar los límites legalmente establecidos.

A este tipo de instalaciones llega una materia prima, como pueden ser aguas residuales de una determinada población, y sale un producto, el agua tratada, y subproductos, como pueden ser fangos y gases. En el siguiente esquema se representa la EDAR, la materia prima de entrada y los productos de salida:

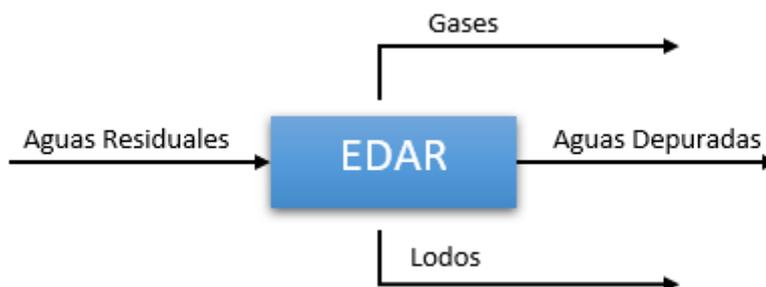


Ilustración 1. Esquema general EDAR

Como ya se ha comentado, el objetivo principal de una EDAR es realizar una serie de tratamientos a las aguas residuales para obtener una serie de productos, los cuales tendrán unos fines determinados. Además, también se contemplan como objetivos:

- Protección del medioambiente a través de la reducción de la contaminación de las aguas tratadas.

- Eliminación de sólidos en suspensión, como pueden ser grasas, aceites o arenas.
 - Eliminación de compuestos nocivos para la salud como amoníaco o fósforo.
- Ahorro energético gracias a un sistema correcto de depuración de las aguas.
- Aprovechamiento eficiente de los subproductos que se obtienen tras el tratamiento de las aguas contaminadas.

En el tratamiento existen dos productos finales: el agua depurada y el sólido o fango residual. Además de estos, también se pueden formar una serie de gases que no se suelen tener en cuenta, ya que se evacúan de forma inocua a la atmósfera.

En primer lugar, las aguas residuales que llegan a una EDAR son de una procedencia muy diversa. En función de su origen, el tipo de tratamiento a efectuar puede sufrir variaciones que hay que tener en cuenta. En una EDAR se pueden encontrar, por lo menos, tres tipos de corrientes acuosas

1. Vertidos acuosos industriales.

Pueden tener una naturaleza muy diversa incluso dentro de una misma fábrica o proceso. Es conveniente abordar la depuración o tratamiento de las diversas corrientes separadamente, pero sin embargo en la mayor parte de los casos esta opción no es viable y acaban mezclándose corrientes de muy diversa naturaleza.

2. Aguas pluviales o de escorrentía

Se recogen de un estanque o depósito donde debe controlarse su calidad. En caso de no encontrarse presencia de tóxicos se evacúan directamente a la red de alcantarillado.

3. Aguas sanitarias

Se deben enviar a la red de colectores que la autoridad local debe proveer para recoger las aguas de la zona de la EDAR.

Cada una de estas corrientes requiere de un tratamiento específico, por lo que lo ideal es no mezclarlas y tratar cada una de ellas por separado. A pesar de que la legislación obliga a tener redes separadas, en la realidad la falta de infraestructura hace que habitualmente se mezclen las diversas corrientes. Esto lo único que hace es aumentar los costes y dificultar el trabajo posterior de tratamiento, ya que es más fácil eliminar un componente individual de una corriente de bajo volumen y alta concentración. Además, la mezcla puede generar gases tóxicos, inflamables o nuevos compuestos. Debido a esto, se utilizan diferentes equipos de mezcla con el objetivo de introducir las aguas residuales en la EDAR en las mejores condiciones posibles.

En cuanto al tratamiento de las aguas residuales que llegan a la EDAR, este consta de cuatro fases o etapas bien diferenciadas:

- ✓ Pretratamiento.
- ✓ Tratamiento primario.
- ✓ Tratamiento secundario.
- ✓ Tratamiento terciario o avanzado.

El objetivo del tratamiento no es más que corregir las características no deseables de dichas aguas, es decir, los contaminantes, de tal manera que su uso posterior pueda darse de acuerdo a la legislatura vigente. De esta forma, lo que se busca es eliminar sólidos en suspensión, material orgánico biodegradable y organismos patógenos o metales pesados.

En el siguiente esquema se muestra, de manera general, cual es el proceso a seguir y el objetivo en cada una de las fases de la línea del agua:

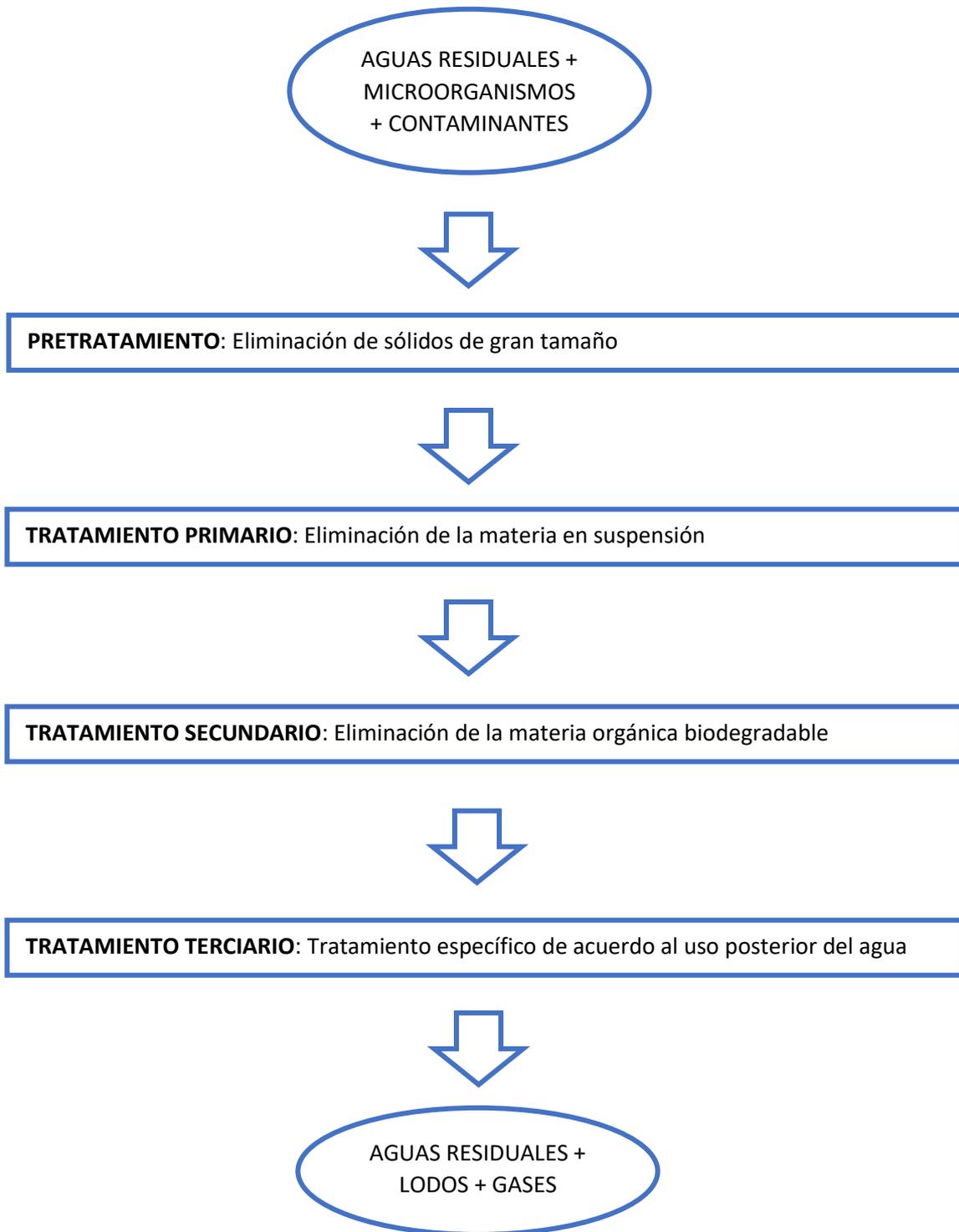


Ilustración 2. Ciclo línea de agua

Por otra parte, en el proceso de tratamiento de las aguas residuales se generan una serie de lodos, en los cuales se concentra toda esa contaminación eliminada del agua y cuyo tratamiento

y eliminación se hace difícil. Los dos principales focos de producción de fangos son el tratamiento primario y el tratamiento secundario.

Estos fangos presentan las siguientes características:

- ❖ Poseen una **gran cantidad de agua**, entorno al 95-99%, por ello ocupan un volumen importante.
- ❖ Poseen **gran cantidad de materia orgánica**. Esto genera malos olores, ya que entran en descomposición rápidamente.
- ❖ Contienen una **gran cantidad de organismos patógenos**, por lo que pueden ser causantes de numerosas enfermedades.

En función de la utilidad que se le vayan a dar a los fangos, el proceso de tratamiento de estos seguirá un camino determinado. En el caso de la incineración, por lo general, pueden darse tres fases dirigidas a reducir lo máximo estos problemas y tratarlos adecuadamente:

- ✓ Espesamiento.
- ✓ Deshidratación.
- ✓ Secado.

En el siguiente esquema se muestra de manera esquemática la línea de tratamiento que deben seguir los fangos en una EDAR:

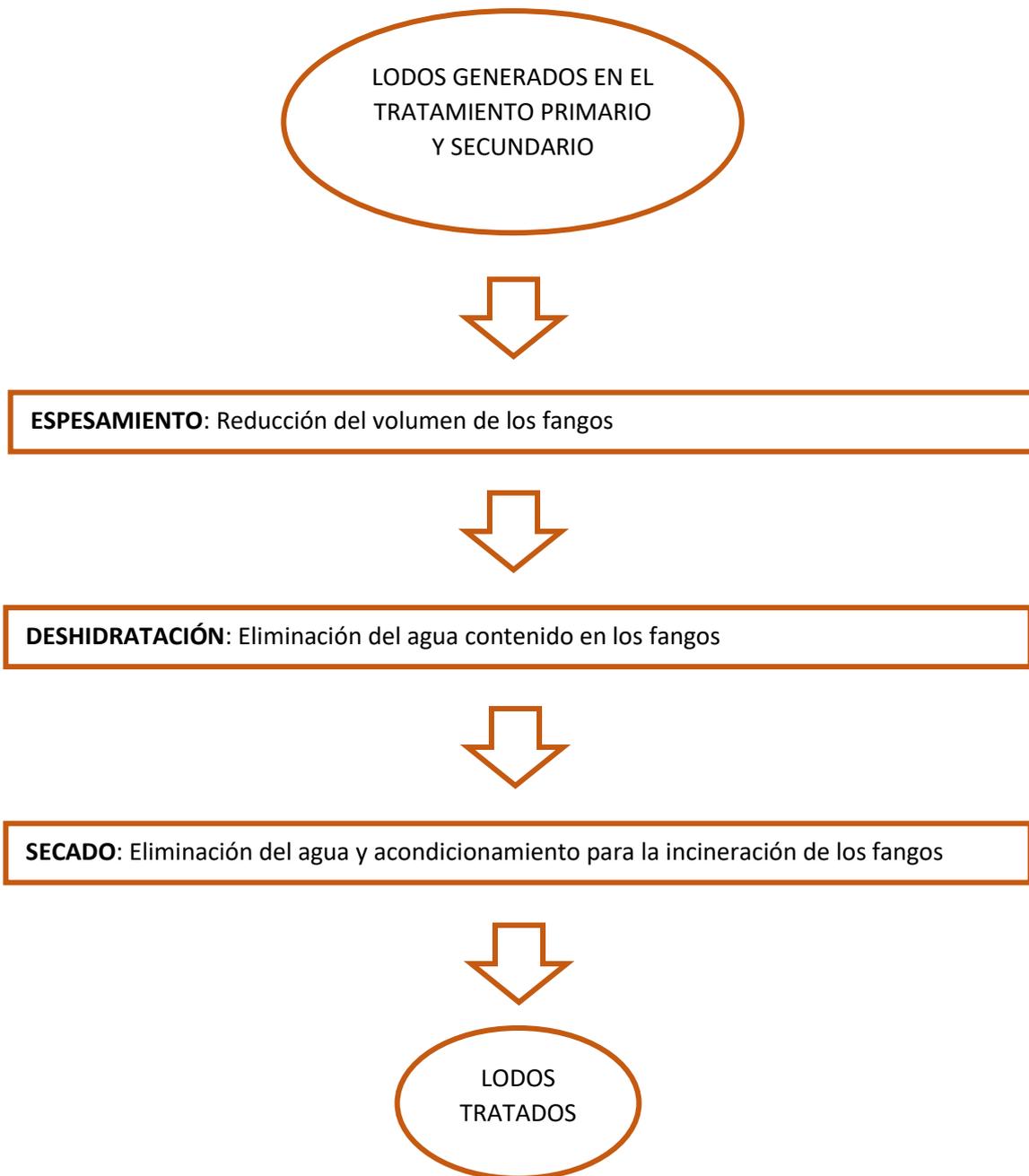


Ilustración 3. Ciclo línea de fangos

Son procesos que, de no realizarlos de la manera adecuada, pueden suponer una gran amenaza para su entorno, de manera que deben estar perfectamente controlados. Por otro lado, de nada sirve todo este tratamiento si posteriormente se vierten esos fangos ya tratados en cualquier río o vertedero.

En la siguiente figura se muestra el diagrama unifilar que siguen las aguas residuales al entrar en la EDAR, con todos los procesos previamente explicados:

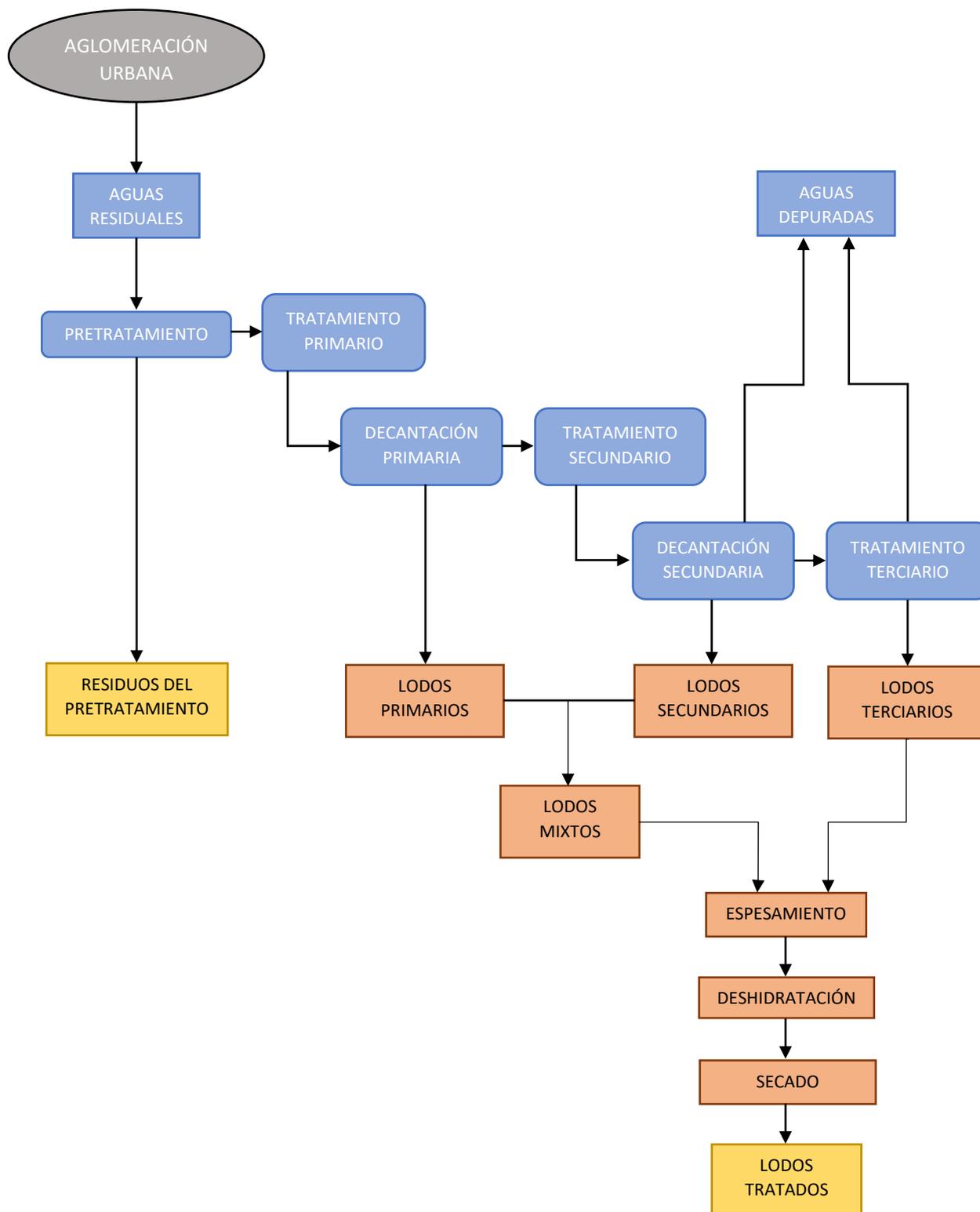


Ilustración 4. Funcionamiento EDAR completa

4.2. Línea de agua

4.2.1 Pretratamiento

Engloba a aquellos procesos que se sitúan a la entrada de la planta depuradora para eliminar residuos sólidos, arenas y grasas, que de no ser separados dañarían mecánicamente los equipos de las siguientes fases de tratamiento y sedimentarían en las tuberías y conductos de la instalación. Las principales operaciones de pretratamiento son: desbaste, desarenado y desengrasado.

Desbaste

Es una operación en la que se eliminan los sólidos de mayor tamaño del agua residual. El agua se hace pasar por rejillas o tamices y tiene como objetivo separar todos aquellos materiales de tamaño excesivamente grueso que además de representar por sí una forma de contaminación (sólidos en suspensión), pueden dañar u obstaculizar las fases sucesivas de tratamiento. Existen diferentes tipos de dispositivos para ser utilizados, en función de la materia que se quiera eliminar y de su tamaño:

- Rejillas de gruesos.
- Rejillas de finos.
- Rejillas de extrafinos.
- Microtamices.



Ilustración 5. Rejilla de gruesos

Desarenado

El proceso de desarenado se utiliza para separar la arena o grava arrastrada en suspensión por la corriente. Esta arena origina depósitos en canales y tuberías, abrasión y desgaste sobre los elementos mecánicos en movimiento y dificulta la eliminación y digestión de los lodos separados en los tanques de sedimentación al aumentar su densidad.

En cuanto a los equipos utilizados en esta etapa del proceso, se pueden distinguir los siguientes tipos de desarenadores:

- Canales desarenadores: consisten en hacer pasar el agua residual a través de un canal, de manera que se produzca la decantación de las arenas en el fondo del canal, manteniendo en suspensión por arrastre los sólidos en suspensión.



Ilustración 6. Canal desarenador

- Desarenadores aireados: consiste en un canal que dispone de un colector provisto de difusores que crean un movimiento de tipo helicoidal al agua a su paso por el equipo. Las partículas más pesadas, caen en el fondo, y el giro del agua mantiene en suspensión las partículas orgánicas, sacándolas del tanque.
- Desarenadores vortex: la forma del equipo obliga al agua a seguir una trayectoria circular tipo vortex dentro de un tanque circular de corto tiempo de retención, de forma que las partículas de arena decantan.

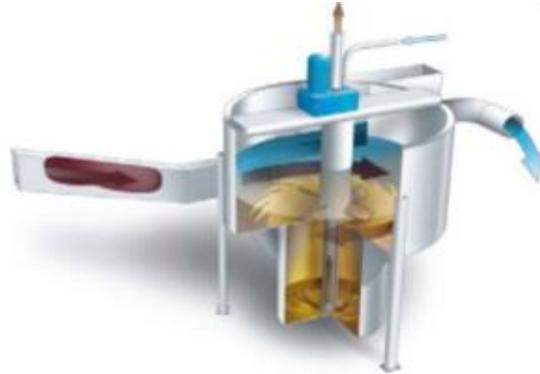


Ilustración 7. Desarenador vortex

Desengrasado

El desengrasado consiste en la separación de las grasas y aceites arrastrados por el agua residual. Las grasas en las aguas residuales crean numerosos problemas en el proceso de depuración, entre los que destacan:

- ❖ Adhesión a equipos, conductos o depósitos, dificultando la depuración.
- ❖ Obstrucción de las rejillas finas.
- ❖ Formación de una capa en la superficie de los decantadores que dificulta la sedimentación.

Normalmente, la operación de desengrasado se lleva a cabo en el mismo recinto del desarenador, creando una zona de tranquilización donde se acumulan las grasas en su superficie, evacuándose por vertedero o barrido superficial.

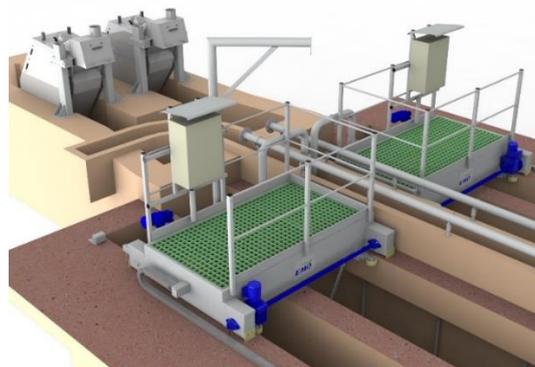


Ilustración 8. Instalación de desengrasado

4.2.2 Tratamiento primario

Los tratamientos primarios son aquellos que eliminan los sólidos en suspensión presentes en el agua residual. Los principales procesos físico-químicos que pueden ser incluidos en el tratamiento primario son los siguientes: sedimentación, flotación y coagulación – floculación.

Sedimentación

Es un proceso físico de separación que hace que una partícula más densa que el agua tenga una trayectoria descendente, depositándose en el fondo del sedimentador. Esta operación será más eficaz cuanto mayor sea el tamaño y la densidad de las partículas a separar del agua, es decir, cuanto mayor sea su velocidad de sedimentación.

La forma de los equipos donde llevar a cabo la sedimentación es variable, en función de las características de las partículas a sedimentar:

- Sedimentadores rectangulares.
- Sedimentadores circulares.
- Sedimentadores lamelares.



Ilustración 9. Planta de sedimentación

Flotación

La flotación permite separar la materia sólida o líquida de menor densidad que la del fluido, por ascenso de ésta hasta la superficie del fluido, ya que, en este caso, las fuerzas que tiran hacia arriba (rozamiento y empuje del líquido) superan a la fuerza de la gravedad. Se generan pequeñas burbujas de gas (aire), que se asociarán a las partículas presentes en el agua y serán elevadas hasta la superficie, donde son arrastradas y sacadas del sistema.

