

RESUMEN

Se han evaluado dos alternativas de cogeneración en EDAR a partir del biogás procedente de la digestión anaerobia de fangos: motor alternativo o turbina de gas, comparativamente con respecto a la combustión en caldera. Como base de cálculo se ha considerado la EDAR de Valladolid, que trata 101.000 m³/día de agua residual, y genera en torno a 9.600 m³/d de biogás por digestión de 2.500 m³/d de lodo. Se han llevado a cabo los correspondientes balances energéticos (energía térmica y eléctrica) mediante la selección de equipos comerciales concretos. Los resultados energéticos se han traducido en balances económicos con el objetivo de seleccionar la alternativa óptima, consistente en una combinación de motor de cogeneración (de 2089 kW) y caldera de gas natural (de 16 m³/h). Esta opción satisface la demanda térmica (936 kW por cogeneración + 1682 kW por combustión), y conduce a un beneficio anual (ingreso-gasto) de 220.614 €/año.

PALABRAS CLAVE

EDAR

Fangos

Digestión anaerobia

Biogás

Cogeneración

ÍNDICE

1.	JUSTIFICACIÓN	7
2.	OBJETIVOS.....	9
3.	ANTECEDENTES E INTRODUCCIÓN	11
3.1.	Descripción general de una EDAR (Estación Depuradora de Aguas Residuales) ...	11
3.2.	Fangos/Lodos	26
3.3.	Digestión anaerobia de lodos	31
4.	PROCESO DE COGENERACIÓN	35
4.1.	Introducción a la cogeneración.....	35
4.2.	Grupos de cogeneración	38
4.2.1.	Sistema de cogeneración con turbina de vapor	41
4.2.2.	Sistema de cogeneración con turbina de gas.....	42
4.2.3.	Sistema de cogeneración de ciclo combinado	43
4.2.4.	Sistema de cogeneración con motor alternativo	45
4.2.5.	Trigeneración.....	46
4.3.	Ventajas de un proceso de cogeneración	46
4.4.	Cogeneración a partir de lodos de EDAR	47
5.	MOTOR ALTERNATIVO	51
5.1.	Principios generales	51
5.2.	Motor alternativo de gas ciclo Otto.....	53
5.2.1.	El ciclo Otto desde el punto de vista funcional	53
5.3.	Aplicaciones del motor alternativo	55
6.	TURBINA DE GAS.....	57
6.1.	Descripción y principio de funcionamiento	57
6.2.	Componentes principales de las turbinas.....	58
6.3.	Aplicaciones de la turbina de gas.....	58
7.	DIFERENCIAS TÉCNICAS ENTRE MOTORES Y TURBINAS	61
8.	JUSTIFICACIÓN NUMÉRICA DE LA COMPARATIVA ENTRE EL GRUPO TUBINA DE GAS Y EL GRUPO MOTOR ALTERNATIVO	65
8.1.	Situación de partida	65
8.2.	Balance energético al digestor.....	66
8.2.1.	Cálculo pérdidas de calor del digestor	67

8.2.2. Cálculo pérdidas de calor para calentar el fango fresco.....	70
8.2.3. Balance energético global al digestor	71
8.3. Elección de equipos	72
8.3.1. Elección motor alternativo.....	75
8.3.2. Elección turbina	77
9. COMPARACIÓN ENERGÉTICA Y ECONÓMICA DE EQUIPOS	83
9.1. Pasos previos.....	83
9.1.1. Precio Gas Natural.....	83
9.1.2. Prima eléctrica por energía de cogeneración	84
9.2. Alternativa 0: Caldera convencional de gas.....	84
9.2.1. Cálculo del gasto en gas natural.....	84
9.2.2. Cálculo de ingresos por venta de electricidad	85
9.2.3. Cálculo de los beneficios para la alternativa 0.....	86
9.3. Alternativa 1: Motor cogeneración + caldera de gas.....	86
9.3.1. Cálculo del gasto en gas natural.....	86
9.3.2. Cálculo de ingresos por venta de electricidad	87
9.3.3. Cálculo de los beneficios para Alternativa 1.....	87
9.4. Alternativa 2: Turbina + caldera de gas	88
9.4.1. Cálculo del gasto en gas natural.....	88
9.4.2. Cálculo de ingresos por venta de electricidad	89
9.4.3. Cálculo de los beneficios para Alternativa 2.....	89
9.5. Resumen de resultados del balance económico	90
10. IMPACTO AMBIENTAL Y MEDIDAS PREVENTIVAS DEL PROCESO DE COGENERACIÓN.....	91
10.1. Impactos ambientales.....	91
10.2. Medidas preventivas y/o correctoras.....	96
11. CONCLUSIONES.....	101
12. BIBLIOGRAFÍA.....	103

ANEJOS

- Anejo I. Datos facilitados EDAR Valladolid
- Anejo II. Material seleccionado para el digestor

1. JUSTIFICACIÓN

El enorme volumen de aguas residuales que son tratadas en las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (E.D.A.R) da una idea del enorme potencial que ofrece el biogás obtenido por la digestión anaerobia como fuente renovable de energía.

Además el biogás producido a partir de digestores anaerobios no produce emisiones netas de dióxido de carbono, siendo las emisiones del resto de contaminantes muy reducidas comparadas con las obtenidas a partir de la generación por los actuales sistemas convencionales.

La generación de energía a partir de fuentes renovables es la estrategia más importante para la reducción de la emisión de los gases de efecto invernadero y con ello la reducción del calentamiento global así como de la dependencia energética de nuestro país. [Sanmartín Baños, 2010]

El objetivo principal de una instalación de estas características es el aprovechamiento máximo de las posibilidades que ofrece el biogás generado en la digestión anaerobia para la producción de energía eléctrica, de manera que se reduzca de manera significativa la necesidad de consumir energía externa a la planta.

Se trata de una fuente renovable en la medida en que permite aprovechar el contenido en materia orgánica de las aguas residuales urbanas que es consecuencia directa de la utilización del agua como vehículo en la eliminación de una variada gama de desechos domésticos e industriales.

Este sistema proporciona una parte importante de la energía consumida en la instalación haciendo que disminuya de manera muy significativa el consumo neto de energía. [Catálogo Aragónés de buenas prácticas ambientales, s.f]

La potenciación de la producción de biogás, y en consecuencia de la generación de energía, de las instalaciones de digestión anaerobia mediante la implementación de procesos de codigestión anaerobia, permite