En el tratamiento de aguas se utiliza aire como agente de flotación, y en función de cómo se introduzca en el líquido, se tienen dos sistemas de flotación:

- Flotación por aire disuelto (DAF): En este sistema el aire se introduce en el agua residual bajo una presión de varias atmósferas.
- Flotación por aire inducido: La operación es similar al caso anterior, pero la generación de burbujas se realiza a través de difusores de aire.

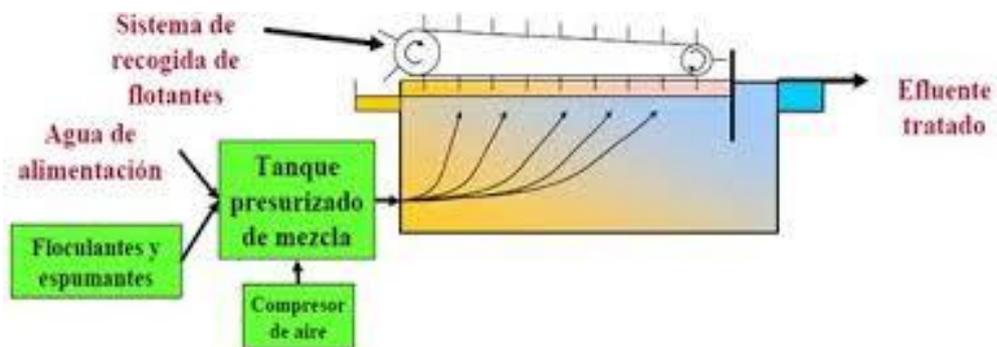


Ilustración 10. Proceso de flotación

Coagulación – floculación

En muchos casos, parte de la materia en suspensión está formada por partículas de muy pequeño tamaño, lo que conforma una suspensión coloidal. Estas suspensiones coloidales suelen ser muy estables, en muchas ocasiones debido a interacciones eléctricas entre las partículas. Por tanto, tienen una velocidad de sedimentación extremadamente lenta, por lo que haría inviable un tratamiento mecánico clásico.

Una forma de mejorar la eficacia de todos los sistemas de eliminación de materia en suspensión es la adición de ciertos reactivos químicos que, en primer lugar, desestabilicen la suspensión coloidal (coagulación) y a continuación favorezcan la floculación de las mismas para obtener partículas fácilmente sedimentables. Los coagulantes suelen ser productos químicos que en solución aportan carga eléctrica contraria a la del coloide.

4.2.3 Tratamiento secundario

El tratamiento secundario de depuración constituye una serie de importantes procesos de naturaleza biológica de tratamiento de las aguas residuales que tienen en común la utilización de microorganismos (entre las que destacan las bacterias) para llevar a cabo la eliminación de materia orgánica biodegradable, tanto coloidal como disuelta, así como la eliminación de compuestos que contienen elementos nutrientes (N y P).



Ilustración 11. Depuración secundaria

Los procesos aerobios se basan en la eliminación de los contaminantes orgánicos por su transformación en biomasa bacteriana, CO₂ y H₂O. Los procesos anaerobios transforman la sustancia orgánica en biogás, mezcla de metano y CO₂. Algunos de los más importantes son:

- **Lechos Bacterianos:** consiste en poner el agua residual en contacto con un material inerte o soporte donde se adhieren los microorganismos. El crecimiento de la biomasa

provoca que parte de los microorganismos se desprendan de la superficie, y, por lo tanto, seguirá siendo necesaria una sedimentación posterior para su separación del efluente.

- **Fangos Activos:** consiste en poner en contacto en un medio aerobio, normalmente en un tanque de aireación, el agua residual con flóculos biológicos previamente formados, en los que se adsorbe la materia orgánica y donde es degradada por las bacterias presentes.
- **Reactores Discontinuos Secuenciales:** son reactores discontinuos en los que el agua residual se mezcla con un lodo biológico en un medio aireado. Los procesos unitarios que intervienen son idénticos a los de un proceso convencional de fangos activados.
- **Digestión Anaerobia:** proceso anaerobio de biomasa suspendida. Consiste en la descomposición de la materia orgánica, que genera como producto final un gas de alto contenido energético, llamado biogás, formado fundamentalmente por metano (60-80%), dióxido de carbono (40-20%) y trazas de otros elementos como sulfuro de hidrógeno. Este biogás es susceptible de ser utilizado como combustible y es otra de las utilidades posibles para los lodos.

4.2.4 Tratamiento terciario

La finalidad de los tratamientos terciarios es eliminar la carga orgánica residual y aquellas otras sustancias contaminantes no eliminadas en los tratamientos secundarios, como, por ejemplo, los nutrientes, fósforo y nitrógeno.

Algunos procesos empleados como tratamientos terciarios son:

- **Intercambio iónico:** operación en la que se utiliza un material que es capaz de retener sobre su superficie los iones disueltos en el agua, mantenerlos temporalmente unidos a la superficie, y cederlos frente a una disolución con un fuerte regenerante.

- **Adsorción:** consiste en la captación de sustancias solubles en la superficie de un sólido. El adsorbente más utilizado en el tratamiento de aguas es el carbón activo.
- **Ósmosis inversa:** consiste en aplicarle a la disolución concentrada una presión superior a la osmótica, produciéndose el paso de disolvente (agua) desde la disolución más concentrada a la más diluida hasta alcanzar un nuevo equilibrio.
- **Oxidación avanzada:** consiste en una oxidación química en condiciones suaves de presión y temperatura hasta la mineralización completa de contaminantes.

4.3. Línea de fangos

4.3.1 Espesamiento

Con este proceso se busca reducir el volumen de fangos a través de la eliminación de agua. Gracias a esto, además de reducir el volumen de los tanques que contendrán los fangos posteriormente, también se reduce la cantidad de calor que se necesita para procesos, con lo cual se ahorra dinero y energía.

Espesamiento por gravedad

El lodo entra en el centro del espesador y los sólidos decantan en una carpa en el fondo. Una rasqueta móvil mueve los lodos. La eliminación de burbujas y la agitación de la capa producen el espesamiento. Si el lodo se mantiene demasiado tiempo puede hacerse anaerobio y alcanzar la superficie del tanque.



Ilustración 12. Espesador de gravedad

Espesamiento por flotación

En los espesadores por flotación, se inyecta aire presurizado por la parte inferior de los mismos, haciendo que se formen pequeñas burbujas de aire que se adhieren a las partículas finas,

haciendo que estas asciendan a la parte superior. Una vez allí son barridas por rasquetas, hasta una tolva de recogida.

4.3.2 Deshidratación

Consiste en la eliminación de la mayor cantidad de agua posible, mediante un medio físico, de manera que se facilite el transporte y manejo de los lodos.

Filtro de prensa

El filtro prensa es un dispositivo de separación sólido-líquido que funciona según el principio de filtración a alta presión mediante un medio filtrante de malla relativamente tupida. La filtración se realiza por presión en cámaras estancas.



Ilustración 13. Filtro de prensa

La ventaja de esta técnica relativamente antigua reside en la producción de una torta, generalmente de más de un 30% de contenido en materia seca.

Centrífuga

Los fangos se pueden separar en dos fases distintas mediante la aplicación de una fuerza centrífuga, sin la barrera de un medio filtrante como con los filtros previamente explicados. El fango acondicionado se introduce en el equipo, a medida que un distribuidor giratorio reparte el fango hacia la periferia y lo impulsa en el espacio anular entre la cubeta y el tornillo. Por el efecto de la fuerza centrífuga, las partículas pesadas decantan y se depositan contra la pared interior de la cubeta.

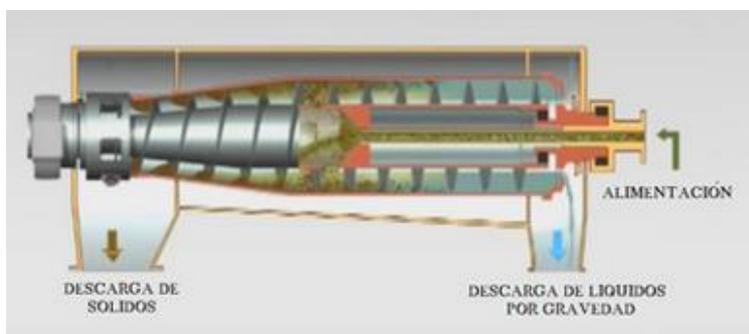


Ilustración 14. Centrifuga

4.3.3 Secado

Por último, el secado permite eliminar una cantidad de agua que el proceso de deshidratación es incapaz de evaporar, permitiendo el uso de los fangos como residuo a incinerar.

Secado térmico convencional

En ellos la fuente de calor puede ser la combustión directa de un combustible convencional o el aprovechamiento del calor residual de los gases de escape y el agua caliente procedentes de un motor o turbina de cogeneración. Existen numerosos sistemas de secado cuyo principio de funcionamiento se basa en la transmisión de calor, ya sea por conducción de calor (contacto del fango con la estructura metálica caliente del secador), por convección (donde la corriente de aire de gases calientes entra en contacto con la masa de fangos a secar) y por radiación (donde la gran temperatura de la estructura metálica del secador emite radiación contra el fango a secar). En el mundo industrial lo normal es que el principio de funcionamiento de los secadores sea una combinación de uno o más de los sistemas descritos anteriormente. En todos los casos el vapor de agua y compuestos volátiles son transferidos a una corriente de gases que debe circular en circuito cerrado. Hay que señalar que, en España, lo más habitual es usar la cogeneración como fuente de calor para el secado térmico.



Ilustración 15. Secadero

5. ALTERNATIVA SELECCIONADA

La generación de residuos, debido a la gran cantidad de los mismos que se generan, es un tema que requiere de una importante gestión. Hoy en día, debido al tamaño de las grandes ciudades, la cantidad de basuras, plásticos o vidrio que acaba en los contenedores es muy elevada. Dentro de estos, uno de los residuos con mayor volumen de generación son los lodos.

Una vez tratados, los lodos pueden cumplir diferentes funciones, siendo las alternativas muy variadas. Dentro de estas, las más empleadas son:

5.1. Digestión para producción de biogás

Uno de los posibles fines de los lodos está relacionado con la producción de biogás, ya que pueden ser utilizados como combustible alternativo una vez tratados.

El método más utilizado para llevar a cabo esta operación es la digestión anaerobia. Esta técnica consiste en una fermentación microbiana en ausencia de oxígeno que da lugar a biogás (formado principalmente por metano o dióxido de carbono) y un material estabilizado conocido como fango digerido. Las principales ventajas de esta alternativa son:

- Estabilización del residuo obtenido tras la digestión anaerobia, lo que hace posible su uso material para compostaje, abono...
- Generación de biogás como combustible para calderas y motores de cogeneración en las plantas de tratamiento.
- Reducción del volumen de fangos.

5.2. Depósito en vertedero

La alternativa más simple para la gestión de lodos es su deposición en vertedero. Mediante esta opción, simplemente se deben depositar los residuos finales de las EDAR en lugares acondicionados para ello. Entre sus principales desventajas se pueden encontrar:

- Bajo valor añadido
- Pago de impuestos y tasas
- Poco respetuoso con el entorno

5.3. Compostaje

El compostaje de lodos de EDAR, junto con la adición de un agente desestructurante, permite obtener un producto de enorme potencial agronómico que puede aplicarse sin riesgos de fitotoxicidad, y que presenta una materia orgánica estable y un contenido de elementos nutritivos óptimo para la planta. Su uso está muy extendido al obtenerse a partir de un proceso simple y poco costoso.

5.4. Incineración

Por último, se tiene la incineración. A partir de esta alternativa se consigue una reducción de los lodos de entre el 70 y 90 %, y se puede generar energía eléctrica, utilizando dichos fangos como combustible.

Dentro de las diferentes opciones, la incineración cobra una gran importancia debido a las numerosas ventajas que ofrece respecto al resto de alternativas, como, por ejemplo:

- **Eliminación de una gran cantidad de lodos**

Mediante esta técnica es posible eliminar alrededor del 80% de los lodos finales de la EDAR, por lo que se convierte en una de las alternativas más eficaces a la hora de eliminar dicho residuo.

- **Posibilidad de obtener mayor cantidad de energía**

Tal y como ya se ha explicado, el objetivo de la incineración de lodos de EDAR no solo es deshacerse de dichos residuos, sino también generar una determinada cantidad de energía eléctrica, por lo que se les aporta un valor añadido a los mismos.

- **Alternativa probada, de manera que su uso está extendido y no suele dar problemas**

No se trata de una técnica nueva, por lo que prácticamente no hay incertidumbre respecto a su uso. De esta forma, la probabilidad de éxito es mayor y es probable que los diferentes problemas que puedan aparecer tengan una solución viable.

- **Zona de población alta**

Si la zona en la que se instala la planta de valorización energética tiene una alta densidad de población, la cantidad de lodos que llegan a la EDAR es mayor a medida que dicha población aumenta, por lo que la cantidad de combustible disponible también aumenta.

- **Eliminación de todos los lodos a cambio de una energía limpia**

Además de deshacerse de un residuo y darle un determinado valor, la incineración de lodos está considerada como una energía limpia. Los lodos pertenecen al grupo de la biomasa, que alude a toda la materia orgánica procedente de plantas y desechos susceptible a transformarse en energía. Como sus emisiones son consideradas neutras, se puede afirmar que se trata de una energía respetuosa con el medio ambiente.

Por tanto, se concluye finalmente que la alternativa más adecuada para realizar la gestión de los lodos es la incineración de los mismos, ya que es la opción que mejor se adecua a las características de la zona y posee diferentes ventajas frente a las otras alternativas.

6. RESIDUOS GENERADOS. LODOS

Las características de los lodos de depuración de una EDAR son diferentes en función de si se han tratado aguas de procedencia industrial, urbana o agrícola. Su análisis será por tanto diferente en cada uno de los casos y serán diferentes los análisis a realizar en función del uso que se les vaya a dar a dichos lodos.

6.1. Análisis de los lodos

El análisis de lodos consiste en obtener diferentes datos de los compuestos o elementos contenidos en esos lodos, para verificar que sean aptos para un determinado uso. Cabe destacar que este tipo de análisis se hace generalmente cuando los lodos van a tener un uso agrícola, por lo que simplemente se mencionarán los tipos de análisis principales.

Parámetros agronómicos

Es importante obtener información relativa a la composición de los lodos cuando van a utilizarse en suelo agrícola. La medida de los siguientes parámetros se hace imprescindible:

- pH
- Conductividad eléctrica
- Carbono
- Nitrógeno
- C/N
- Hierro

Metales Pesados

Se establecen valores límites para la aplicación de los lodos de depuración a suelo agrícola ya que es la opción de tratamiento de los lodos más restrictiva. Estos límites son marcados por el Real Decreto 1310/1990.

- Cadmio
- Cobre
- Níquel
- Plomo
- Cinc

Microorganismos patógenos

El estudio de estos microorganismos vuelve a ser importante sobre todo si pueden limitar su uso agrícola. Aunque a diferencia de con los metales pesados, con los microorganismos patógenos no existe normativa.

- Salmonella
- Escherichia Coli
- Coliformes totales y fecales

Microcontaminantes orgánicos

Es necesario tener información de los posibles contaminantes orgánicos que puedan existir en los lodos, con el fin de tener herramientas para combatirlos y estar preparados:

- AOX: Compuesto orgánicos halogenados
- DEHP: Di(2-Ethilhexil)-Ftalato
- NPEs: Nonilfenol y nonilfenoletoxilados
- LAS: Sulfatos de alquilbenceno lineales
- PAHs: Hidrocarburos aromáticos policíclicos
- PCDD/Fs: Dioxinas y furanos

6.2. Análisis de residuos orgánicos

Los lodos, una vez atraviesan los diferentes tratamientos de la EDAR, poseen una serie de parámetros físico-químicos en función de las operaciones a las que han sido sometidos y de su procedencia. La caldera a utilizar en la valorización energética de los lodos variará en función de dichas características, por lo que el estudio de los fangos es una tarea imprescindible a la hora de diseñar la planta de valorización energética.

A continuación, se indican valores medios de los lodos de una EDAR típica.

PARAMETRO	RESULTADO
Resultados sobre materia húmeda	
pH	6,45
Conductividad (mmh/cm)	2,55
Humedad (%)	83
Resultados sobre materia seca	
Materia Orgánica (%) (calcinación)	65,7
Nitrógeno (%)	5,37
Fósforo (%)	0,27
Potasio (%)	0,37
Sodio (%)	0,32
Calcio (%)	4,03
Magnesio (%)	0,54
Cobre (ppm)	80
Manganeso(ppm)	437
Hierro (%)	1,05
Cinc (ppm)	420
Boro(ppm)	26
Cadmio (ppm)	1,1
Cromo(ppm)	289

Níquel (ppm)	21
Plomo (ppm)	43
Mercurio (ppm)	0,21

Tabla 1. Análisis de residuos orgánicos de lodos

Tal y como se aprecia en la tabla, la humedad a la que los lodos salen de la EDAR es muy alta, algo superior al 80%. Estos fangos, al poseer tal cantidad de agua, no pueden introducirse directamente en la caldera, de manera que deben ser secados anteriormente. Por ello, deben pasar por un proceso de deshidratación. Este está compuesto por dos etapas, ambas con el objetivo de reducir el contenido en agua de los lodos. Los equipos a utilizar son:

➤ Filtro de prensa

El objetivo del filtro de prensa es eliminar la mayor cantidad de agua posible realizando un prensado de los lodos. Esta etapa es capaz de eliminar alrededor del 15 % del agua de los lodos.

➤ Secadero

Una vez salen los lodos del filtro de prensa, siguen conteniendo demasiada cantidad de agua como para que la valorización sea rentable, por lo que se introducen en un secadero, cuyo objetivo es el mismo que el del equipo anterior, pero en este caso se pretende eliminar, a partir de un secado convencional, esa cantidad de agua que el filtro de prensa no ha sido capaz de eliminar. Así, los lodos salen del secadero con 25 o 30 % de agua, lo cual permite que su valorización energética sea rentable. Debido a esto, este dispositivo es vital dentro de la instalación, ya que permite eliminar gran cantidad del agua de los lodos, con el objetivo de que su valorización energética sea rentable.

Finalmente, una vez los fangos salen del secadero, su poder calorífico inferior, que es lo que realmente interesa a la hora de valorizarlos energéticamente, será el adecuado para obtener una rentabilidad aceptable.

A continuación, se muestra un esquema con el proceso que deben seguir los lodos para eliminar la cantidad de agua necesaria para que su valorización energética sea viable:

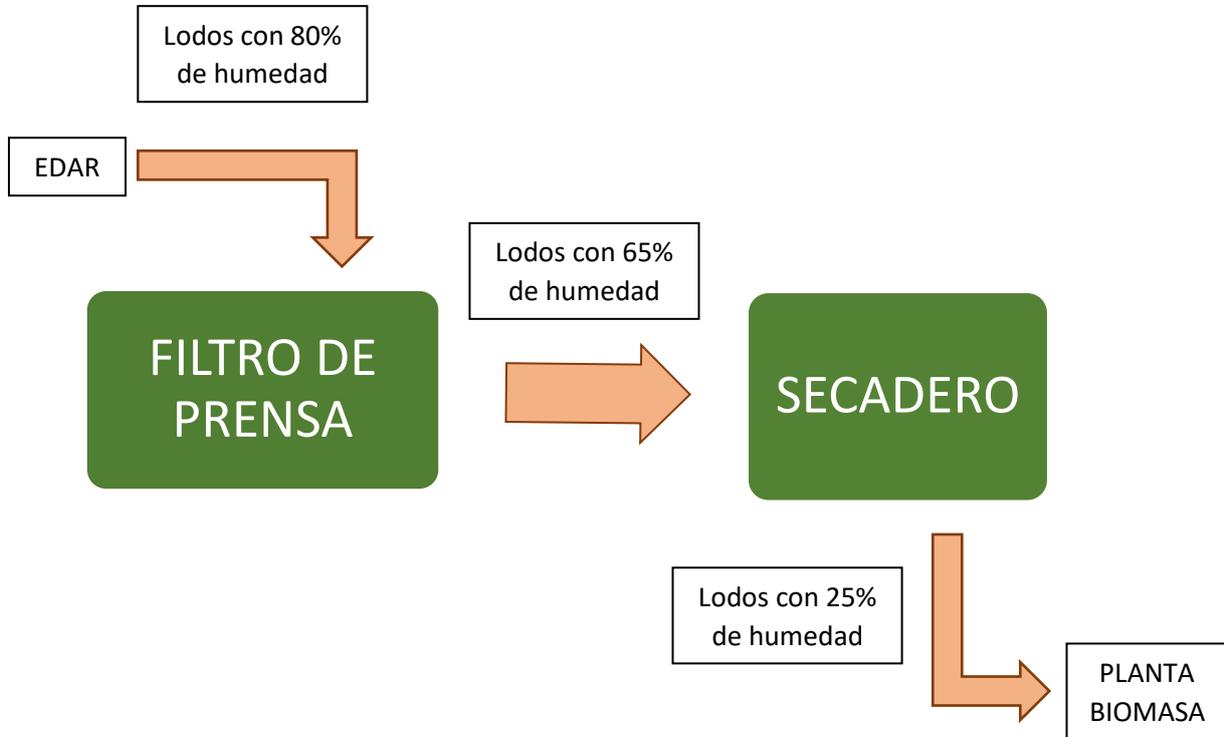


Ilustración 16. Proceso deshidratación lodos

7. DESCRIPCION DE LA INSTALACION

El objetivo principal a conseguir mediante la instalación de la planta de valorización energética de lodos de EDAR es obtener energía a partir de los residuos tratados en dicha estación, de manera que se optimicen y se les dé una salida respetuosa con el medio ambiente. La instalación estará compuesta por dos plantas con finalidades diferentes:

- ❖ Planta de cogeneración.
- ❖ Planta de biomasa.

A continuación, se van a definir dichas instalaciones, tanto el modo de funcionamiento de las mismas, como lo equipos principales que las forman.

7.1. Planta de cogeneración

Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía. Normalmente las energías generadas son electricidad y calor, aunque puede ser también energía mecánica y calor (y/o frío).

La producción simultánea supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumos, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero éste no es aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente.

Las principales características de una planta de cogeneración se definen como:

- a) **Aprovechamiento de varios tipos de energía.** Tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas:
 - i. Menor consumo de combustible.

7.1.1 Instalación de tratamiento de aire

El objetivo de la planta de tratamiento de aire no es más que preparar o acondicionar el aire encargado de llevar a cabo el secado de los lodos. Se podría llegar a pensar que este trabajo lo podrían hacer los humos del motor o la turbina, ya que, a fin de cuentas, se ahorraría toda esta instalación. El inconveniente se encuentra en la contaminación de los gases y los aceites que contienen, que pueden causar accidentes e incendios en el secadero. Es por esta razón por la cual se introduce un intercambiador, de manera que los gases de escape del motor transfieran el calor al aire, que se introduce en dicho equipo en unas condiciones determinadas.

Por otro lado, la razón principal por la que se deba tratar el aire es que sea capaz de absorber toda la cantidad de agua posible de los lodos en el proceso de secado, es decir, los deshidrate lo máximo posible. Para ello, al ser un aire húmedo, se debe someter a diferentes procesos de calentamiento y enfriamiento. El proceso consta de 3 pasos:

1. **Enfriamiento:** el aire húmedo se introduce en condiciones ambientales, y se somete a un proceso de enfriamiento hasta la temperatura de rocío, de manera que el agua contenida en el mismo comience a condensar y la humedad absoluta de dicho aire disminuya. El objetivo de esta operación es obtener el aire más seco posible, para que, una vez en el secadero, sea capaz de arrastrar la mayor cantidad de agua posible.
2. **Purgas:** se purga el agua condensada del aire húmedo para reducir su contenido en humedad.
3. **Calentamiento:** se produce el calentamiento de dicho aire húmedo a partir de los gases de escape del motor. Esta operación se lleva a cabo en el intercambiador de calor.

De esta forma, el aire ya estaría preparado para introducirlo en el secadero. Representando dicha instalación:

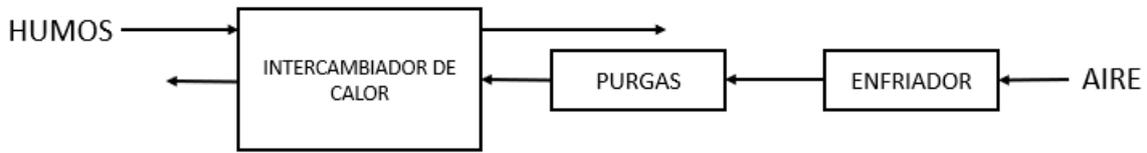


Ilustración 18. Instalación tratamiento de aire

7.1.2 Elemento motor

En función de la cantidad de calor necesario para calentar el aire del secadero se pueden distinguir dos tipos de elementos motores en la planta de cogeneración: motor alternativo y turbina de gas. Se trata de uno de los equipos más importantes de la instalación. Los motores se utilizan para potencias menores y, en consecuencia, para transferir menos calor, mientras que las turbinas se usan para calores más elevados.

1. Motor alternativo de combustión interna (MACI)

El esquema del equipo es el que se muestra a continuación

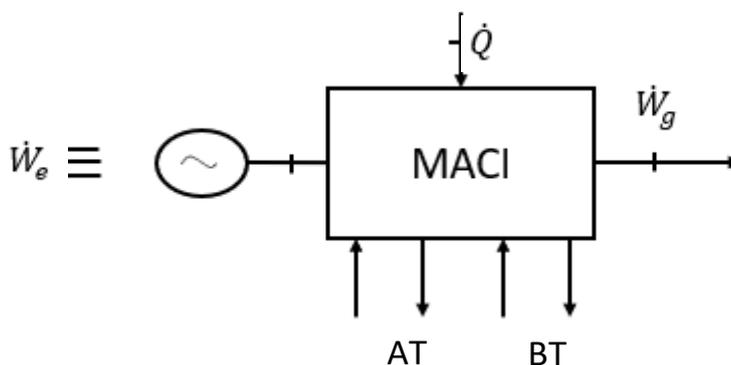


Ilustración 19. Esquema MACI

Los humos de escape salen a unos 400 °C y se pueden reducir hasta los 140 °C para evitar el punto de rocío ácido. Con esto, la potencia térmica que se puede aprovechar de los gases de combustión es:

$$\dot{W}_g = \dot{m}_g \cdot C_{Pg} \cdot (T_g - 140)$$

Siendo el rendimiento energético del 40 – 50 %.

Tal y como se puede observar en el esquema, se distinguen dos circuitos de refrigeración

- A. Circuito de refrigeración de alta temperatura (AT): es el circuito encargado de refrigerar el intercooler del motor. Se utiliza agua y se puede producir un salto térmico de 20 °C. El flujo de agua de salida del circuito puede ser aprovechado por otros dispositivos. Con esto, la potencia térmica que se puede aprovechar es:

$$\dot{W}_{AT} = \dot{m}_{AT} \cdot C_P \cdot \Delta T_{AT}$$

- B. Circuito de refrigeración de baja temperatura (BT): este circuito refrigera el sistema de aceite de lubricación. Normalmente el calor no es aprovechable, pero se calcularía:

$$\dot{W}_{BT} = \dot{m}_{BT} \cdot C_P \cdot \Delta T_{BT}$$

En cuanto a los rendimientos, el reparto de energías en el motor es aproximadamente tal y como se muestra a continuación:

Por último, algunas de las características de los motores MACI son las siguientes:

- No sufren desgaste por arranques y paros
- Son adecuados para uso en momentos específicos.
- Tienen respuesta rápida a cambios súbitos por picos o caída de fuerza.
- Menor pérdida de potencia por altitud sobre el nivel del mar.
- No hay fabricantes para turbinas de gas pequeñas.
- Métodos de arranque:

- Energía eléctrica.
- Compresor: aire comprimido acciona una biela manivela. Para situaciones de emergencia o apagón eléctrico.

2. Turbina de gas

El esquema de la turbina de gas es el siguiente:

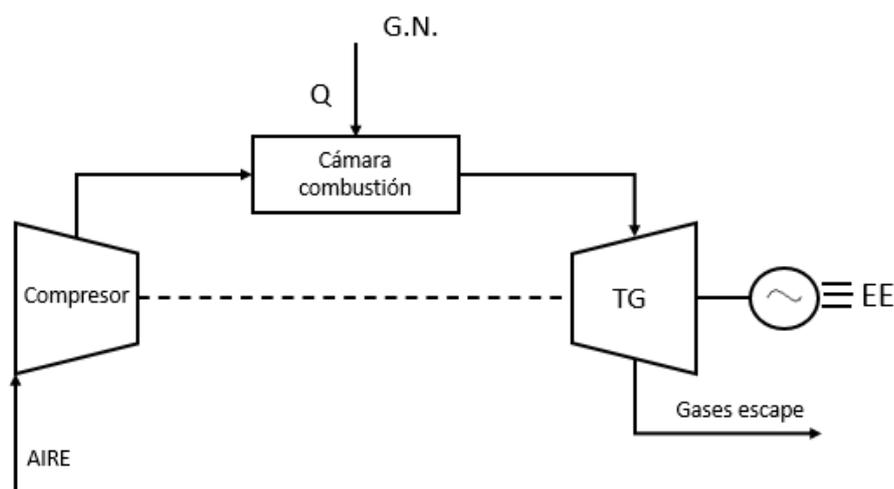


Ilustración 20. Esquema turbina de gas

En este caso los gases de escape salen a unos 500 °C. Los gases residuales se llevan a una caldera de recuperación, a un secadero o a un sistema post – combustión. El rendimiento energético es del 30 – 35 %.

Las turbinas de gas trabajan con mayor exceso de aire que los MACI. De esta forma, al aumentar la proporción de oxígeno en la combustión, se disminuye controladamente la temperatura de combustión en la cámara, y así se evitan los desgastes producidos en los álabes del expansor provocados por las elevadas temperaturas.

Los humos procedentes de turbina de gas, al contener un elevado contenido en oxígeno, se pueden emplear como aire comburente en hornos. Esto no ocurre con los MACI. En la siguiente imagen se muestra un esquema de los humos en un MACI y en una turbina de gas:

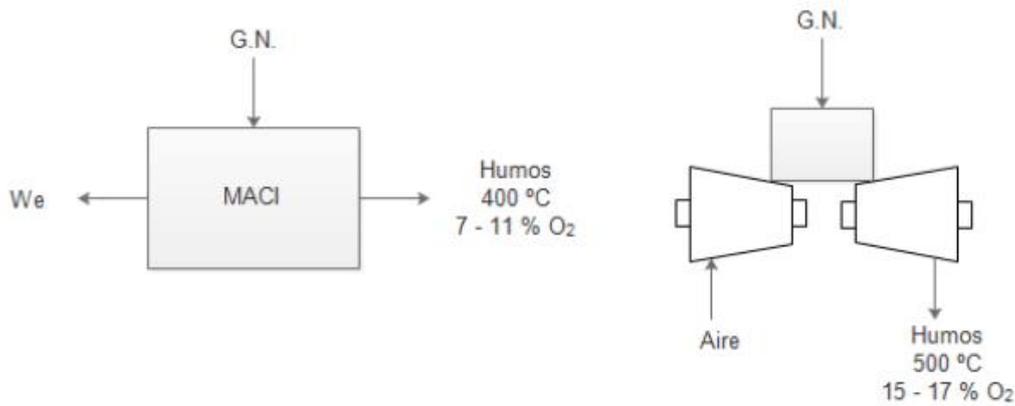


Ilustración 21. Comparativa MACI y Turbina de gas

7.1.3 Secadero

Este equipo se basa en utilizar los gases de escape del elemento motor (indirectamente, ya que es el aire calentado por estos el encargado de secar los lodos) para calentar los lodos y así ahorrar parte de ese consumo eléctrico necesario en el secadero. Con esto se justifica el uso de la cogeneración, ya que el secadero demanda una gran cantidad de energía calorífica para llevar a cabo el secado. De esta forma, se consigue un ahorro económico y se es respetuoso con el medio ambiente.

El secado supone una de las operaciones más importantes a la hora de valorizar lodos de EDAR, ya que, de no realizarlo correctamente, la valorización energética no será rentable. El método más habitual es el denominado secado directo con trómel, y es una tecnología de secado a alta temperatura.

A continuación, se explica el proceso de secado directo con trómel, representando su operación en el esquema siguiente:

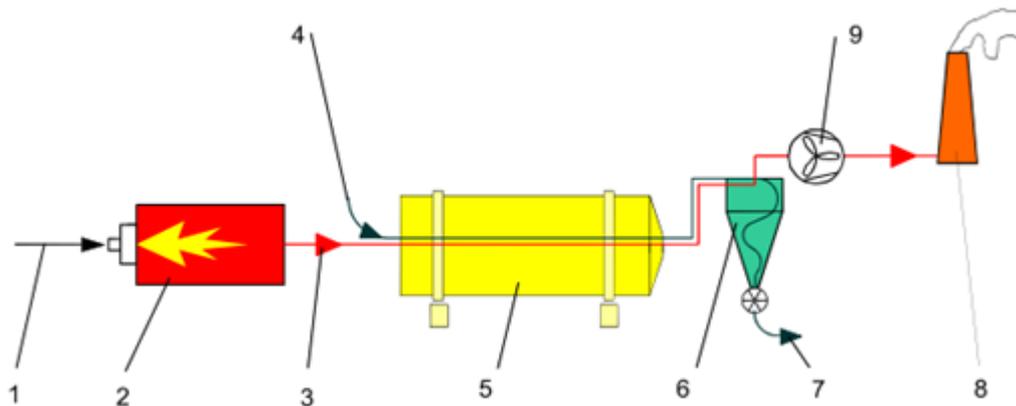


Ilustración 22. Esquema secadero

El producto húmedo (4) se introduce en el trómel (5), donde es transportado mecánica y neumáticamente al mismo tiempo que se deshidrata por medio de los gases calientes (3) que se generan en el elemento motor (2). Las partículas ligeras se transportan rápidamente a través del trómel, mientras que las partículas más pesadas permanecen más tiempo en la corriente de aire caliente, y por lo tanto alcanzan el mismo contenido de humedad a la salida del trómel. El producto (7) se separa de los gases de deshidratación en un cajón decantador y posteriormente en un ciclón (6). Los gases de deshidratación, junto con el agua evaporada, se emiten a la atmósfera directamente a través del ventilador principal (9).

El secadero que se elige es del fabricante PRODESA. Las dimensiones principales del secadero son:

- Longitud: 20m.
- Diámetro: 3m.
- Velocidad de giro: 3 r.p.m.

Mientras que las ventajas más significativas a la hora de trabajar con este equipo son:

- Bajo consumo energético.
- Tecnología totalmente probada.

- Óptima calidad de producto.
- Operación automática.

7.2. Planta de Biomasa

La planta de biomasa es el lugar en el que los lodos van a ser incinerados con el objetivo de obtener energía eléctrica. Dicha instalación va a estar formada por un ciclo Rankine. Éste es el ciclo ideal que sirve de base al funcionamiento de las centrales térmicas, las cuales producen actualmente la mayor parte de la energía eléctrica que se consume en el mundo.

La evolución de las centrales térmicas ha estado condicionada por la búsqueda de mejoras en el rendimiento térmico del ciclo termodinámico. La idea básica detrás de todas las modificaciones para incrementar el rendimiento de un ciclo de potencia es aumentar la temperatura promedio a la cual el calor se transfiere al fluido de trabajo en la caldera, o disminuir la temperatura promedio a la cual el fluido de trabajo cede calor al condensador. Esto se consigue con una selección cuidadosa de las condiciones de operación de la caldera (presión y temperatura a la que genera el vapor), y del condensador (presión de operación), así como con la incorporación de recalentamientos entre diferentes etapas de expansión y calentamientos regenerativos del agua de alimentación.

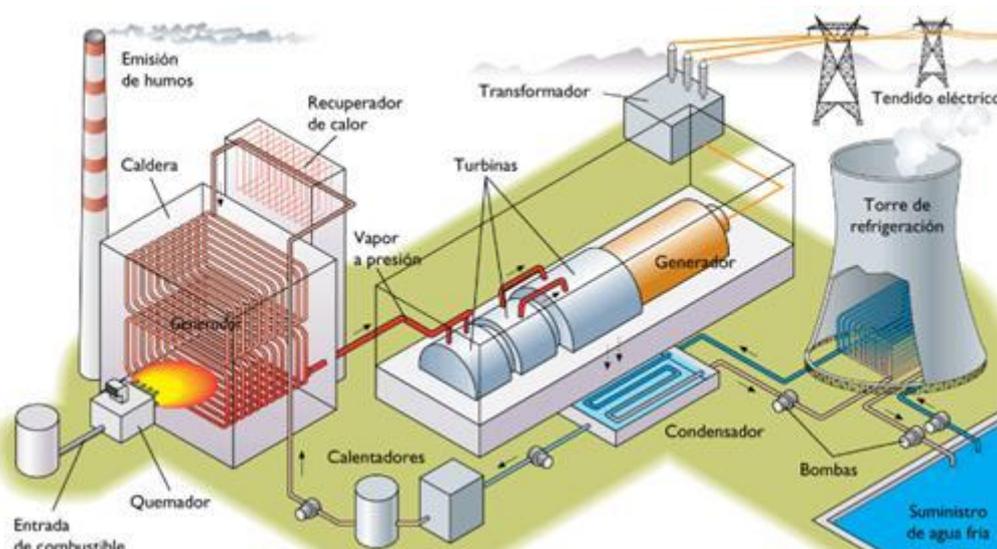


Ilustración 23. Planta biomasa

Este tipo de ciclo utiliza un fluido de trabajo que alternativamente evapora y condensa, normalmente agua, aunque también pueden usarse otros tipos de sustancias. Mediante la quema de un combustible (en este caso lodos), el vapor de agua es producido en una caldera a alta presión para luego ser llevado a una turbina donde se expande para generar trabajo mecánico en su eje, y este, solidariamente unido al de un generador eléctrico, es el que generará la electricidad en la planta. El vapor de baja presión que sale de la turbina se introduce en un condensador, donde condensa y cambia a estado líquido (habitualmente el calor es evacuado mediante una corriente de refrigeración procedente del mar, de un río o de un lago). Posteriormente, una bomba se encarga de aumentar la presión del fluido en fase líquida para volver a introducirlo nuevamente en la caldera, cerrando de esta manera el ciclo.

La elección de este procedimiento es básicamente por dos razones:

- Fácil de controlar.
- Gran valor añadido, por la obtención de energía eléctrica.

Para ello, la instalación de valorización energética va a estar compuesta por diferentes equipos, los cuales compondrán el ciclo Rankine. Los elementos principales de la planta son:

- ❖ Caldera de lecho fluido
- ❖ Turbina de vapor + alternador
- ❖ Condensador
- ❖ Desgasificador
- ❖ Bomba de agua

7.2.1 Caldera de lecho fluido

Una caldera es un dispositivo utilizado para calentar agua o generar vapor a una presión superior a la presión atmosférica. Su objetivo es aumentar la entalpía del fluido de trabajo, que

generalmente es agua debido a sus características termodinámicas. Además, el agua es de bajo coste, fácil de manejar y de nula toxicidad.

El aumento de entalpía se da en tres zonas diferenciadas dentro de la caldera:

1. Economizador: donde el agua aumenta su temperatura desde las condiciones de entrada hasta las de líquido saturado. Este equipo se encarga de transferir el calor residual al agua de alimentación de la caldera o al circuito de agua de retorno, pero también puede ser usado para calentar agua doméstica u otro fluido de proceso.
2. Evaporador: donde el agua cambia de fase, de líquido saturado a vapor saturado.
3. Sobrecalentador: donde el vapor saturado se calienta hasta alcanzar las condiciones de vapor sobrecalentado. Se utiliza solamente en aquellas calderas que generen vapor sobrecalentado.

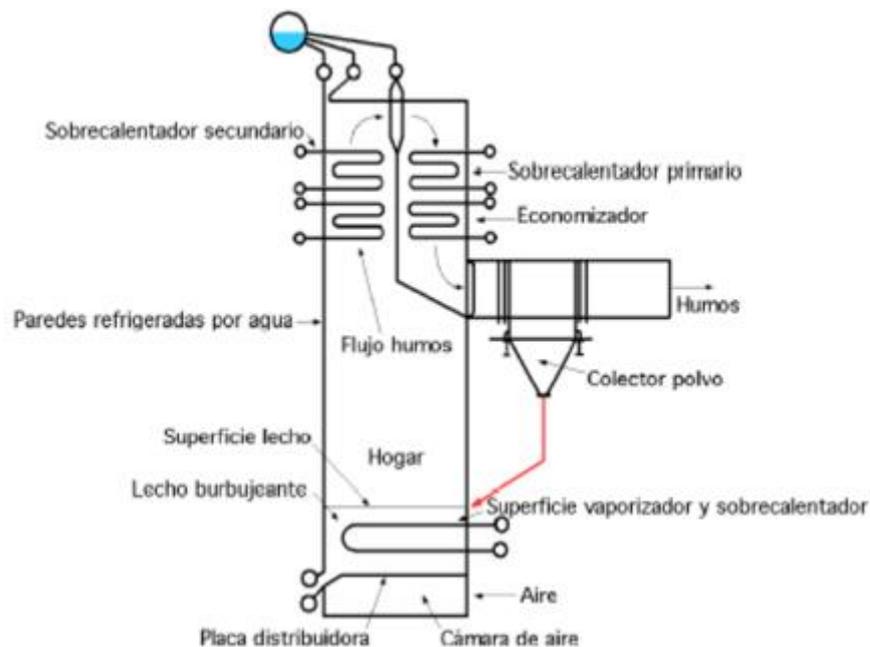


Ilustración 24. Caldera de lecho fluido

Por otro lado, los elementos principales de una caldera son:

- **Quemador:** lugar donde se produce la mezcla de combustible y de aire comburente.
- **Hogar:** zona dentro de la caldera donde tienen lugar la combustión.
- **Zona de tubos:** constituida por el economizador, evaporador y sobrecalentador.
- **Sistema de control:** para controlar parámetros fundamentales como la temperatura de entrada y salida del agua, y del vapor, la presión y caudal de vapor, etc.

Proceso de fluidización

El término fluidización se emplea para describir un tipo de proceso o fenómeno consistente en el contacto entre sólidos y fluidos, de modo que las partículas sólidas aparecen suspendidas en el fluido, que se mueve a través del lecho formado por dichas partículas, en dirección vertical y sentido ascendente. De esta manera, el suelo del hogar de la caldera está formado por orificios por donde entra el aire primario, a una presión superior a la que lo hace en las calderas de parrilla. Se pretende con esto que el combustible sólido se mantenga flotando mientras se produce la combustión, dándose la fluidificación.

Además, cuando se queman lodos, se pone una base de arena y cenizas para sustentar el lodo sobre las entradas de aire.

Los lechos fluidos presentan una serie de características ventajosas con vistas a su utilización en procesos industriales:

1. La distribución de temperaturas es mucho más uniforme que en un lecho fijo o móvil, llegando a condiciones casi isotérmicas.
2. El tamaño de partículas es de un orden de magnitud menor que en un lecho fijo o móvil, aumentando la superficie de contacto gas-sólido.

- La velocidad de transferencia de calor entre el gas y las partículas es mayor que en los lechos fijos y, debido a eso, permiten una más fácil recuperación del calor contenido en los sólidos residuales.

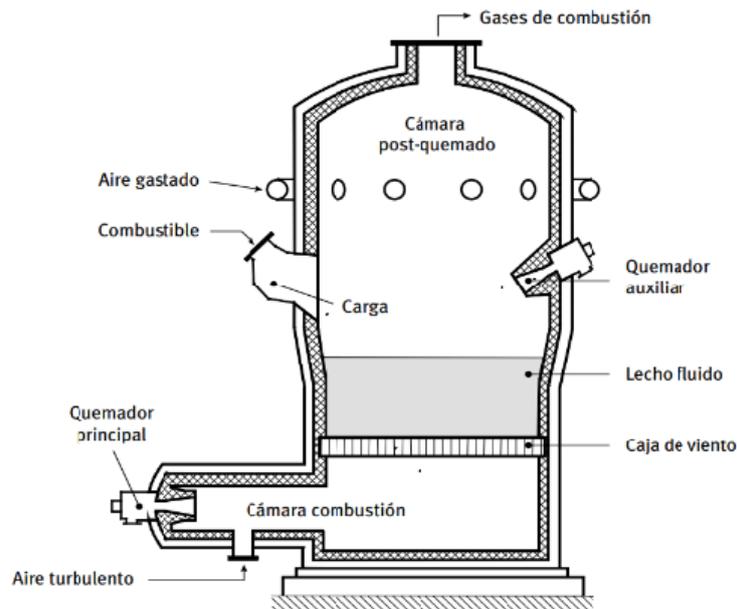


Ilustración 25. Funcionamiento caldera de lecho fluido

Composición y profundidad del lecho

La materia constitutiva del lecho está formada, como consecuencia del efecto de la combustión, por los siguientes componentes:

- Combustible, principalmente en forma de partículas casi sin volátiles.
- Cenizas procedentes de la materia mineral del combustible.
- Aditivo inerte, que es necesario en algunos casos, como pueden ser la arena y la alúmina.

La profundidad del lecho puede variar desde 15-20 cm hasta 0,8- 1,0 m o más, dependiendo del grado de desulfuración requerido. Por otro lado, el parámetro clave de diseño es la altura del lecho o altura de la pila de biomasa. Si la altura fuera muy grande, el aire primario no atravesaría la masa y se obturaría, por lo que no se produciría la combustión. Si la altura bajara mucho, el

tiro sería tan fuerte que no encontraría resistencia, por lo que la combustión sería muy mala y se formaría una polvareda muy grande.

7.2.2 Turbina de vapor - Alternador

La turbina es el equipo encargado de transformar energía potencial en forma de presión de vapor en energía cinética de rotación. El funcionamiento es muy sencillo: se introduce vapor a una temperatura y presión determinadas y la expansión de este vapor en el interior de la carcasa hace girar los álabes, unidos a un eje rotor; a la salida de la turbina, el vapor que se introdujo tiene una presión y una temperatura inferior.

La mayor parte de la energía perdida por el vapor entre la entrada y la salida se emplea en mover el rotor, y una pequeña parte se pierde en forma de roces del vapor con partes fijas, rozamiento del eje en los cojinetes, pérdidas de calor por la carcasa en forma de radiación, conducción o convección, y fugas de vapor, internas o externas.



Ilustración 26. Turbina de vapor

Más del 50 % de la energía eléctrica generada en el mundo se produce diariamente con turbinas de vapor. La turbina es un equipo tan conocido y robusto que si se respetan una serie de normas elementales tiene una vida útil larga y exenta de problemas.

Los principales elementos que componen una turbina de vapor son:

- ❖ Sistema de admisión
- ❖ Rotor
- ❖ Carcasa
- ❖ Cojinetes de apoyo, de bancada o radiales
- ❖ Cojinete de empuje o axial
- ❖ Sistema de lubricación
- ❖ Sistema de extracción de vahos
- ❖ Sistema de refrigeración de aceite
- ❖ Sistema de aceite de control
- ❖ El filtrado del aceite de lubricación

Existen una serie de elementos que están relacionados con la turbina de vapor, aunque no forman parte de ella. Entre estos elementos están los siguientes: bancada, nave de turbina, puente grúa o reductor, además del alternador.

Alternador

El alternador convierte la energía mecánica producida en la turbina en energía eléctrica, energía que posteriormente se vierte en la red. El alternador se refrigera por hidrógeno en circuito cerrado que a su vez se enfría por el agua del mar o del río en una instalación especial de refrigeración.

7.2.3 Condensador

Un condensador es un equipo que tiene como misión condensar vapor mediante el intercambio de calor con un fluido refrigerante externo, que no se mezcla y permanece separado, utilizando para ello una superficie metálica de tipo haz tubular.



Ilustración 27. Condensador

Las razones para condensar el vapor son:

- Se aprovecha el vapor a la salida de la turbina, cerrando el ciclo del agua.
- Se reduce la presión a la salida, incluso por debajo de la atmosférica, con lo que el salto de presión es mayor y por lo tanto el rendimiento y la potencia de la turbina aumentan.

El condensador de superficie tiene, en lo que se refiere al agua de refrigeración, unas zonas de recepción y distribución uniforme entre los diferentes tubos de intercambio de calor, que son las denominadas cajas de agua de entrada y salida. Puede que estas cajas sean dobles en la entrada y en la salida, con el objetivo de poder reparar tubos dañados, manteniendo operativa la otra mitad del condensador.

Respecto al recorrido del agua de refrigeración, puede ser de un solo paso, entrando y saliendo de forma directa, o de doble paso, en el que el flujo de agua sufre un cambio de dirección de 180° cuando llega al lado opuesto al de entrada.

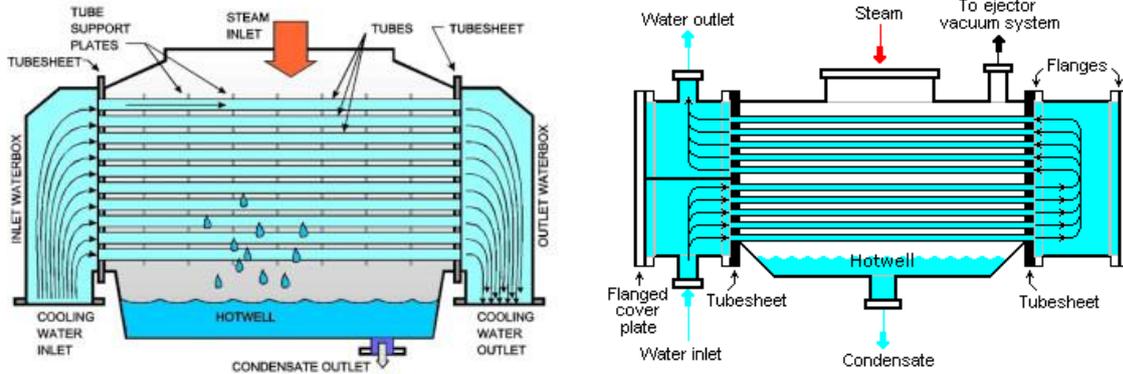


Ilustración 28. Condensador de un solo y de doble paso

La condensación se puede producir bien utilizando aire mediante el uso de un ventilador (aerocondensadores) o con agua (esta última suele ser en circuito semicerrado con torre de refrigeración, o en circuito abierto proveniente de un río o del mar). El tipo de condensador más empleado en centrales termoeléctricas es el que utiliza agua como fluido refrigerante, que además utiliza un circuito semiabierto de refrigeración con una torre evaporativa como sumidero del calor latente de vaporización.

Los aerocondensadores se utilizan cuando no se dispone de agua suficiente para alimentar una torre evaporativa. Aunque son más caros y provocan en el ciclo agua-vapor una pérdida de rendimiento, por lo que se utilizan cuando no existe otra posibilidad para condensar el vapor.

7.2.4 Desgasificador

En una central hay muchos metros de tubería por las que circula el fluido de trabajo (agua), y en algunos de ellos lo hace a alta velocidad (en las zonas de vapor sobrecalentado, hasta a 30 m/s). Este aire que se cuela en el sistema puede ocasionar los siguientes problemas:

- Cavitación a la entrada de la bomba del agua de alimentación.
- Golpe de ariete en las tuberías, codos, válvulas, etc.

- Aumento de la oxidación, que es inevitable, pero si lleva O_2 disuelto es todavía peor.
- Erosión.
- Ruido.

Para paliar o reducir estos problemas se acude al desgasificador.

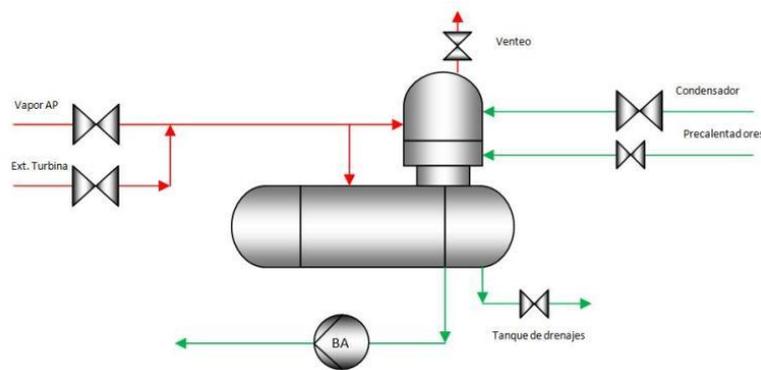


Ilustración 29. Desgasificador

El desgasificador es un elemento que debe estar implementado en todo sistema agua-vapor, porque actúa como protector directo del resto de equipos al evitar el deterioro de la instalación. Esencialmente, la desgasificación consiste en eliminar los gases antes de que puedan ser introducidos en la caldera o en la bomba de alimentación, previniendo la oxidación del sistema. Con esto se consigue que el agua tenga una calidad mínima aceptable y esto repercute en el grado de accidentes que pueden ocurrir en el ciclo por averías en sus equipos principales y auxiliares.

Entre las ventajas principales de incluir este tipo de equipos en nuestra instalación se encuentran:

- Disponibilidad: no requiere un mantenimiento constante, lo cual significa una mayor disponibilidad de la planta y una mayor rentabilidad.
- Ahorro económico: la demanda de agentes químicos en caldera se reduce al realizar una desgasificación mecánica en lugar de una química.

- Ahorro energético: al disolver menos productos químicos en el agua de alimentación la purga y sangrados en caldera disminuirán, con lo que el agua de reposición necesaria será menor y menos potencia calorífica se necesitará para producir vapor.

La ausencia de este elemento en una planta de vapor resta complejidad a la instalación, suponiendo un ahorro en costes de inversión y de mantenimiento. Sin embargo, tal y como ya se ha dicho, la implantación de este elemento en el sistema puede traer consigo, además de la protección frente a corrosión del resto de elementos, importantes ahorros anuales en cuestión de combustible o aditivos químicos.

7.2.5 Bomba de alimentación

Las bombas del agua de alimentación bombean el agua de alimentación, aumentando su presión, desde el desgasificador a través de los calentadores de alta presión (si los hubiera) hasta la caldera. La principal característica de estas bombas es la alta presión diferencial, ya que son capaces de elevar ésta por encima de 120 bar. Como el vapor generado en el evaporador puede alcanzar los 100 bares de presión es necesario que las bombas levanten algo más, para poder introducirlo en la caldera.



Ilustración 30. Bomba de alimentación

8. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN

En el siguiente apartado se va a explicar la metodología seguida y los cálculos llevados a cabo para realizar el dimensionamiento de la instalación, tanto de la planta de biomasa, como de la planta de cogeneración.

8.1. Planta de cogeneración

En primer lugar, se deben calcular las condiciones a las que debe operar el elemento motor, es decir, se dimensiona el equipo “a la inversa”. De esta manera, el dato del que se partirá para realizar el dimensionamiento es el caudal de humos que sale del motor o turbina de gas.

Para calcular dicho caudal se deben obtener previamente las condiciones del equipo donde se produce la transferencia de energía, que en este caso es el intercambiador de calor. Los gases de escape del motor no se pueden introducir directamente al secadero, ya que, debido a los aceites que contienen, se podría incendiar la instalación y sería peligroso. Por esta razón, los lodos del secadero se deben deshidratar utilizando aire caliente.

Por otro lado, ese aire no se puede introducir al secadero de cualquier manera, sino que se le debe someter a un determinado tratamiento para que la operación de secado sea lo más efectiva posible.

Una vez el aire sale del intercambiador de calor en condiciones aceptables, se dirige al secadero para realizar la operación de secado de los lodos. Así pues, se deben calcular las condiciones a las que el aire entra al secadero para, a partir de dichos valores obtener el caudal de humos necesario para dimensionar el motor o la turbina.

8.1.1 Instalación tratamiento de aire

Se supone que el aire húmedo de la calle se encuentra en condiciones de invierno, para representar así la situación menos favorable posible. Dichas condiciones son:

$$T_1 = 10 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$H_{r_1} = 90 \%$$

Utilizando el diagrama psicrométrico se irán obteniendo los diferentes puntos hasta llegar al secadero. En primer lugar, se hace pasar el aire húmedo por un enfriador, con el objetivo de saturar dicho aire, es decir, obtener un aire lo más húmedo posible para, en el siguiente paso, purgar el agua condensada y hacer que la humedad absoluta disminuya. Por ello, en el punto 2 (salida del enfriador) la humedad relativa debe ser del 100 %, y la temperatura de rocío (punto en el que el agua contenida en el aire empieza a condensar) se obtendrá con el diagrama:

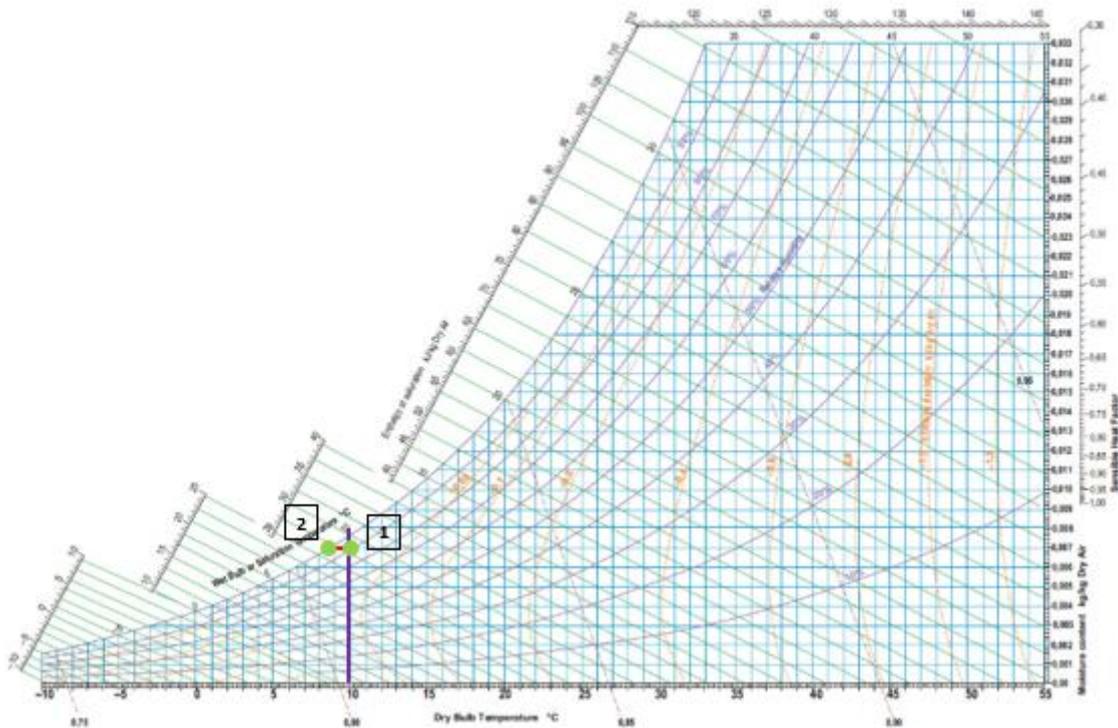


Gráfico 1. Enfriamiento aire

De esta forma, las condiciones en el punto 2 son:

$$T_2 = T_{r_2} = 8,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$H_{r_2} = 100 \%$$

A continuación, se deben realizar las purgas. Lo que se pretende es reducir la humedad absoluta del aire para que, al llegar al secadero, sea capaz de absorber la mayor cantidad del agua contenida en los lodos. Debido a esto, en el punto 3 se reducirá la temperatura hasta los 5 °C y

se realizarán las purgas de la cantidad de agua condensada. Representando dicha situación en el diagrama:

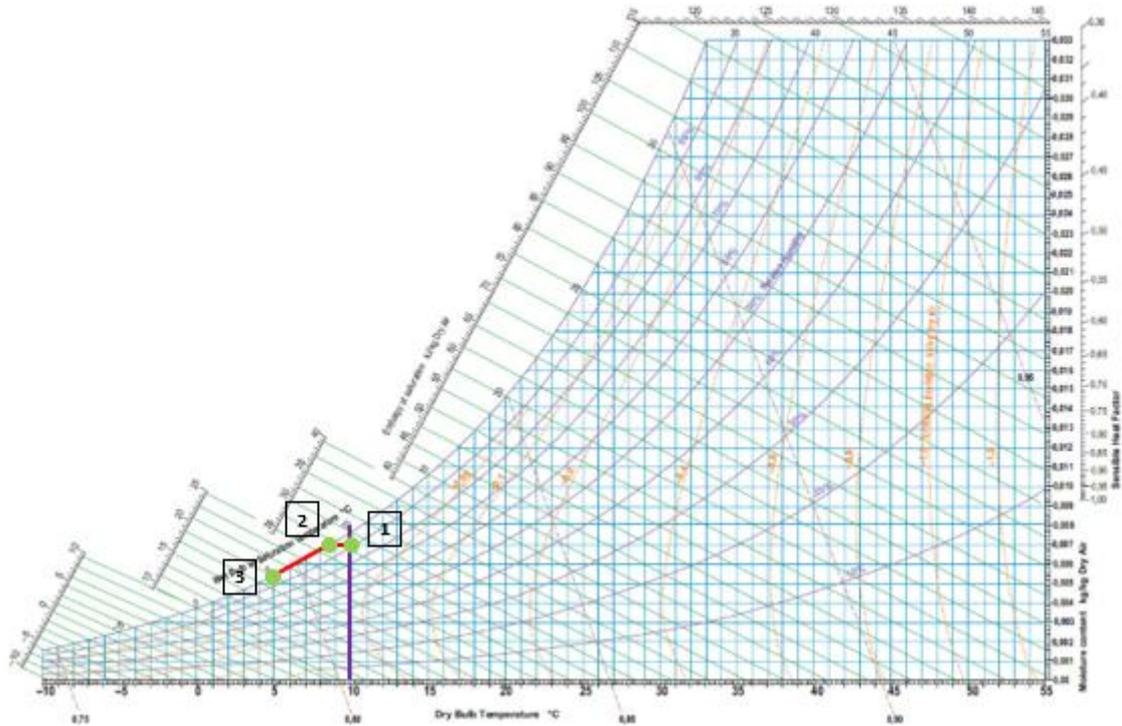


Gráfico 2. Purgas aire

Mientras que las condiciones en el punto 3 son:

$$T_3 = 5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$H_{r_3} = 100 \%$$

Por último, se debe calentar el aire hasta una temperatura aceptable para introducirlo al secadero. Es aquí donde los gases de escape entran en juego. Estos, a través de un intercambiador de calor, son los encargados de calentar al aire, tal y como se puede observar en el diagrama:

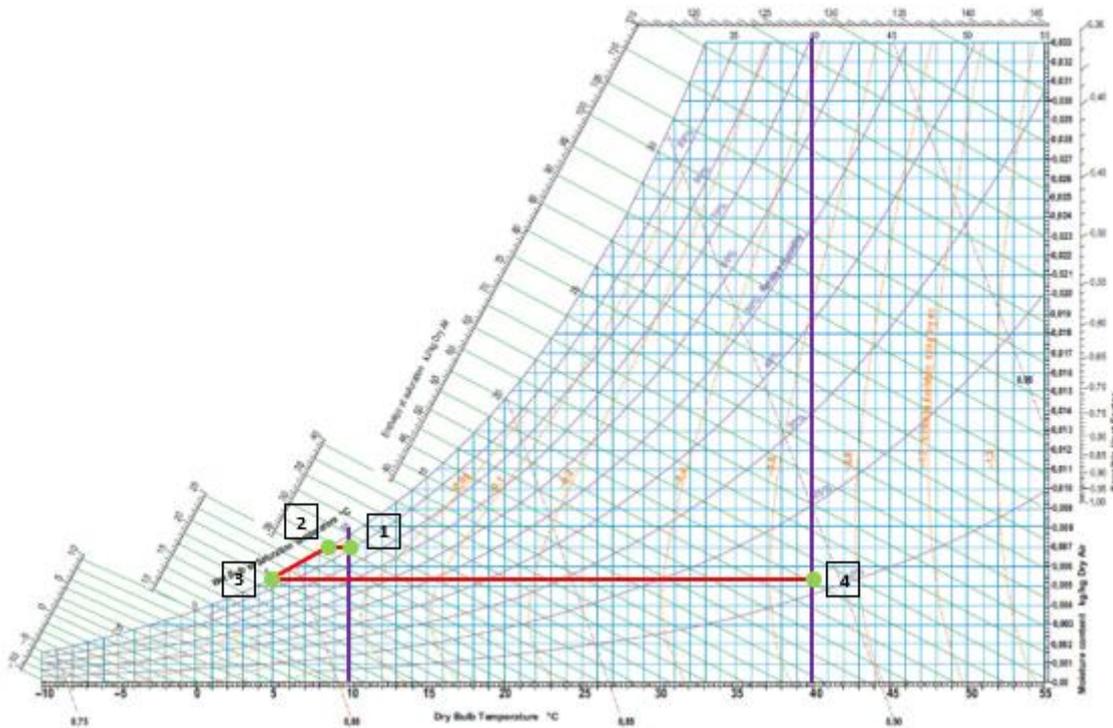


Gráfico 3. Calentamiento aire

Y las condiciones a las que el aire entrará al secadero son:

$$T_4 = 40 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$H_{r_4} = 12 \%$$

Donde la temperatura T_4 es el objetivo a conseguir y la humedad relativa se ha calculado a través del diagrama psicrométrico.

8.1.2 Secadero

Una vez calculadas las condiciones del aire húmedo en los diferentes puntos, se debe calcular el caudal de aire necesario para llegar a las condiciones deseadas en cuanto a deshidratación de lodos se refiere. Para ello, en primer lugar, se debe realizar un balance de aguas en el secadero, y en segundo lugar un balance de energía en el mismo equipo.

Lo primero de todo es calcular la cantidad de producto seco y agua que componen los lodos. El siguiente esquema representa los caudales de entrada y salida del secadero:



Ilustración 31. Secadero datos de partida

En donde “ x ” es el caudal de agua a la salida del secadero. Así pues, se debe calcular dicho parámetro teniendo en cuenta que la humedad de los lodos a la entrada de la caldera (esto es, a la salida del secadero) es del 25 %. Dicho de otra forma, “ x ” es el 25 % del producto total a la salida del secadero ($30.000 + “x”$). Operando:

$$\begin{aligned}
 x &= 0,25 \cdot (30.000 + x) \\
 x &= 0,25 \cdot 30.000 + 0,25 \cdot x \\
 x - 0,25 \cdot x &= 0,25 \cdot 30.000 \\
 0,75x &= 0,25 \cdot 30.000
 \end{aligned}$$

Y despejando la incógnita:

$$x = \frac{0,25 \cdot 30.000}{0,75}$$

Da como resultado final:

$$x = 10.000 \text{ t/año}$$

Esto quiere decir que el caudal de agua a la salida del secadero es de 10.000 t/año , mientras que el producto total a la salida del mismo es:

$$P_T = 30.000 + x = 30.000 + 10.000$$

$$P_T = 40.000 \text{ t/año}$$

Y representándolo en el diagrama unifilar:



Ilustración 32. Secadero datos agua

Una vez se obtienen todos los caudales, se deben convertir a kg/s . Se debe tener en cuenta que las horas totales disponibles en un año se consideran 8.000, ya que las 760 horas restantes se toman como paradas, mantenimiento, etc. Los caudales a la entrada del secadero serán:

$$\dot{m}_{ps_e} = 30.000 \frac{ton}{año} \cdot \frac{1 año}{8.000 horas} \cdot \frac{1 hora}{3.600 s} \cdot \frac{1.000 kg}{1 ton} = 1,042 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{H2O_e} = 70.000 \frac{ton}{año} \cdot \frac{1 año}{8.000 horas} \cdot \frac{1 hora}{3.600 s} \cdot \frac{1.000 kg}{1 ton} = 2,431 \frac{kg}{s}$$

Mientras que a la salida:

$$\dot{m}_{ps_s} = 30.000 \frac{ton}{año} \cdot \frac{1 año}{8.000 horas} \cdot \frac{1 hora}{3.600 s} \cdot \frac{1.000 kg}{1 ton} = 1,042 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{H2O_s} = 10.000 \frac{ton}{año} \cdot \frac{1 año}{8.000 horas} \cdot \frac{1 hora}{3.600 s} \cdot \frac{1.000 kg}{1 ton} = 0,347 \frac{kg}{s}$$

Como se puede observar, la cantidad de producto seco se mantendrá constante, mientras que la cantidad de agua se verá considerablemente reducida.

Así pues, realizando el balance de aguas en el secadero:

$$\dot{m}_{H2O_e} + \dot{m}_{air} \cdot w_4 = \dot{m}_{H2O_s} + \dot{m}_{air} \cdot w_5$$

Y el balance de energías:

$$\begin{aligned}
 \dot{m}_{ps_e} \cdot C_{plodos} \cdot T_1 + \dot{m}_{H_2O_e} \cdot C_{pH_2O} \cdot T_1 + \dot{m}_{air} \cdot h_4 \\
 = \dot{m}_{ps_s} \cdot C_{plodos} \cdot T_6 + \dot{m}_{H_2O_s} \cdot C_{pH_2O} \cdot T_6 + \dot{m}_a \cdot h_5
 \end{aligned}$$

Se pueden obtener tanto la temperatura en el punto 6 como el caudal de aire necesario para llevar a cabo el secado de los lodos en dichas condiciones. Para ello se debe iterar, dando valores a la temperatura del punto 5 (salida del aire del secadero) e intentar que ambos lados de la ecuación sean lo más similares posible. De esta forma, se obtiene una temperatura en el punto 5 de:

$$T_5 = 19,1 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Mientras que la temperatura del punto 6 y el caudal de aire necesario son:

$$T_6 = 29,39 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$$\dot{m}_{air} = 248,6 \text{ kg/s}$$

Por último, en el siguiente esquema se representan las condiciones de entrada y salida del secadero, tanto de la corriente de aire como de la de lodos:



Ilustración 33. Secadero datos finales

8.1.3 Intercambiador de calor

Una vez calculado el caudal de aire, se puede proceder a calcular la cantidad de humos necesaria para llegar a las condiciones previamente descritas. El equipo a través del cual se va a calentar el aire es un intercambiador de calor. En él, los gases de escape del motor calentarán el aire, de manera que, cuanto mayor sea el caudal de humos introducido al intercambiador, mayor será la transferencia de calor a la corriente de aire. A continuación, se representa el equipo mencionado, con ambas corrientes de aire y gases:



Ilustración 34. Datos intercambiador de calor

Así pues, se plantea un balance de energía en el intercambiador:

$$\dot{m}_{gases} \cdot h_7 + \dot{m}_{air} \cdot h_3 = \dot{m}_{gases} \cdot h_8 + \dot{m}_{air} \cdot h_4$$

Que simplificando queda:

$$\dot{m}_{gases} \cdot (h_7 - h_8) = \dot{m}_{air} \cdot (h_4 - h_3)$$

Las entalpías de los puntos 3 y 4 ya se conocen, así como el caudal de aire que circula por la instalación (previamente calculado). Se comienza el dimensionamiento con un motor alternativo de combustión interna (MACI), y en función de los resultados se elegirá el motor o se reharán los cálculos para una turbina de gas. Como las temperaturas de los puntos 7 y 8 son 400 °C Y 140 °C respectivamente, teniendo en cuenta que se considera un calor específico de los humos de 1,1 kJ/kg · °C, se pueden obtener las entalpías correspondientes a los mismos:

$$h_7 = T_7 \cdot C_{p_{gases}} = 400 \text{ °C} \cdot 1,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{°C}} = 440 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_8 = T_8 \cdot C_{p_{gases}} = 140 \text{ °C} \cdot 1,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{°C}} = 154 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

De esta forma, ya se puede obtener el caudal de gases de escape necesario para llegar a las condiciones calculadas:

$$\dot{m}_{gases} = \frac{\dot{m}_{air} \cdot (h_4 - h_3)}{h_7 - h_8} = \frac{248,6 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot (54,31 - 18,58) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}{(440 - 154) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

$$\dot{m}_{gases} = 31,06 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

8.1.4 Motor alternativo de combustión interna

Una vez se tiene el caudal de humos necesario, se puede comenzar a dimensionar el motor. Para ello, el primer paso es calcular la potencia (o calor) generado por los humos del motor en el intercambiador de calor:

$$\dot{W}_g = \dot{m}_{gases} \cdot C_{p_{gases}} \cdot (T_7 - T_8)$$

$$\dot{W}_g = 31,06 \frac{kg}{s} \cdot 1,1 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (400 - 140)^\circ C$$

$$\dot{W}_g = 8.883,16 kW$$

El siguiente paso es determinar, a partir del rendimiento de los gases del motor, el calor transferido a partir de la combustión. Teniendo en cuenta que el rendimiento de los gases del motor se estima en un 22 %:

$$\eta_c = 22 \%$$

$$\eta_c = \frac{\dot{W}_g}{\dot{Q}_c} = \frac{8.883,16 kW}{\dot{Q}_c} = 0,22$$

El calor aportado al motor será:

$$\dot{Q}_c = 40.378 kW$$

Por último, se debe calcular la potencia eléctrica generada por el motor. Para ello se utiliza el rendimiento eléctrico del mismo, que se estima en un 44 %:

$$\eta_e = 44 \%$$

$$\eta_e = \frac{\dot{W}_e}{\dot{Q}_c} = \frac{\dot{W}_e}{40.378 kW} = 0,44$$

$$\dot{W}_e = 17.766,32 kW$$

Tal y como puede apreciarse, se obtiene una potencia eléctrica de 17,7 MW, de manera que la utilización del motor alternativo se descarta al no existir motores capaces de proporcionar tal potencia.

8.1.5 Turbina de gas

Por esta razón, se decide instalar una turbina de gas, por lo que se deben rehacer los cálculos para este segundo caso. Cabe destacar que tanto los datos del secadero como los de la instalación de tratamiento de aire son los mismos, por lo que se deberán repetir los cálculos en el intercambiador de calor y en la propia turbina de gas.

Así pues, se realiza de nuevo el balance de energía en el intercambiador. En este caso, los humos de escape de la turbina salen a 500 °C, de manera que las entalpías de los humos a la entrada y salida del intercambiador serán:

$$h_7 = T_7 \cdot C_{p_{gases}} = 500 \text{ }^\circ\text{C} \cdot 1,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{ }^\circ\text{C}} = 550 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$h_8 = T_8 \cdot C_{p_{gases}} = 140 \text{ }^\circ\text{C} \cdot 1,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{ }^\circ\text{C}} = 154 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Y el balance de energía:

$$\dot{m}_{gases} \cdot (h_7 - h_8) = \dot{m}_{air} \cdot (h_4 - h_3)$$

De esta forma, despejando el caudal de humos, se obtiene el siguiente resultado:

$$\dot{m}_{gases} = 22,43 \text{ kg/s}$$

Una vez se tiene el caudal de humos se puede obtener la potencia calorífica de dichos gases:

$$\dot{W}_g = \dot{m}_{gases} \cdot C_{p_{gases}} \cdot (T_7 - T_8)$$

$$\dot{W}_g = 22,43 \frac{\text{kg}}{\text{s}} \cdot 1,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{ }^\circ\text{C}} \cdot (500 - 140)^\circ\text{C}$$

$$\dot{W}_g = 8.882,28 \text{ kW}$$

El siguiente paso consiste en obtener el calor transferido. Teniendo en cuenta un rendimiento de los gases del 55 %, este será:

$$\eta_c = \frac{\dot{W}_g}{\dot{Q}_c} = \frac{8.882,28 \text{ kW}}{\dot{Q}_c} = 0,55$$

$$\dot{Q}_c = 16.149,6 \text{ kW}$$

Por último, se debe calcular la potencia eléctrica a partir del calor calculado previamente y un rendimiento eléctrico del 30 %:

$$\eta_e = \frac{\dot{W}_e}{\dot{Q}_c} = \frac{\dot{W}_e}{16.149,6 \text{ kW}} = 0,3$$

$$\dot{W}_e = 4.845 \text{ kW}$$

De esta forma, se obtiene una turbina de una potencia eléctrica de 4,84 MW.

8.1.6 Elección de la turbina de gas natural en el mercado

Existen diferentes turbinas de gas en función de la potencia eléctrica generada, por lo que a partir de este dato se deberá elegir una y volver a realizar los cálculos en orden inverso. Estas potencias van desde 1 MW hasta unos 500 MW aproximadamente, en función del fabricante.

En este caso, al haber obtenido una potencia eléctrica de 4,84 MW, una única turbina será suficiente. De entre los diferentes fabricantes se elige la turbina Siemens SGT – 100, de 5,05 MW (e), cuyas características son las siguientes:



SGT-100

Generación de energía 5,05/5,40 MW(e)

- Combustible: gas natural*
- Frecuencia: 50/60Hz
- Eficiencia eléctrica: 30,2%/31,0%
- Consumo específico:
 - 11.914 kJ/kWh (11.292 Btu/kWh)/
 - 11.613 kJ/kWh (11.007 Btu/kWh)
- Velocidad de la turbina: 17.384 rpm
- Relación de compresión: 14,0:1/15,6:1
- Caudal de gases de escape:
 - 19,5 kg/s (43,0 lb/s)/20,6 kg/s (45,4 lb/s)
- Temperatura gases escape:
 - 545 °C (1,013 °F)/531 °C (988 °F)
- Emisiones de NO_x (con DLE, corregidas al 15% de O₂ seco): ≤ 15 ppmV

Ilustración 35. Datos turbina de gas

En el caso del alternador, se elige el del fabricante Leroy – Somer, al igual que en el caso de la turbina de vapor. Los datos más relevantes que se obtienen de la turbina de gas y se han de utilizar son:

- ❖ Potencia eléctrica real aportada por la turbina de gas:

$$\dot{W}_e^{real} = 5,05 \text{ MW}$$

- ❖ Caudal de gases generado por la turbina:

$$\dot{m}_{gases}^{real} = 19,5 \text{ kg/s}$$

- ❖ Temperatura de salida de los humos:

$$T_{humos}^{real} = 545 \text{ MW}$$

- ❖ Rendimiento eléctrico de la turbina:

$$\eta_e^{real} = 30,2 \%$$

A partir de estos datos se deben rehacer los cálculos. Así pues, la energía calorífica entregada por los gases de escape de la turbina es:

$$\dot{W}_g^{real} = \dot{m}_{gases}^{real} \cdot C_{p_{gases}} \cdot (T_{humos}^{real} - T_8)$$

$$\dot{W}_g^{real} = 19,5 \frac{kg}{s} \cdot 1,1 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (545 - 140)^\circ C$$

$$\dot{W}_g^{real} = 8.687,25 kW$$

Resultado prácticamente idéntico al obtenido en los cálculos realizados previamente, en los que se había estimado una potencia calorífica de los humos de:

$$\dot{W}_g = 8.882,28 kW$$

Continuando con el cálculo, se puede calcular la potencia aportada por el combustible a través del rendimiento eléctrico de la turbina. Recordando la expresión que relaciona dichas variables:

$$\eta_e^{real} = \frac{\dot{W}_e^{real}}{\dot{Q}_c^{real}}$$

Teniendo en cuenta que, según los datos técnicos de la turbina, el rendimiento es del 30,2 % y la potencia eléctrica de 5,05 MW, el calor aportado por el combustible será:

$$\dot{Q}_c^{real} = 16.721,85 kW = 16,72 MW$$

Resultado algo superior al obtenido anteriormente:

$$\dot{Q}_c = 16.149,6 kW$$

Finalmente, se vuelve a plantear el balance de energía en el intercambiador de calor, para comprobar la cantidad de aire que los humos de escape son capaces de calentar:

$$\dot{m}_{gases}^{real} \cdot C_{p_{gases}} \cdot (T_{humos}^{real} - T_8) = \dot{m}_{air}^{real} \cdot (h_4 - h_3)$$

$$\dot{m}_{air}^{real} = \frac{\dot{m}_{gases}^{real} \cdot C_{p_{gases}} \cdot (T_{humos}^{real} - T_8)}{(h_4 - h_3)} = \frac{19,5 \frac{kg}{s} \cdot 1,1 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (545 - 140)^\circ C}{(54,31 - 18,58) \frac{kJ}{kg}}$$

$$\dot{m}_{air}^{real} = 243,14 kg/s$$

Así pues, este resultado se acerca mucho al estimado en el primer cálculo, siendo tan solo un 2,2 % más reducido:

$$100 - \frac{243,14 \frac{kg}{s}}{248,6 \frac{kg}{s}} \cdot 100 = 2,2 \%$$

De cualquier manera, hay que tener en cuenta que las condiciones ambientales del aire a la entrada de la instalación corresponden una situación muy desfavorable, con 10 °C de temperatura y un 90 % de humedad, por lo que, normalmente, se tendrán unas condiciones mucho menos duras. Por otro lado, también se debe tener en cuenta que el secadero viene instalado con un quemador auxiliar, para así poder suministrar ese pequeño aporte de calor en caso de que sea necesario.

Por último, se calcula el rendimiento eléctrico equivalente, para verificar que el uso de la cogeneración está debidamente justificado. Este rendimiento sigue la siguiente fórmula:

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

Siendo V la cantidad de calor aprovechada. Así pues, planteando los valores queda:

$$R_{EE} = \frac{5.050 \text{ kW} \cdot 8.000 \text{ t/año}}{16.721,85 \text{ kW} \cdot 8.000 \text{ t/año} - \frac{8.687,25 \text{ kW} \cdot 8.000 \text{ t/año}}{0,9}} \cdot 100$$

$$R_{EE} = 71,42 \%$$

Por lo que, al ser mayor que el 55 % establecido, la cogeneración queda completamente justificada.

8.2. Planta de biomasa

Una vez se ha calculado la cantidad total de lodos que llegan a la planta de biomasa, se puede realizar el dimensionamiento de la misma. El esquema general de la planta de biomasa, que como ya se ha comentado sigue un ciclo Rankine, es el siguiente:

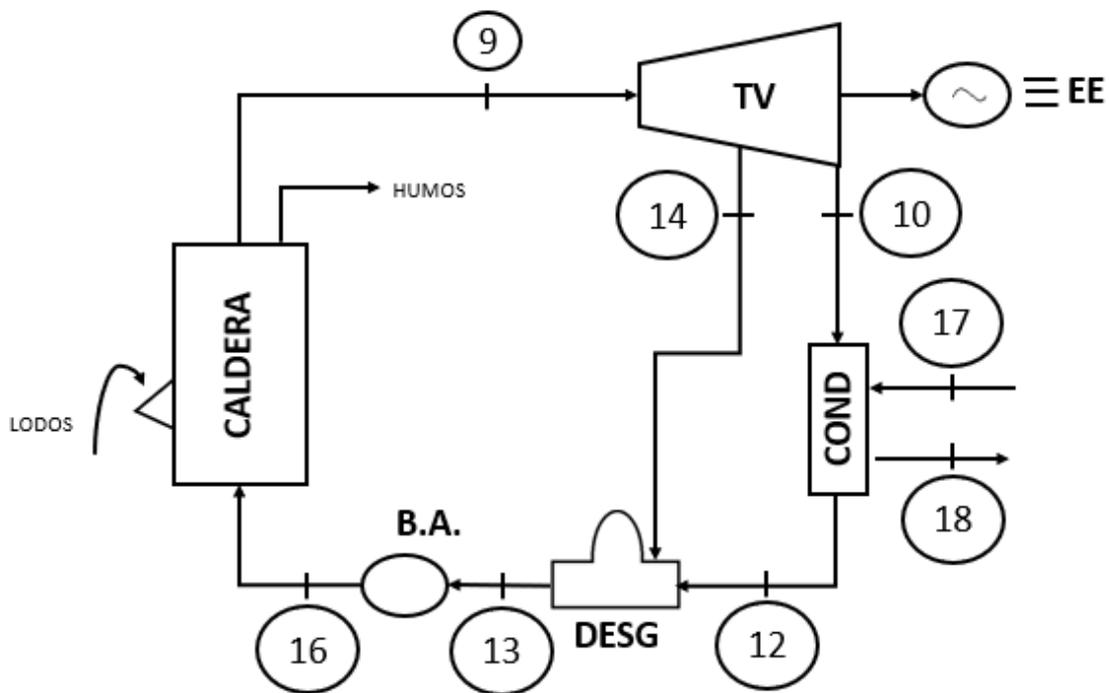


Ilustración 36. Esquema planta de biomasa

Las condiciones iniciales a las que llegan los lodos a la caldera son:

$$\dot{m}_{\text{lodos}} = 40.000 \text{ t/año}$$

$$H_{rl} = 25 \%$$

$$PCI = 2.500 \text{ kcal/h}$$

El primer paso consiste en determinar el caudal total de lodos disponibles a la entrada de la caldera para ser incinerados, que ya se ha calculado anteriormente:

$$\dot{m}_{\text{lodos}} = 1,389 \text{ kg/s}$$

De esta forma, se puede calcular la energía que estos lodos van a ser capaces de proporcionar, multiplicando este caudal por el PCI de los lodos. Lo primero es obtener ese PCI en las unidades adecuadas, en este caso, kJ/kg :

$$PCI = 2.500 \frac{kcal}{kg} \cdot 4,184 \frac{kJ}{kcal} = 10.460 \text{ kJ/kg}$$

Mientras que el calor que proporcionan es:

$$Q_L = m_{lodos} \cdot PCI = 1,389 \frac{kg}{s} \cdot 10.460 \frac{kJ}{kg} = 14.528,94 \text{ kW}$$

Que será el combustible disponible para quemar en la caldera.

8.2.1 Caldera de lecho fluido

El segundo paso para dimensionar la planta de valorización energética es obtener el caudal de vapor que va a circular por la caldera, y que es el encargado de generar la energía eléctrica de la planta. Para ello se va a realizar un balance energético en la caldera. El esquema que representa la caldera es el siguiente:

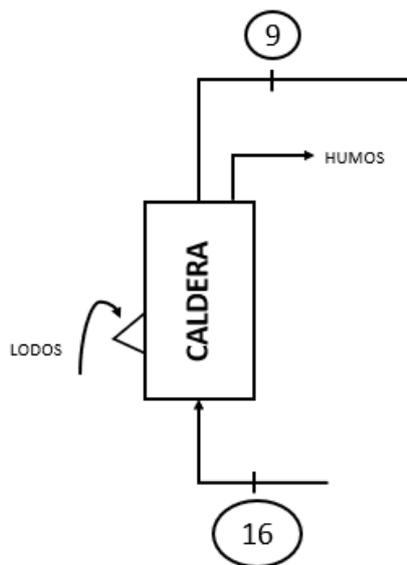


Ilustración 37. Esquema caldera de lecho fluido

Para calcular dicho caudal se va a utilizar el dato de rendimiento de la caldera, proporcionado por el fabricante. El rendimiento de la caldera es del 87 %, pero puede variar dos puntos hacia arriba o abajo en función de las condiciones de operación, por lo que se toma la situación más desfavorable, esto es, 85%. Así pues, se plantea:

$$\eta_c = \frac{\dot{m}_{vapor} \cdot (h_9 - h_{16})}{\dot{m}_{lodos} \cdot PCI}$$

Y despejando el caudal de vapor:

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{\eta_c \cdot \dot{m}_{lodos} \cdot PCI}{(h_9 - h_{16})}$$

Lo primero que se debe hacer es calcular la entalpía en el punto 9. Este es el punto correspondiente a la salida de la caldera, es decir, el punto en el cual el agua ya se ha calentado, y, en consecuencia, convertido en vapor sobrecalentado listo para expandirse en la turbina. En este punto las condiciones de presión y temperatura son:

$$P_9 = 60 \text{ bar}$$

$$T_9 = 450 \text{ }^\circ\text{C}$$

De manera que, al tener dos variables, se puede obtener la entalpía sin ningún problema:

$$h_9 = 3301,45 \text{ kJ/kg}$$

A continuación, se debe calcular la entalpía del punto 16, esto es, la entalpía a la entrada de la caldera. En este punto la temperatura del agua es de 180 °C, por lo que, al ser todavía agua líquida, multiplicándolo por su calor específico, se obtiene la entalpía en dicho punto:

$$h_{16} = T_{16} \cdot C_{p_{H_2O}} = 180 \text{ }^\circ\text{C} \cdot 4,184 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{ }^\circ\text{C}} = 753,1 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

De esta forma, ya se puede calcular el caudal de vapor que circula por la caldera y, por tanto, por el circuito:

$$\dot{m}_{vapor} = \frac{\eta_c \cdot \dot{m}_{lodos} \cdot PCI}{(h_9 - h_{16})} = \frac{0,85 \cdot 1,389 \text{ kg/s} \cdot 10.460 \text{ kJ/kg}}{(3302 \text{ kJ/kg} - 753,1 \text{ kJ/kg})}$$

Siendo el caudal de vapor:

$$\dot{m}_{vapor} = 4,845 \text{ kg/s}$$

Así pues, se debe elegir una caldera de lecho fluido capaz de operar en las condiciones previamente mencionadas y transportar el caudal calculado. Por ello, se elige la caldera del fabricante GE Power, de lecho fluidizado circulante, con tecnología CFB y que puede soportar hasta 330 bar de presión.



Ilustración 38. Caldera de lecho fluidizado GE Power

8.2.2 Turbina - Alternador

El siguiente paso a dar es el dimensionamiento del grupo turbina – alternador. Este equipo es el encargado de generar la energía eléctrica de la planta. La turbina tiene como misión expandir el vapor sobrecalentado que le llega, de manera que esa energía contenida en el agua se transfiera a la turbina, y de esta al alternador. Para ello, el vapor mueve los alabes de la turbina, y estos, a su vez, accionan el alternador.

El alternador es una máquina capaz de transformar la energía mecánica que le llega de la turbina en energía eléctrica, generando una corriente alterna mediante inducción electromagnética.

Por otro lado, tal y como se puede observar en el esquema, la turbina se verá sometida a dos extracciones: una al condensador y otra al desgasificador:

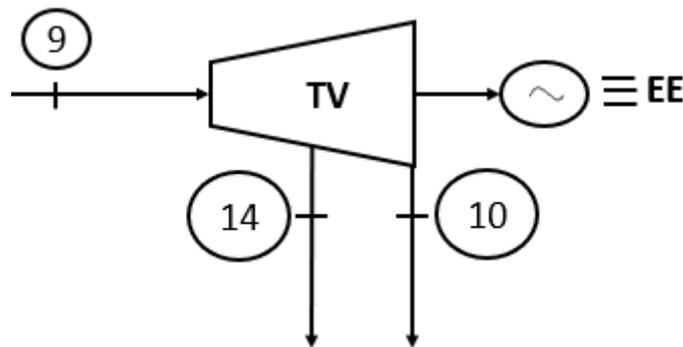


Ilustración 39. Esquema turbina - Alternador

En primer lugar, se deben calcular los caudales de cada una de las extracciones. Cabe destacar que el caudal que llega al desgasificador es muy pequeño comparado con el del condensador. A pesar de ello, se van a calcular ambos caudales. Para ello se deben realizar balances tanto de masa, como de energía en el desgasificador.

El balance de masa es:

$$\dot{m}_{vapor} = \dot{m}_{turb} + \dot{m}_{desg}$$

Mientras que el balance de energía:

$$\dot{m}_{vapor} \cdot h_{13} = \dot{m}_{turb} \cdot h_{12} + \dot{m}_{desg} \cdot h_{14}$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones se obtienen los caudales de cada una de las extracciones, siendo estos:

$$\dot{m}_{turb} = 4,393 \text{ kg/s}$$

$$\dot{m}_{desg} = 0,4522 \text{ kg/s}$$

En segundo lugar, se debe calcular la potencia eléctrica que proporciona la turbina. Esta va a depender, por un lado, de la expansión en la turbina y por otro, del caudal de vapor que llega a la misma. Además, se debe tener en cuenta el rendimiento isoentrópico, mecánico y eléctrico. Así pues, la potencia de la turbina queda:

$$W_{turb} = \dot{m}_{turb} \cdot (h_9 - h_{10}) \cdot \eta_m \cdot \eta_e$$

De esta forma, se debe obtener la entalpía del punto 10 a partir del rendimiento isoentrópico y la entalpía del punto 10s (punto 11 en el EES) con el Diagrama de Mollier.

Lo primero de todo es calcular la entalpía en el punto 10, que es la salida de la turbina, o entrada al condensador. Para ello, se debe utilizar el rendimiento isoentrópico. Teniendo en cuenta que los distintos rendimientos del equipo los da el fabricante, estos se pueden definir como:

$$\eta_s = 70 \%$$

$$\eta_m = 90 \%$$

$$\eta_e = 97 \%$$

Teniendo en cuenta este rendimiento y con el apoyo del Diagrama de Mollier, se obtiene la entalpía del punto 10. La fórmula del rendimiento isoentrópico se expresa como:

$$\eta_s = \frac{h_1 - h_2}{h_1 - h_{2s}}$$

Por otro lado, para la obtención de la entalpía del punto 10s se debe emplear el mencionado Diagrama de Mollier. Este diagrama es la representación gráfica en una carta semilogarítmica en el plano presión / entalpía de los estados posibles de un compuesto químico (en este caso, el agua). Por ello, como la presión en el punto 10 es conocida (0,1 bar), y se supone una expansión isoentrópica (entropía constante entre 9 y 10), se puede obtener la entalpía del punto 10s:

$$h_{10s} = 2.128 \text{ kJ/kg}$$

E introduciendo este dato en la expresión del rendimiento isoentrópico entre la entrada y salida de la turbina:

$$0,70 = \frac{3.302 \text{ kJ/kg} - h_{10}}{3.302 \text{ kJ/kg} - 2.128 \text{ kJ/kg}}$$

Se obtiene la entalpía a la salida de la misma:

$$h_{10} = 3.302 \text{ kJ/kg} - 0,70 \cdot (3.302 \text{ kJ/kg} - 2.128 \text{ kJ/kg})$$

$$h_{10} = 2.480 \text{ kJ/kg}$$

Tomando los valores de caudal de vapor y entalpías de los puntos 9 y 10 (entrada y salida de la turbina), la ecuación queda:

$$W_{turb} = 4,393 \text{ kg/s} \cdot (3302 \text{ kJ/kg} - 2.480 \text{ kJ/kg}) \cdot 0,90 \cdot 0,97$$

De manera que la energía disponible en la turbina es:

$$W_{turb} = 3.152,44 \text{ kW}$$

$$W_{turb} = 3,15 \text{ MW}$$

El equipo elegido es la turbina de vapor SST – 300, de Siemens, capaz de generar de 0 a 45 MW, que cumple con las especificaciones requeridas.



Ilustración 40. Turbina de vapor SST - 300

Mientras que el alternador que irá unido a la turbina de vapor será del fabricante Leroy – Somer.



Ilustración 41. Alternador Leroy - Somer

8.2.3 Condensador

El siguiente paso consiste en realizar el dimensionamiento del condensador. El condensador es el equipo encargado de realizar el cambio de fase del vapor que le llega de la turbina, enfriándolo para conseguir cerrar el ciclo. Para ello, es necesario una fuente que sea capaz de refrigerar esa corriente de vapor. Normalmente se utiliza agua, tanto del mar como de ríos o embalses, ya que se suelen necesitar grandes cantidades debido a las elevadas temperaturas a las que el vapor sale de la turbina.

Por otro lado, con el fin de maximizar la potencia proporcionada por la turbina, se intenta reducir la presión del condensador lo máximo posible, de manera que el salto entálpico en la turbina sea lo más grande posible.

Representando el esquema del equipo, éste quedaría:

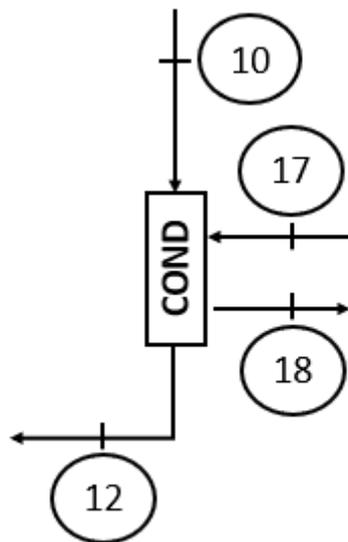


Ilustración 42. Esquema condensador

En cuanto al dimensionamiento, se debe calcular el caudal de refrigeración que circula por el condensador. Para ello se realiza un balance de energía en el mismo, de manera que:

$$\dot{m}_{vapor} \cdot (h_{10} - h_{12}) = \dot{m}_{ref} \cdot C_{p_{H_2O}} \cdot (T_{18} - T_{17})$$

Y despejando el caudal de refrigeración se obtiene:

$$\dot{m}_{ref} = \frac{\dot{m}_{vapor} \cdot (h_{10} - h_{12})}{C_{p_{H_2O}} \cdot (T_{18} - T_{17})}$$

Para calcularlo se deben obtener las entalpías de los puntos 10 y 12 (entrada y salida del condensador del caudal de vapor) y de los puntos 17 y 18 (entrada y salida del condensador del caudal de refrigeración). La entalpía del punto 10 ya ha sido calculada previamente, siendo su valor:

$$h_{10} = 2.480 \text{ kJ/kg}$$

La entalpía del punto 12 se obtiene con la presión a la que está sometido el condensador. En este caso, como el equipo trabaja a una presión de 0,1 bar, la temperatura de saturación a esa presión es:

$$T_{12} = T_{12,0,1 \text{ bar}} = 45,81 \text{ }^\circ\text{C}$$

Y, como se trata de agua líquida, utilizando el calor específico del agua se obtiene la entalpía:

$$h_{12} = T_{12} \cdot C_{p_{H_2O}} = 45,81 \text{ }^\circ\text{C} \cdot 4,184 \frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{ }^\circ\text{C}}$$

$$h_{12} = 191,7 \text{ kJ/kg}$$

Tras este primer cálculo, se deben definir los puntos 17 y 18. Estos representan la entrada y salida del caudal de refrigeración, por lo que se va a suponer una temperatura del medio refrigerante de 20 °C y un salto de temperatura entre estos dos puntos de 7 °C:

$$T_{17} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta T = 7 \text{ }^\circ\text{C}$$

De esta forma, es posible calcular la temperatura a la salida, sin más que sumar estos dos valores:

$$T_{18} = T_{17} + \Delta T = 20 \text{ }^\circ\text{C} + 7 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{18} = 27 \text{ }^\circ\text{C}$$

Así pues, ya se tienen definidos los cuatro puntos y se puede calcular el caudal de refrigeración del condensador:

$$\dot{m}_{ref} = \frac{4,845 \frac{kg}{s} \cdot (2.480 \frac{kJ}{kg} - 191,7 \frac{kJ}{kg})}{4,184 \frac{kJ}{kg \cdot ^\circ C} \cdot (27 ^\circ C - 20 ^\circ C)}$$

Que da como resultado:

$$\dot{m}_{ref} = 378,6 \text{ kg/s}$$

Tal y como se ha dicho antes, es un caudal muy elevado, razón por la cual se suelen utilizar mares o ríos como fuentes de refrigeración.

En cuanto al equipo, se elige el modelo de coraza y tubos de Schmidt – Bretten, construido en acero.



Ilustración 43. Condensador Schmidt - Bretten

8.2.4 Desgasificador

El siguiente paso es dimensionar el desgasificador. Este equipo tiene una doble misión. El objetivo principal es extraer el oxígeno disuelto, esto es, las posibles burbujas o bolsas de aire que pueda contener el agua líquida, ya que, tras esto, se debe enviar a la bomba de alimentación, por lo que es importante que el agua no contenga nada de oxígeno para no dañarla. Además, tiene la misión de proporcionar la presión hidrostática necesaria (NPSH) para evitar el

fenómeno de cavitación en las bombas de alimentación. Por otra parte, también tiene como fin precalentar el agua antes de entrar en la caldera, con el objetivo de reducir el salto de temperatura que sufre la misma y así reducir el consumo de combustible.

Para su dimensionamiento, se debe tener en cuenta que el desgasificador cumple sus diferentes objetivos utilizando el calor que se genera en el ciclo, a través de una extracción que se realiza en la turbina de vapor. Así pues, es el propio calor del proceso, o una pequeña parte del mismo, el que realiza ese trabajo.

En la siguiente imagen se representa el esquema del desgasificador:

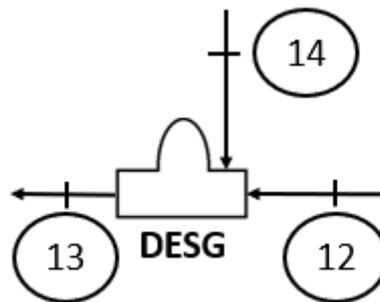


Ilustración 44. Esquema desgasificador

En él se pueden apreciar las diferentes corrientes que llegan al mismo:

1. La corriente \dot{m}_{12} representa la salida del condensador, siendo esta corriente agua líquida.
2. La corriente \dot{m}_{14} representa la extracción realizada en la turbina. Se trata de una parte muy pequeña de todo el caudal que atraviesa la turbina, ya que no es necesario demasiado calor para realizar el trabajo en el desgasificador.
3. La corriente \dot{m}_{13} representa la salida del desgasificador, y no es más que la suma de los dos caudales previos. En este punto el agua sigue siendo líquida y está libre de partículas de oxígeno que puedan dañar las bombas de alimentación a la caldera, que es el siguiente equipo.

Las condiciones en el desgasificador son:

$$T_D = 105 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$P_D = 3 \text{ bar}$$

A través de balances de masa y energía, se pueden obtener los tres caudales mencionados, tal y como se ha hecho previamente para calcular la potencia de la turbina. Se elige el desgasificador de la empresa ATTSU TERMICA.



Ilustración 45. Desgasificador ATTSU TERMICA

8.2.5 Bomba alimentación

El último paso a dar para finalizar con el dimensionamiento de la planta es definir la bomba de alimentación a la caldera. Su misión es proporcionar al agua que le llega del desgasificador la suficiente presión como para introducirla en la caldera, tal y como se representa en el esquema:

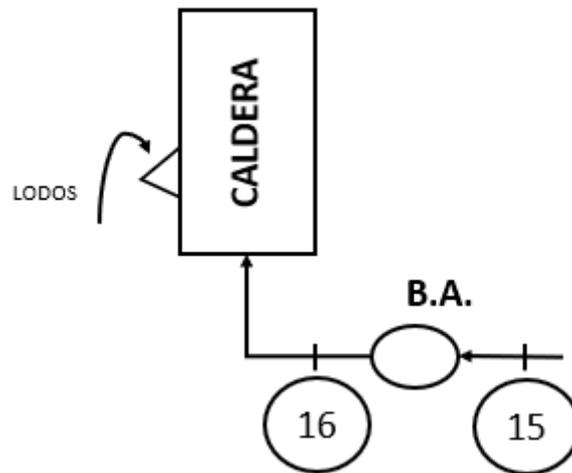


Ilustración 46. Esquema bomba de alimentación

Así pues, lo primero de todo es calcular la potencia de la bomba de alimentación, siguiendo la siguiente fórmula:

$$W_B^t = \dot{m}_{vapor} \cdot \left[\int_{P_{15}}^{P_{16}} v \cdot dp \right]$$

Realizando la integral, la expresión queda:

$$W_B^t = \dot{m}_{vapor} \cdot v \cdot (P_{16} - P_{15})$$

La presión en el punto 15 es la presión del desgasificador, mientras que la presión del punto 16 es la de la caldera, por lo que las dos presiones son conocidas, al igual que \dot{m}_{vapor} , que simplemente es el caudal de vapor que circula por el ciclo:

$$\dot{m}_v = 4,845 \text{ kg/s}$$

$$P_{15} = 3 \text{ bar}$$

$$P_{16} = 60 \text{ bar}$$

Por último, se debe definir el término v . Este se trata del volumen específico del agua, que se considera constante, ya que la variación que sufre entre esos dos puntos es mínima. De esta forma, su valor se estima en:

$$v = 0,001123 \text{ m}^3/\text{kg}$$

Cabe señalar que la presión hay que transformarla a Pascales, para obtener como resultado la potencia en kW. De esta forma, el trabajo de la bomba es:

$$W_B^t = 4,845 \text{ kg/s} \cdot 0,001123 \text{ m}^3/\text{kg} \cdot (60 \text{ bar} - 3 \text{ bar}) \cdot 10^5 \frac{\text{N/m}^3}{\text{bar}}$$

$$W_B^t = 31,01 \text{ kW}$$

Que representa el trabajo que hay que aportarle a la bomba para que ésta sea capaz de llevar el agua líquida hasta la caldera, en donde el proceso comenzará de nuevo, cerrando el ciclo Rankine. La bomba elegida es del fabricante KSB, y es capaz de llegar hasta los 140 bar.

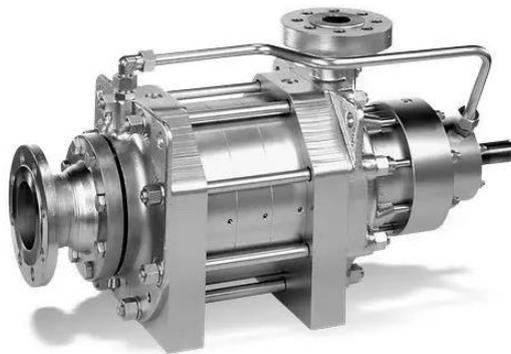


Ilustración 47. Bomba de alimentación de KSB

8.2.6 Rendimientos

Por último, se debe calcular el rendimiento global de la planta. Para ello, en primer lugar, hay que determinar la potencia neta de la central. Este tipo de instalaciones, en las que se emplea como combustible algún tipo de biomasa, tiene un consumo de auxiliares muy superior al de una central térmica de gas natural o al de un ciclo combinado, tales como:

- Bombas.
- Soplantes.

- Cintas transportadoras.
- Iluminación.

Así pues, el consumo de auxiliares en una planta de este tipo está en el entorno del 15%. Teniendo en cuenta que la potencia bruta de la central ya se había calculado previamente:

$$W_e^B = 3.152,44 \text{ kW}$$

El consumo de los elementos auxiliares de la misma será:

$$W_{aux} = 3.152,44 \cdot 0,15 = 472,87 \text{ kW}$$

De este modo, la potencia neta de la central queda:

$$W_e^n = 3.152,44 - 472,87 = 2.679,57 \text{ kW}$$

Por otra parte, también se deben calcular los rendimientos de la central. Se van a calcular tanto el rendimiento bruto como el neto, teniendo o no en cuenta el consumo de los elementos auxiliares. El rendimiento bruto de la central es:

$$\eta_B = \frac{W_e^B}{PCI \cdot \dot{m}_{lodos}} = \frac{3.152,44 \text{ kW}}{10.460 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 1,389 \frac{\text{kg}}{\text{s}}} = 21,7 \%$$

Mientras que, si se tiene en cuenta el consumo de auxiliares, el rendimiento neto es:

$$\eta_n = \frac{W_e^n}{PCI \cdot \dot{m}_{lodos}} = \frac{2.679,57 \text{ kW}}{10.460 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \cdot 1,389 \frac{\text{kg}}{\text{s}}} = 18,44 \%$$

Así pues, los rendimientos bruto y neto de la planta son:

$$\eta_B = 24,48 \%$$

$$\eta_n = 20,81 \%$$

9. MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN

El mantenimiento es una de las tareas más importantes a realizar en una instalación de este tipo. Resulta imprescindible tener controlado en todo momento el funcionamiento de todos los equipos, así como conocer las posibles averías que puedan aparecer.

Debido a ello, el mantenimiento predictivo se convierte en una herramienta muy útil a la hora de predecir posibles fallos o problemas de la maquinaria. Este tipo de mantenimiento consiste en detectar el fallo cuando este se encuentra en estado incipiente y poder decidir si es necesaria la intervención del mantenimiento, además de determinar el momento adecuado para realizar las actividades de mantenimiento.

A continuación, se explicarán las diversas técnicas empleadas en el análisis de irregularidades dentro del mantenimiento predictivo, y se expondrá el mantenimiento de los equipos principales de la planta de valorización energética.

9.1. Mantenimiento predictivo

9.1.1 Análisis de vibraciones

La vibración es el movimiento de una máquina o parte de una máquina en relación a un sistema de referencia considerado fijo; esto es, el movimiento de una parte de la máquina hacia un lado y otro a partir de su posición de reposo. Raramente se avería una máquina sin dar previos avisos y dicho deterioro se caracteriza casi siempre por un aumento del nivel de vibraciones que se puede medir y tomarse como indicador del estado de la máquina.

Para un correcto análisis se utiliza el empleo de técnicas de análisis basadas en el estudio de señales en el dominio de la frecuencia o análisis espectral cuyo objetivo es descomponer una señal compleja en sus componentes a diversas frecuencias. Esta descomposición se establece matemáticamente a partir del Análisis de Fourier. Para el análisis de vibraciones se utilizan sobre todo dos tipos de transductores:

- ❖ **Transductor de velocidad.** Se suelen utilizar en ventiladores.
- ❖ **Transductor de aceleración.** Son los más utilizados en la medida de las vibraciones.

Algunos de los fallos principales detectables por vibración se muestran en la siguiente tabla:

CONCEPTO	TIPO DE FALLO
HOLGURAS	Estáticas (piezas flojas) Dinámicas (por tolerancias) Fijación de bancadas Apriete de pernos
EXCENRICIDAD	En poleas En cojinetes Salto en el eje
DESEQUILIBRIO	Eje doblado Pieza floja desplazada Inicial
DESALINEACION	En montaje de cojinetes En acoplamiento En poleas de transmisión Por deformación en bancada, carcasa, etc Por tensiones en tuberías
RODAMIENTOS EN MAL ESTADO	Mal montaje Holgura en el eje Holgura en la caja
COJINETES EN MAL ESTADO	Mala lubricación Desgaste Excesivas holguras
ROCES	En cierres Axiales del rotor Rotor - carcasa
ENGRANAJES	Desequilibrio Holguras Desalineación Dientes defectuosos
ACOPLAMIENTOS	Mal montaje Holguras Carga excesiva Desgaste
CORREAS EN MAL ESTADO	Desgastadas Mal tensadas Poleas excéntricas, desalineadas o desequilibradas
FUERZAS HIDRO-AERODINAMICAS	Cavitación Alabes desgastados o deformados
PROBLEMAS ELECTRICOS	Estator Rotor Excentricidad Dinámica Campo ovalado
RESONANCIA	Vibración en resonancia Resonancia en la carcasa Resonancia de los soportes Resonancia de la bancada
PROBLEMAS EN LA LUBRICACION	Remolino de aceite (Whirl) Fricción húmeda

Tabla 2. Fallos principales por vibración

9.1.2 Lubricación

La fricción es el rozamiento que se produce entre los diversos órganos móviles de un equipo. Esta fricción produce desgaste, que resulta en la pérdida de material. Es por ello que la lubricación se hace indispensable en cualquier equipo formado por piezas con movimiento relativo entre sí. Efectuando análisis periódicos de las características del aceite se puede determinar su estado, por lo que se podrá decidir el cambio según su estado y no según el calendario o ciclos de funcionamiento, siendo la viscosidad cinemática la propiedad física más importante del aceite.

Los objetivos de la lubricación son:

- Lubricar.
- Refrigerar.
- Limpiar.
- Reducir el consumo energético.

Los factores que influyen en la lubricación son múltiples, si bien la carga aplicada, las condiciones de funcionamiento y las características tanto del lubricante aplicado como de los materiales de las piezas en movimiento son los más relevantes. Existen diferentes análisis a la hora de llevar a cabo el mantenimiento de la lubricación y el aceite, siendo algunos de ellos:

- Examen visual.
- Ensayo de viscosidad.
- Ensayo de cracking.
- Partículas en suspensión y decantadas.

Cualquier uso inadecuado del lubricante, así como la falta de cantidad empleada puede causar graves averías en el equipo, por lo que el mantenimiento del aceite resulta una tarea imprescindible en cualquier instalación.

9.1.3 Endoscopia

Los endoscopios son instrumentos para la realización de Inspección Visual Remota (RVI) en áreas de acceso difícil. Los equipos de inspección Visual Remota se usan para ahorrar tiempo y dinero al usuario al evitar tiempos de desmontajes para realizar inspecciones visuales o en aquellos casos en los que resulte imposible el acceso directo por parte del personal de mantenimiento para realizar la inspección visual.

9.1.4 Termografía

La termografía infrarroja es una técnica de ensayo no destructivo sin contacto, que a partir de la radiación infrarroja emitida por un objeto hace visible la distribución superficial de temperatura como imágenes térmicas o termogramas. Esta característica permite detectar anomalías por variaciones de temperatura y evaluarlas en tiempo real en equipos en funcionamiento.

9.2. Mantenimiento de los equipos principales

9.2.1 Caldera

Existen tres grupos de actividades de mantenimiento en calderas: tareas diarias, tareas mensuales y grandes revisiones.

Tareas diarias:

- Toma de datos y vigilancia de los parámetros principales: temperaturas, presiones y niveles de agua.
- Comprobar ausencia de fugas de vapor y de agua.
- Comprobar ausencia de vibraciones y ruidos en motores y bombas. Si existe mucho ruido puede ser indicativo de que algún elemento rotativo va a romper.

- Controles químicos del agua de alimentación y del agua de purgas. Se realizan análisis en el laboratorio.

Tareas mensuales:

- Engrase de motores y bombas: lo marca el fabricante.
- Análisis del mapa de vibraciones: lo da el fabricante. Se marcan unos puntos del motor en un esquema y se da la amplitud y frecuencia óptima de cada punto.
- Comprobación del buen estado de los equipos en reserva. Los equipos, aunque no se usen, envejecen. Se deben tener a punto.

Grandes revisiones:

- Revisión de quemadores, bombas de alimentación y válvulas motorizadas.
- Comprobar y calibrar los lazos de presión, temperatura, caudal y nivel.
- Inspección visual de tubos en el interior de la caldera.
- Inspección general de la estructura soporte de la caldera y de las tuberías.
- Revisiones legales.

9.2.2 Turbina de vapor

La turbina de vapor, junto con el alternador, es el equipo encargado de generar energía eléctrica.

Las principales averías que se pueden encontrar son:

- Altos niveles de vibración en el reductor o el alternador.
- Fugas de vapor.
- Fallos en la instrumentación.

- Bloqueo o gripaje del rotor.

Al igual que en el caso de la caldera, el mantenimiento se puede dividir en tres grandes grupos:

Tareas diarias:

- Comprobación de alarmas y pre-alarmas.
- Vigilancia de los parámetros principales: temperaturas, presiones, revoluciones...
- Inspección visual de la turbina y de los elementos auxiliares.

Tareas mensuales:

- Limpieza del aceite y comprobación del nivel del mismo.
- Inspecciones de las fugas de vapor y del agua de refrigeración.
- Análisis del mapa de vibraciones.
- Comprobación de lubricación del reductor y el alternador
- Inspección visual del sistema hidráulico.

Grandes revisiones:

- Termografía del grupo turbina – alternador.
- Pruebas de potencia y rendimiento.
- Inspección de álabes.
- Cambia de aceite y de filtros de aceite.
- Análisis del espectro de vibración de la turbina, reductor y alternador.
- Inspección general de todos los elementos que conforman la turbina.

9.2.3 Bomba de alimentación

Las bombas de alimentación son equipos dinámicos cuyo objetivo es impulsar líquidos. Los factores principales a considerar en su funcionamiento son:

- Lubricación.
- Refrigeración.
- Alineación.
- Sellado.

Además, se deben tener en cuenta diferentes operaciones de mantenimiento en dos momentos puntuales: el arranque y la parada.

En el arranque:

- Comprobar que la bomba está llena de producto.
- Comprobar que las válvulas de refrigeración están abiertas.

En la parada:

- Vigilar los sistemas auxiliares de cierre.
- Comprobar el consumo del motor.
- Vigilar la correcta lubricación y reponer el nivel.
- Comprobar que las presiones de aspiración e impulsión están dentro del rango

9.2.4 Turbina de gas

La complejidad tecnológica de las turbinas de gas obliga a contratar el mantenimiento con el fabricante. Existen dos tipos de mantenimiento: diaria y revisiones programadas.

Mantenimiento diario

Lo realiza el propietario, chequeando los parámetros principales de funcionamiento de la turbina:

- Potencia generada.
- Temperatura de salida de los gases.
- Tiempo de arranque y de parada.
- Mapa de vibraciones.
- Rendimiento de la turbina.

Revisiones programadas

Estas se realizan con la turbina parada:

- Limpieza de los filtros de aire.
- Inspección de los elementos de combustión.
- Inspección de las partes calientes.
- Inspección general, que requiere la apertura de la turbina cada 50.000 horas.

9.2.5 Compresor

Dentro del mantenimiento del compresor, los dos grupos mas importantes son la lubricación y la refrigeración.

Lubricación

Es el capítulo más importante en la vida de la máquina. Realizar una perfecta lubricación con un aceite de buena calidad y adecuado para compresores, alarga considerablemente la vida útil del compresor.

Es fundamental, antes de la puesta en marcha, verificar el nivel de aceite del cárter. El nivel debe mantenerse entre las muescas de máximo y mínimo de la misma y siempre se observará en caliente y con la máquina parada. Las características principales del aceite a controlar son:

- Viscosidad.
- Temperatura de inflamación.
- Temperatura de congelación.

Refrigeración

Por otro lado, es fundamental que el compresor esté suficientemente refrigerado, por dos motivos principales:

- Evitar los problemas derivados del calentamiento.
- Reducir el consumo de energía.

En cuanto a los fluidos refrigerantes, los compresores pequeños se pueden enfriar por aire, mientras que los grandes se deben enfriar con agua.

Una buena refrigeración exige mantener el compresor siempre limpio. La suciedad actúa como un aislamiento muy eficaz. Para ello hay que controlar diariamente las temperaturas de entrada y salida del fluido que se utilice como refrigerante (agua o aire).

Cuando el compresor es suficientemente grande, se puede aprovechar su calor de refrigeración como calefacción, para calentar la nave industrial o las oficinas. Es uno de los sistemas de aprovechamiento energético de los compresores más utilizado y con rentabilidades elevadas.

10. ANÁLISIS ECONÓMICO

En el siguiente apartado se van a explicar las diferentes partidas de presupuesto que existen, exponiendo una serie de datos para tener una idea de la inversión necesaria en el proyecto.

Para ello, se va a realizar un presupuesto aproximado, separando por un lado las horas internas empleadas en el proyecto, y por otro, los equipos comerciales y recursos necesarios para la ejecución, montaje y puesta en marcha de la instalación.

10.1. Presupuesto

Tal y como se ha dicho, el presupuesto se va a separar en dos grandes grupos: presupuesto de ingeniería y presupuesto de equipos.

10.1.1 Presupuesto de ingeniería

En este primer apartado se van a tener en cuenta las horas trabajadas por los distintos empleados que participan en el proyecto: ingeniero junior, ingeniero senior y coordinador de proyecto. Se tendrán en cuenta tanto las horas trabajadas por cada uno de los trabajadores como la diferencia salarial existente entre cada uno de los grupos citados.

	Coste horario	Horas trabajadas	Coste total
Ingeniero Junior	50 €/h	1.400 h	70.000 €
Ingeniero Senior	80 €/h	1.200 h	96.000 €
Coordinador proyecto	90 €/h	1.000 h	90.000 €
TOTAL			256.000 €

Tabla 3. Presupuesto de personal

Por otro lado, se deben calcular una serie de recursos utilizados para la realización del proyecto que se imputan como amortizaciones. Estas amortizaciones se calculan mediante la siguiente fórmula:

$$Amortización (\text{€}) = Coste (\text{€}) \cdot \frac{Uso (h)}{Vida \text{ útil } (h)}$$

A continuación, se muestran las distintas amortizaciones empleadas:

	Vida útil	Uso	Coste	Coste total
Ordenador	10.000 h	3.000 h	1.000 €	300 €
Programas informáticos	1.460 h	700 h	10.000 €	4.795 €
TOTAL				5.095 €

Tabla 4. Presupuesto amortizaciones

Por último, en la siguiente tabla se recogen todos los gastos contabilizados de ingeniería, incluidas las amortizaciones. Además, se tiene en cuenta una partida de costes indirectos, estimada en un 5 % del total:

Horas ingeniería	256.000 €
Amortizaciones	5.095 €
Subtotal	261.095 €
Costes indirectos	13.054,75 €
TOTAL	274.149,75 €

Tabla 5. Presupuesto de ingeniería

Tal y como se puede observar, el importe total asciende a 274.149,75 €.

10.1.2. Presupuesto de equipos

En este segundo apartado se muestran el coste de todos los equipos necesarios para llevar a cabo la instalación de la planta, así como las partidas de montaje, puesta en marcha y supervisión. Este presupuesto estará compuesto por tres bloques fundamentales:

- ❖ Cogeneración: equipos principales de la planta de cogeneración.
- ❖ Biomasa: equipos principales de la planta de biomasa.
- ❖ General: equipos o instalaciones comunes a ambas plantas y de carácter general.

A continuación, se muestra la tabla con el importe de cada uno de los equipos o instalaciones:

PRESUPUESTO EQUIPOS	
Planta Cogeneración	4.880.000 €
Grupo Turbina de Gas - Alternador	3.100.000 €
Intercambiador humos - aire	630.000 €
Equipos auxiliares	800.000 €
Sistema eléctrico y de control	350.000 €
Planta Biomasa	6.770.000 €
Caldera	2.900.000 €
Grupo Turbina de Vapor - Alternador	2.600.000 €
Equipos auxiliares	950.000 €
Sistema eléctrico y de control	320.000 €
Partidas comunes	5.300.000 €
Obra civil	2.100.000 €
Montaje mecánico	1.400.000 €
Montaje eléctrico	1.550.000 €
Puesta en marcha	250.000 €
TOTAL Equipos	16.950.000 €

Tabla 6. Presupuesto de equipos

Para finalizar con el presupuesto, se muestra una tabla completa, incluyendo las partidas de ingeniería y ejecución, así como otras tres partidas adicionales:

- **Costes indirectos:** destinados a cubrir aquellos gastos indirectos, como pueden ser electricidad, material de oficina o cualquier actividad relacionada con el proyecto que suponga algún gasto. Se estiman en un 4% de los costes totales.
- **Imprevistos:** costes debido a posibles fallos que puedan aparecer en el proyecto y que no se habían previsto. Se estiman en un 10 % de los costes totales más los indirectos.
- **Costes financieros:** aquellos costes relacionados con las distintas decisiones que se toman en el proyecto y que pueden acarrear consecuencias económicas. Se estiman en un 7 % de los costes totales, indirectos e imprevistos.

Con todo esto, en la siguiente tabla se muestra el presupuesto completo del proyecto:

PRESUPUESTO INGENIERÍA	
Horas ingeniería	256.000 €
Amortizaciones	5.095 €
Subtotal	261.095 €
Costes indirectos	13.055 €
TOTAL Ingeniería	274.150 €
PRESUPUESTO EQUIPOS	
<u>Planta Cogeneración</u>	4.880.000 €
Grupo Turbina de Gas - Alternador	3.100.000 €
Intercambiador humos - aire	630.000 €
Equipos auxiliares	800.000 €
Sistema eléctrico y de control	350.000 €
<u>Planta Biomasa</u>	6.770.000 €
Caldera	2.900.000 €
Grupo Turbina de Vapor - Alternador	2.600.000 €
Equipos auxiliares	950.000 €
Sistema eléctrico y de control	320.000 €
<u>Partidas comunes</u>	5.300.000 €
Obra civil	2.100.000 €
Montaje mecánico	1.400.000 €
Montaje eléctrico	1.550.000 €
Puesta en marcha	250.000 €
TOTAL Equipos	16.950.000 €
PRESUPUESTO FINAL	
TOTAL ingeniería y equipos	17.224.150 €
Costes Indirectos	688.966 €
SUBTOTAL 1	17.913.116 €
Imprevistos	1.791.312 €
SUBTOTAL 2	19.704.427 €
Financieros	1.379.310 €
TOTAL	21.083.737 €

Tabla 7. Presupuesto total

Como se puede observar, el coste total del proyecto asciende a 20.777,717 €.

11. ANÁLISIS DE RENTABILIDAD

En este segundo apartado del análisis económico se pretende realizar un pequeño estudio de la viabilidad económica del proyecto, analizando los ingresos y los gastos del mismo a través de una serie de cálculos que se expondrán a continuación.

En primer lugar, cabe destacar que el objetivo principal de la planta no solo es obtener una rentabilidad económica de la misma, sino darles una funcionalidad a los lodos a través de una gestión eficiente de los mismos, por lo que el beneficio económico no es el único objetivo a conseguir.

Se van a calcular, por una parte, los ingresos o el ahorro que se obtiene de la instalación de la planta, y, por otra parte, los gastos derivados de la misma.

Ingresos

Parte de la energía eléctrica obtenida en la instalación va a ser utilizada para el autoconsumo de la misma, es decir, para la instalación de valorización energética (planta de cogeneración completa y auxiliares, ya que de la planta de biomasa ya se ha restado el autoconsumo). Se asume que este autoconsumo va a ser, aproximadamente, el 15 % de la potencia generada. La potencia total obtenida es la suma de la producida por la turbina de gas y la planta de biomasa:

- Cogeneración: 5,05 MW
- Biomasa: 2,70 MW

La potencia total obtenida es de 7,75 MW, mientras que el autoconsumo, que es el 15 % de la potencia total:

$$\text{Autoconsumo} = 0,15 \cdot 7,75 \text{ MW} = 1,163 \text{ MW}$$

Ahora se debe calcular el ahorro debido a este autoconsumo. Como el precio de compra se supone en 84 €/MWh, el ahorro será:

$$1,163 \text{ MW} \cdot 8.000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 84 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 781.536 \text{ €}$$

Una vez obtenido el ahorro de la instalación, se deben calcular los ingresos por venta de electricidad. Estos los separaremos en 2 grupos: por un lado, la venta de electricidad a la EDAR y por otro lado la venta a la red eléctrica. En función del grupo, el precio de venta será distinto.

La EDAR consume aproximadamente 3,5 MW, y estos se venden a 100 €/MWh, por lo que los ingresos por venta a EDAR son:

$$Venta_{EDAR} = 3,5 \text{ MW} \cdot 8.000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 100 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 2.800.000 \text{ €}$$

La energía restante, una vez restados el autoconsumo y la venta a EDAR, se podrá vender a red eléctrica:

$$7,75 \text{ MW} - 3,5 \text{ MW} - 1,163 \text{ MW} = 3,087 \text{ MW}$$

En este caso el precio de venta es aproximadamente de 50 €/MWh:

$$Venta_{RE} = 3,087 \text{ MW} \cdot 8.000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 50 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 1.234.800 \text{ €}$$

Finalmente, sumando cada una de las partidas calculadas, se obtienen los ingresos anuales de la planta:

$$Ingresos = 781.536 \text{ €} + 2.800.000 \text{ €} + 1.234.800 \text{ €} = 4.816.336 \text{ €}$$

Gastos

El gasto principal es el consumo de gas natural en la turbina de gas, ya que en el secadero el aire caliente es calentado a partir de los humos de la turbina (cogeneración) y en la planta de biomasa el combustible son los lodos incinerados. De esta manera, el gasto por gas natural será:

$$16,72 \text{ MW} \cdot 8.000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 25 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 3.344.000 \text{ €}$$

Por otra parte, se deben tener en cuenta una serie de gastos de mantenimiento y de imprevistos. En estos últimos se incluyen gastos de consumo en los quemadores del secadero y de la planta de biomasa, que están como apoyo, así como cualquier consumo extra que pueda darse en la instalación. Para su cálculo se supondrá un coste de 10 €/MWh:

$$7,75 \text{ MW} \cdot 8.000 \frac{h}{\text{año}} \cdot 10 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} = 620.000 \text{ €}$$

Mientras que los gastos de operación se supondrán en 50.000 €. Así pues, los gastos totales son:

$$\text{Gastos totales} = 3.344.000 \text{ €} + 620.000 \text{ €} + 50.000 \text{ €} = 4.014.000 \text{ €}$$

Beneficios y TRS

Una vez calculados los ingresos y los gastos, el beneficio obtenido se calcula a partir de la diferencia entre ambos:

$$\text{Ingresos} - \text{Gastos} = 4.816.336 \text{ €} - 4.014.000 \text{ €} = 802.336 \text{ €}$$

Tal y como se puede observar, el saldo final es positivo, lo cual quiere decir que se podrá recuperar la inversión y conseguir beneficios. Para saber cuánto tiempo pasará hasta recuperar la inversión se recurre a la Tasa de Retorno Simple (Payback):

$$\text{TRS} = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro neto}} = \frac{21.083.000 \text{ €}}{802.336 \text{ €}} = 26,27 \text{ años}$$

Tal y como se ha comentado, resulta una Tasa de Retorno muy elevada ya que no se trata de una instalación hecha para buscar solamente rentabilidad económica, por lo que se tardará un largo periodo de tiempo en recuperar la inversión.

12. CRONOGRAMA – DIAGRAMA GANTT

En este apartado se va a explicar la planificación que se pretende seguir en el proyecto, así como las distintas tareas o actividades que se van a llevar a cabo. Para ello se va a utilizar como herramienta el diagrama de Gantt, cuya función es planificar diferentes tareas, de manera que se pueda realizar una programación teniendo en cuenta su duración, fecha de inicio y fecha de finalización y las relaciones existentes entre ellas.

A continuación, se van a explicar las tareas que se van a incluir en la planificación:

- Ingeniería básica: en esta primera tarea se deben definir los conceptos e ideas básicas del proyecto, de manera que sean los pilares en los que se basará la ingeniería de detalle.
- Ingeniería de detalle: una vez aprobada la ingeniería básica, se procede a realizar la ingeniería de detalle. Esta será más extensa, ya que en ella se incluyen todos los planos, cálculos y especificaciones necesarios para llevar a cabo la realización del proyecto, es decir, todo lo necesario para su ejecución.
- Compra de equipos: una vez se ha realizado la ingeniería básica, se puede proceder con la compra de los equipos.
- Obra civil: la obra civil queda definida en la ingeniería básica y suele ser lo primero en ejecutarse, por lo que se realiza una vez finaliza esta.
- Montaje mecánico: el montaje mecánico se puede empezar a realizar a medida que se van obteniendo los equipos, pero una vez finalizada la obra civil.
- Montaje eléctrico: para comenzar con el montaje eléctrico el montaje mecánico debe estar realizado.

- Puesta en marcha: la puesta en marcha tiene como objetivo probar el funcionamiento de la instalación y detectar las posibles averías o errores que han podido producirse. Puede efectuarse una vez finaliza el montaje eléctrico, y es la última tarea a realizar.

Así pues, el diagrama Gantt tiene el siguiente aspecto:

Valorización energética de lodos de EDAR mediante cogeneración y biomasa

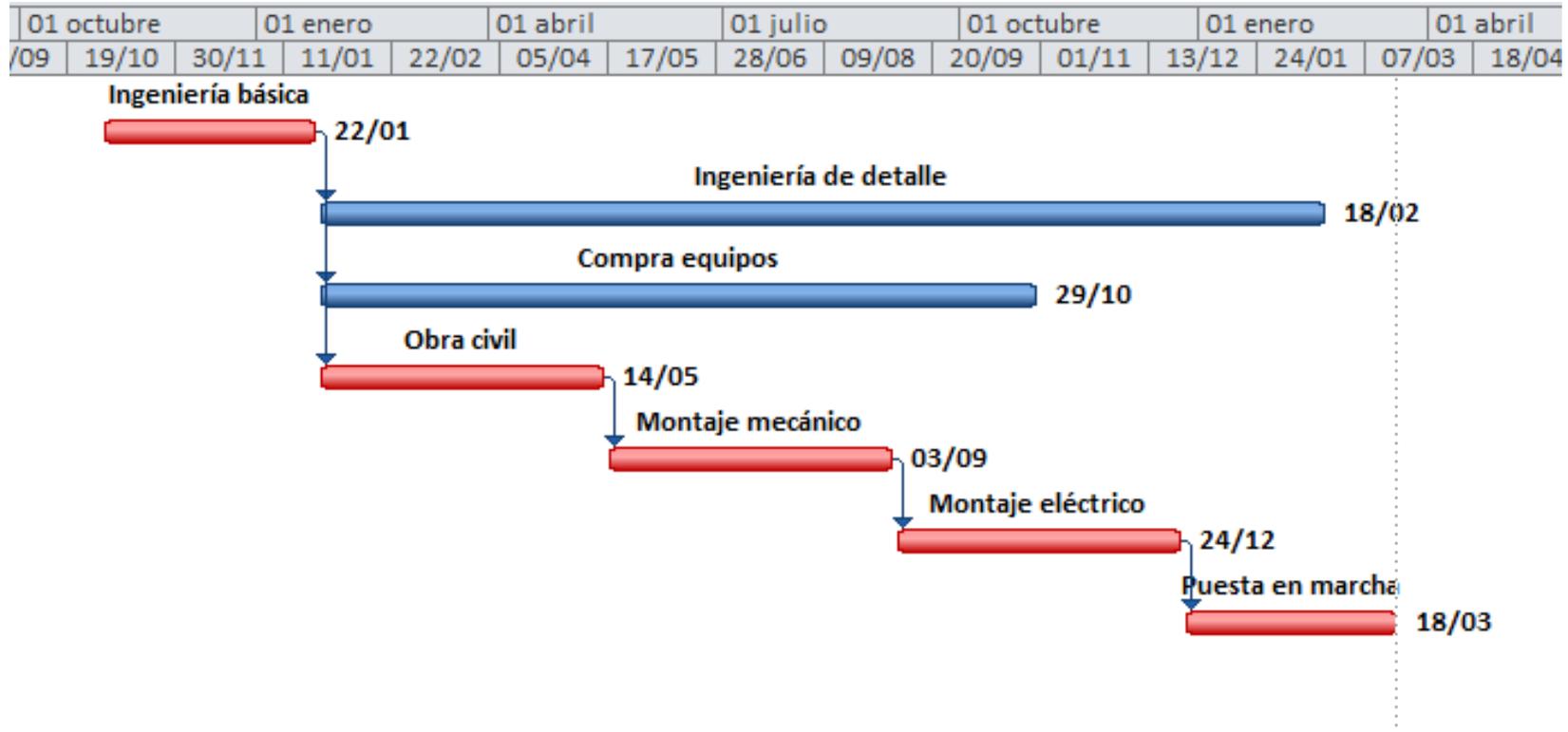


Ilustración 48. Diagrama de Gantt

Tal y como se puede apreciar, la duración total del proyecto se estima en 17 meses, siendo el comienzo el 02/11/2020 y la finalización del mismo el 18/03/2022.

La primera tarea a realizar será la ingeniería básica, con una duración de 3 meses, y una vez aprobada, se podrá comenzar con la ingeniería de detalle (13 meses), la compra de equipos (10 meses) y la obra civil (4 meses). Cabe destacar que estas tres últimas actividades se pueden realizar al mismo tiempo y es normal que se solapen.

Una vez se acaba con la obra civil, se puede comenzar con el montaje mecánico, cuya duración es de 4 meses. Tal y como puede apreciarse en el diagrama, para comenzar con el montaje mecánico es imprescindible haber realizado la obra civil, por ello esta última es considerada una tarea crítica. La ingeniería de detalle y la compra de equipos no son imprescindibles para empezar con el montaje mecánico por lo que, al igual que en el caso anterior, pueden solaparse.

Inmediatamente después de que se termine el montaje mecánico, se realiza el montaje eléctrico, cuya duración es de 4 meses. Por último, al finalizar el montaje eléctrico, se realiza la puesta en marcha de la instalación, con una duración estimada de 3 meses.

En el diagrama puede apreciarse un camino formado por barras rojas. Se trata del camino crítico, formado por las tareas críticas. Un retraso en este tipo de tareas supone un retraso para todo el proyecto, por lo que se debe tener cuidado con los tiempos en este tipo de tareas. Por el contrario, en las tareas que no son críticas se puede emplear más tiempo del planificado.

13. CONCLUSIONES

A continuación, se van a presentar una serie de conclusiones o puntos principales del proyecto, con el fin de resumir de una forma general las ideas más relevantes del mismo:

1. Los lodos de EDAR están presentes en cualquier urbe del mundo y su gestión se hace inevitablemente necesaria. Un buen sistema de depuración es imprescindible si se desea lograr una gestión eficiente.
2. A la hora de gestionar los lodos de EDAR, debido a las cada vez más exigentes condiciones medioambientales, se debe respetar el entorno, así como controlar las distintas emisiones o residuos finales que se puedan generar.
3. Existen diferentes alternativas a la hora de gestionar los lodos tratados, pero la valorización energética ofrece una serie de ventajas que la convierten en una gran opción. Además de darle una salida a esos fangos, se obtiene energía eléctrica a través de su incineración y se es respetuoso con el medioambiente.
4. El proceso de secado de los lodos requiere de una cantidad elevada de calor, para poder deshidratarlos lo suficiente para su posterior incineración. Por esta razón la cogeneración queda completamente justificada y su uso mejora el rendimiento de la instalación.
5. Más allá de la posible rentabilidad económica que se puede o no obtener del proyecto, los objetivos principales son la gestión y funcionalidad de los lodos una vez tratados, así como su impacto medioambiental.
6. La instalación, con la electricidad que genera a partir de la planta de biomasa y la turbina de gas, es capaz de autoabastecerse, alimentar energéticamente a la EDAR y vender la energía sobrante.

7. La tasa de retorno es elevada, lo cual quiere decir que la inversión se recuperará en un largo periodo de tiempo.

14. BIBLIOGRAFÍA

[1] Protocolo de Kioto, Comisión Europea (U.E.):

https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/progress/kyoto_1_es

[2]: Compromisos España Protocolo Kioto (Gobierno de España):

<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contr-el-cambio-climatico/naciones-unidas/protocolo-kioto.aspx>

[3] Calidad y evaluación ambiental, lodos de depuradora (Gov. España):

<https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/flujos/lodos-depuradora/>

[4] E.D.A.R. Galindo:

https://www.bizkaia21.eus/fitxategiak/09/bizkaia21/Territorio_Sostenible/dokumentuak/20101011115000053_edarGal.pdf?hash=ebfa21ae3c9b415bfa2c8e5df6f7bfa9

[5] Aprovechamiento de lodos de E.D.A.R. (UVa): <http://uvadoc.uva.es/handle/10324/6157>

[6] Reducción lodos generados en E.D.A.R. (Proyecto WaterReuse):

https://www.sitra.es/sites/default/files/Reducci%C3%B3n_de_lodos_generados_en_EDARI%27s_CTC_JUN_2015.pdf

[7] Tratamiento aguas residuales (Cyclusid): <https://www.cyclusid.com/tecnologias-aguas-residuales/tratamiento-aguas/>

[8] Secado y aprovechamiento energético de lodos de E.D.A.R. (Tecnoaqua):

<https://www.tecnoaqua.es/articulos/20200810/secado-aprovechamiento-energetico-fangos-EDAR#.X1eqMnkzBIU>

[9] Guía de valorización energética de residuos (Comunidad de Madrid):

<https://www.oficemen.com/wp-content/uploads/2017/05/Guia-de-valorizacion-energetica-de-residuos.-Fenercom-2010.pdf>

[10] Descripción plantas de biomasa: <http://www.plantasdebiomasa.net/>

[11] Equipos de desgasificación (US):

<http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5344/fichero/PFC.pdf>

[12] Plantas de cogeneración: <http://www.plantasdecogeneracion.com/index.php/las-plantas-de-cogeneracion>

[13] Secado directo con tromel (Prodesa): <https://prodesa.net/wp-content/uploads/Secado-directo-con-tromel.pdf>

[14] Gas turbines (Siemens – energy): <https://www.siemens-energy.com/global/en/offerings/power-generation/gas-turbines/sgt-100.html>

[15] Alternadores Leroy - Somer: <https://acim.nidec.com/generators/leroy-somer>

[16] Siemens steam turbine SST - 300:

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:79682b366c8732c55d1ca2e8c9992ef08a2df11d/sst-300-interactivepraes.pdf>

[17] Desgasificador ATTSU TERMICA: <https://www.directindustry.es/prod/attsu-termica-sl/product-37754-614230.html>

[18] Condensador Schmidt - Bretten: <https://www.directindustry.es/prod/api-schmidt-bretten-api-heat-transfer-group/product-39767-1872715.html>

[19] Caldera lecho fluidizado GE Power: <https://www.directindustry.es/prod/ge-power/product-205105-2079851.html>

[20] Bomba de alimentación KSB: https://www.ksb.com/ksb-es/Productos_y_Servicios/Energia/Power-Stations_up_to_100_MW/Boiler_feed_pumps_from_KSB/

15. ANEXOS

En este apartado se incluye una información adicional de diverso tipo con el fin de ayudar al cliente a entender el proyecto.

Los diferentes anexos que se incluyen son los siguientes:

ANEXO I. PLANO COMPLETO DE LA INSTALACIÓN.

ANEXO II. CÁLCULOS REALIZADOS EES.

ANEXO III. RESULTADOS.

ANEXO II. CALCULOS REALIZADOS EN EES.

{----- DIMENSIONAMIENTO TRATAMIENTO AIRE HÚMEDO -----}

$P1=1,013$ {bar}

 $T_{amb}=20$ {°C}

{Punto 1}

$T[1]=10$ {°C}

 $rh[1]=0,9$

 $\omega[1]=HumRat(AirH2O;T=T[1];r=rh[1];P=P1)$ {kgH2O/kg a.s.}

 $m_v[1]=m_{air}*\omega[1]$ {kg/s}

{Punto 2}

$T[2]=8,5$ {°C}

 $rh[2]=1$

 $\omega[2]=HumRat(AirH2O;T=T[2];r=rh[2];P=P1)$ {kgH2O/kg a.s.}

 $m_v[2]=m_{air}*\omega[2]$ {kg/s}

{Punto 3}

$T[3]=5$ {°C}

 $rh[3]=1$

 $h[3]=Enthalpy(AirH2O;T=T[3];r=rh[3];P=P1)$ {kJ/kg}

 $\omega[3]=HumRat(AirH2O;T=T[3];r=rh[3];P=P1)$ {kgH2O/kg a.s.}

 $m_v[3]=m_{air}*\omega[3]$ {kg/s}

{Punto 4}

$T[4]=40$ {°C}

 $rh[4]=0,12$

 $h[4]=Enthalpy(AirH2O;T=T[4];r=rh[4];P=P1)$ {kJ/kg}

 $\omega[4]=HumRat(AirH2O;T=T[4];r=rh[4];P=P1)$ {kgH2O/kg a.s.}

 $m_v[4]=m_{air}*\omega[4]$ {kg/s}

{----- DIMENSIONAMIENTO LODOS EDAR -----}

$m_{lodos_e}=100000$ {t/año}

 $m_{H2O_e}=0,7*m_{lodos_e}$ {t/año}

 $m_{ps_e}=m_{lodos_e}-m_{H2O_e}$ {t/año}

{Se desea obtener un 25% de humedad en lodos a la salida del secadero}

$m_{ps_s}=m_{ps_e}$ {t/año}

 $m_{H2O_s}=0,25*(m_{ps_s}+m_{H2O_s})$ {t/año}

 $m_{lodos_s}=m_{ps_s}+m_{H2O_s}$ {t/año}

$m_{ps_e_Sl}=m_{ps_e}*((1000)/(8000*3600))$ {kg/s}

$$m_{ps_s_SI} = m_{ps_e_SI} \quad \{kg/s\}$$

$$m_{H2O_e_SI} = m_{H2O_e} * ((1000)/(8000*3600)) \quad \{kg/s\}$$

$$m_{H2O_s_SI} = m_{H2O_s} * ((1000)/(8000*3600)) \quad \{kg/s\}$$

{----- DIMENSIONAMIENTO SECADERO -----}

{Punto 5}

$$T[5] = 19,1 \quad \{^{\circ}C\}$$

$$rh[5] = 1$$

$$\omega[5] = \text{HumRat}(\text{AirH2O}; T=T[5]; r=rh[5]; P=P1) \quad \{kgH2O/kg\ a.s.\}$$

$$m_v[5] = m_air * \omega[5] \quad \{kg/s\}$$

$$h[5] = \text{Enthalpy}(\text{AirH2O}; T=T[5]; r=rh[5]; P=P1) \quad \{kJ/kg\}$$

{Balance de aguas secadero}

$$m_{H2O_e_SI} + m_{air} * \omega[4] = m_{H2O_s_SI} + m_{air} * \omega[5]$$

{Balance energía secadero}

$$Cp_{H2O} = 4,184 \quad \{kJ/kg^{\circ}C\}$$

$$Cp_{lodos} = 2 \quad \{kJ/kg^{\circ}C\}$$

$$m_{ps_e_SI} * Cp_{lodos} * T[1] + m_{H2O_e_SI} * Cp_{H2O} * T[1] + m_{air} * h[4] = m_{ps_s_SI} * Cp_{lodos} * T[6] + m_{H2O_s_SI} * Cp_{H2O} * T[6] + m_{air} * h[5]$$

$$LADO_1 = m_{ps_e_SI} * Cp_{lodos} * T_{amb} + m_{H2O_e_SI} * Cp_{H2O} * T_{amb} + m_{air} * h[4]$$

$$LADO_2 = m_{ps_s_SI} * Cp_{lodos} * T[5] + m_{H2O_s_SI} * Cp_{H2O} * T[5] + m_{air} * h[5]$$

$$LADO_3 = m_{H2O_e_SI} + m_{air} * \omega[4]$$

$$LADO_4 = m_{H2O_s_SI} + m_{air} * \omega[5]$$

{----- DIMENSIONAMIENTO MACI -----}

$$Cp_{gases} = 1,1 \quad \{kJ/kg^{\circ}C\}$$

$$T[7] = 400 \quad \{^{\circ}C\}$$

$$T[8] = 140 \quad \{^{\circ}C\}$$

$$h[7] = T[7] * Cp_{gases} \quad \{kJ/kg\}$$

$$h[8] = T[8] * Cp_{gases} \quad \{kJ/kg\}$$

{Balance energía MACI}

$$m_{gases} * (h[7] - h[8]) = m_{air} * (h[4] - h[3])$$

{Lo primero que hay que hacer es calcular la potencia generada en el intercambiador de calor por los humos del motor}

$$W_{dot_g} = m_{gases} * Cp_{gases} * (T[7] - T[8])$$

{A continuación, se utiliza el rendimiento de los gases}

$$\eta_g = 0,22$$

$$\eta_g = W_{dot_g} / Q_{dot_c}$$

{Por último, se utiliza el rendimiento eléctrico para obtener la potencia del motor}

$$\eta_e = 0,44$$

$$\eta_e = \dot{W}_e / \dot{Q}_c$$

{----- DIMENSIONAMIENTO TG -----}

$C_{p_gases} = 1,1$	{kJ/kg°C}
$T[7] = 500$	{°C}
$T[8] = 140$	{°C}
$h[7] = T[7] * C_{p_gases}$	{kJ/kg}
$h[8] = T[8] * C_{p_gases}$	{kJ/kg}

{Balance energía TG}

$$\dot{m}_{gases} * (h[7] - h[8]) = \dot{m}_{air} * (h[4] - h[3])$$

{Lo primero que hay que hacer es calcular la potencia generada en el intercambiador de calor por los humos de la TG}

$$\dot{W}_{dot_g} = \dot{m}_{gases} * C_{p_gases} * (T[7] - T[8])$$

{A continuación, se utiliza el rendimiento de los gases}

$$\eta_g = 0,55$$

$$\eta_g = \dot{W}_{dot_g} / \dot{Q}_{dot_c}$$

{Por último, se utiliza el rendimiento eléctrico para obtener la potencia de la TG}

$$\eta_e = 0,3$$

$$\eta_e = \dot{W}_{dot_e} / \dot{Q}_{dot_c}$$

{----- DIMENSIONAMIENTO PLANTA BIOMASA -----}

{Punto 9}

$P[9] = 60$	{bar}
$T[9] = 450$	{°C}
$h[9] = \text{Enthalpy}(\text{Water}; T=T[9]; P=P[9])$	{kJ/kg}
$s[9] = \text{Entropy}(\text{Water}; T=T[9]; P=P[9])$	

{Punto 10}

$P[10] = 0,1$	{bar}
$\eta_s = 0,70$	
$\eta_s = (h[9] - h[10]) / (h[9] - h[11])$	

{Punto 10s=11}

$P[11] = 0,1$	{bar}
---------------	-------

$$s[11]=s[9] \quad \{kJ/kgK\}$$

$$h[11]=\text{Enthalpy}(\text{Water};s=s[11];P=P[11])$$

{Punto 12}

$$P[12]=0,1 \quad \{\text{bar}\}$$

$$T[12]=T_{\text{sat}}(\text{Water};P=P[12]) \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

$$h[12]=T[12]*Cp_{\text{H}_2\text{O}} \quad \{kJ/kg\}$$

{Punto 13}

$$P[13]=3 \quad \{\text{bar}\}$$

$$T[13]=105 \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

$$h[13]=\text{Enthalpy}(\text{Water};T=T[13];P=P[13]) \quad \{kJ/kg\}$$

{Punto 14}

$$P[14]=3 \quad \{\text{bar}\}$$

$$\text{eta}_{\text{s_desg}}=0,65$$

$$\text{eta}_{\text{s_desg}}=(h[9]-h[14])/(h[9]-h[15])$$

{Punto 14s=15}

$$P[15]=3 \quad \{\text{bar}\}$$

$$s[15]=s[9] \quad \{kJ/kgK\}$$

$$h[15]=\text{Enthalpy}(\text{Water};P=P[15];s=s[15]) \quad \{kJ/kg\}$$

{Punto 16}

$$P[16]=60 \quad \{\text{bar}\}$$

$$T[16]=180 \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

$$h[16]=T[16]*Cp_{\text{H}_2\text{O}} \quad \{kJ/kg\}$$

$$v[16]=\text{Volume}(\text{Water};T=T[16];P=P[16])$$

{Punto 17}

$$T[17]=20 \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

{Punto 18}

$$T[18]=27 \quad \{^{\circ}\text{C}\}$$

{CALDERA}

{Primero se debe calcular la cantidad de lodos que entra a la caldera (teniendo en cuenta el agua) y su poder calorífico inferior}

$$m_{\text{dot_lodos}}=m_{\text{ps_s_SI}}+m_{\text{H}_2\text{O_s_SI}} \quad \{kg/s\}$$

$$PCI_{\text{lodos}}=2500 \quad \{kcal/kg\}$$

$$PCI_{\text{lodos_SI}}=PCI_{\text{lodos}}*Cp_{\text{H}_2\text{O}} \quad \{kJ/kg\}$$

{Para así, con estos datos, obtener el calor que proporcionan los lodos al ser quemados}

$$Q_{\text{dot_lodos}}=m_{\text{dot_lodos}}*PCI_{\text{lodos_SI}} \quad \{kW\}$$

{Lo primero que se va a dimensionar es la caldera. Para ello, se debe calcular la cantidad de vapor que circulará por la misma a partir del rendimiento de la misma}

$$\begin{aligned} \text{eta_caldera} &= 0,85 \\ \text{eta_caldera} &= (\dot{m}_{\text{vapor}} \cdot (h[9] - h[16])) / (\dot{m}_{\text{lodos}} \cdot \text{PCI_lodos_SI}) \end{aligned}$$

{TURBINA}

{Tras ello, se debe calcular la potencia que proporciona la turbina. Se tendrán en cuenta los siguientes rendimientos}

$$\begin{aligned} \text{eta_mecánico} &= 0,9 \\ \text{eta_eléctrico} &= 0,97 \end{aligned}$$

{Para calcular dicha potencia se debe obtener primero el caudal que circula por la extracción que se realiza de la turbina al desgasificador}

$$\begin{aligned} \dot{m}_{\text{vapor}} &= \dot{m}_{\text{turb}} + \dot{m}_{\text{desg}} \\ \dot{m}_{\text{vapor}} \cdot h[13] &= \dot{m}_{\text{turb}} \cdot h[12] + \dot{m}_{\text{desg}} \cdot h[14] \end{aligned}$$

{Finalmente, la potencia que proporciona la turbina es}

$$W_{\text{dot_turb}} = \dot{m}_{\text{turb}} \cdot (h[9] - h[10]) \cdot \text{eta_mecánico} \cdot \text{eta_eléctrico} \quad \{\text{kW}\}$$

{CONDENSADOR}

{Se debe realizar un balance en el condensador para calcular el caudal de refrigeración necesario en el mismo}

$$\dot{m}_{\text{vapor}} \cdot (h[10] - h[12]) = \dot{m}_{\text{ref}} \cdot C_p_{\text{H}_2\text{O}} \cdot (T[18] - T[17])$$

{DESGASIFICADOR}

{Se debe realizar un balance en el desgasificador para calcular el caudal de extracción de la turbina que circula por el mismo, cosa que ya se ha realizado anteriormente}

{BOMBA DE ALIMENTACIÓN}

{Se debe calcular el trabajo necesario en la bomba de alimentación. En primer lugar, para calcular el trabajo demandado por la bomba de alimentación se considera un volumen específico constante, ya que su variación a la entrada y salida es mínima. De esta forma, el trabajo de la bomba de alimentación queda de la siguiente forma}

$$W_{\text{dot_bomba}} = \dot{m}_{\text{vapor}} \cdot v[16] \cdot (P[16] - P[13]) \cdot 100 \quad \{\text{kW}\}$$

{RENDIMIENTO GLOBAL PLANTA}

{Teniendo en cuenta un consumo de auxiliares de la planta de alrededor el 15% de la potencia bruta de la misma, la potencia neta será}

$$\begin{aligned} W_{\text{dot_aux}} &= 0,15 \cdot W_{\text{dot_turb}} && \{\text{kW}\} \\ W_{\text{dot_e_neto}} &= W_{\text{dot_turb}} - W_{\text{dot_aux}} && \{\text{kW}\} \end{aligned}$$

{Por último, se deben calcular los rendimientos bruto y neto}

$$\text{eta_bruto} = W_{\text{dot_turb}} / (\text{PCI_lodos_SI} \cdot \dot{m}_{\text{lodos}})$$

$$\text{eta_neto} = \text{W_dot_e_neto} / (\text{PCI_lodos_SI} * \text{m_dot_lodos})$$

*Valorización energética de lodos de EDAR
 mediante cogeneración y biomasa*

Main

Unit Settings: SI C bar kJ mass deg

$C_{p_{gases}} = 1,1$	$C_{p_{H_2O}} = 4,184$	$C_{p_{lodos}} = 2$	$\eta_{bruto} = 0,2169$	$\eta_{caldera} = 0,85$	$\eta_e = 0,3$	$\eta_{electrico} = 0,97$	$\eta_g = 0,55$	$\eta_{mecánico} = 0,9$	$\eta_{neto} = 0,1844$
$\eta_s = 0,7$	$\eta_{s,desg} = 0,65$	$LADO_1 = 13748$	$LADO_2 = 13589$	$LADO_3 = 3,795$	$LADO_4 = 3,795$	$m_{air} = 248,6$	$m_{desg} = 0,4522$	$m_{lodos} = 1,389$	$m_{ref} = 378,6$
$\dot{m}_{turb} = 4,393$	$\dot{m}_{vapor} = 4,845$	$m_{gases} = 22,43$	$m_{H_2O,e} = 70000$	$m_{H_2O,e,SI} = 2,431$	$m_{H_2O,s} = 10000$	$m_{H_2O,s,SI} = 0,3472$	$m_{lodos,e} = 100000$	$m_{lodos,s} = 40000$	$m_{ps,e} = 30000$
$m_{ps,e,SI} = 1,042$	$m_{ps,s} = 30000$	$m_{ps,s,SI} = 1,042$	$P1 = 1,013$	$PCI_{lodos} = 2500$	$PCI_{lodos,SI} = 10460$	$\dot{Q}_c = 16151$	$\dot{Q}_{lodos} = 14528$	$T_{amb} = 20$	$\dot{W}_{aux} = 472,7$
$\dot{W}_{bomba} = 31,02$	$\dot{W}_e = 4845$	$\dot{W}_{e,neto} = 2678$	$\dot{W}_g = 8883$	$\dot{W}_{turb} = 3151$					

[Click on this line to see the array variables in the Arrays Table window](#)

15 potential unit problems were detected.

Check Units

Calculation time = ,0 sec.

ANEXO III. RESULTADOS.

RESULTADOS		
PLANTA COGENERACIÓN		
Instalación tratamiento aire		
Temperatura punto 1	T_1	10 °C
Temperatura punto 2	T_2	8,5 °C
Temperatura punto 3	T_3	5 °C
Temperatura punto 4	T_4	40 °C
Humedad relativa punto 1	H_{r_1}	90 %
Humedad relativa punto 2	H_{r_2}	100 %
Humedad relativa punto 3	H_{r_3}	100 %
Humedad relativa punto 4	H_{r_4}	12 %
Secadero		
Caudal de producto seco a la entrada	\dot{m}_{ps_e}	1,042 kg/s
Caudal de producto seco a la salida	\dot{m}_{ps_s}	1,042 kg/s
Caudal de agua a la entrada	$\dot{m}_{H_2O_e}$	2,431 kg/s
Caudal de agua a la salida	$\dot{m}_{H_2O_s}$	0,347 kg/s
Temperatura punto 5	T_5	19,1 °C
Temperatura punto 6	T_6	29,38 °C
Caudal de aire	\dot{m}_{air}	248,6 kg/s
Intercambiador de calor		
Temperatura punto 7	T_7	500 °C
Temperatura punto 8	T_8	140 °C
Caudal gases escape MACI	\dot{m}_{gases}	31,06 kg/s
Caudal gases escape TG	\dot{m}_{gases}	22,43 kg/s
MACI		
Potencia calorífica gases	W_g	8.883,16 kW
Potencia calorífica combustible	\dot{Q}_c	40.378,00 kW
Potencia eléctrica TG	W_e	17.766,32 kW
Rendimiento gases	η_c	22 %
Rendimiento eléctrico	η_e	44 %

Turbina de gas		
Potencia calorífica gases	W_g	8.882,28 kW
Potencia calorífica combustible	\dot{Q}_c	16.149,60 kW
Potencia eléctrica TG	W_e	4,845 kW
Rendimiento gases	η_c	55 %
Rendimiento eléctrico	η_e	30 %
Elección Turbina de Gas		
Potencia eléctrica real	W_e^{real}	5.050,00 kW
Caudal gases escape real	\dot{m}_{gases}^{real}	19,5 kg/s
Temperatura gases escape real	T_{humos}^{real}	545 °C
Rendimiento eléctrico real	η_e^{real}	32 %
Potencia calorífica gases real	W_g^{real}	8.687,25 kW
Potencia calorífica combustible real	\dot{Q}_c^{real}	16.721,85 kW
Caudal de aire real	\dot{m}_{air}^{real}	243,14 kg/s
Rendimiento eléctrico eq.	R_{EE}	71,42 %
PLANTA DE BIOMASA		
Caldera de lecho fluido		
Temperatura punta 9	T_9	450 °C
Presión punto 9	P_9	60 bar
Rendimiento caldera	η_c	85 %
PCI lodos	PCI	2.500,00 kcal/kg
Caudal de vapor	\dot{m}_{vapor}	4,845 kg/s
Turbina - Alternador		
Caudal turbina	\dot{m}_{turb}	4,393 kg/s
Caudal desgasificador	\dot{m}_{desg}	0,4522 kg/s
Rendimiento isoentrópico	η_s	70 %
Rendimiento mecánico	η_m	90 %
Rendimiento eléctrico	η_e	97 %
Potencia turbina	W_{turb}	3.152,44 kW
Condensador		
Presión condensador	P_{10}	0,1 bar
Caudal refrigeración	\dot{m}_{ref}	378,6 kg/s
Desgasificador		
Temperatura desgasificador	T_D	105 °C
Presión desgasificador	P_D	3 bar
Bomba alimentación		
Trabajo de la bomba	W_B^t	31,01 kW
Rendimientos		
Potencia neta de la central	W_e^n	2.679,57 kW
Rendimiento bruto	η_B	21,7 %
Rendimiento neto	η_n	18,44 %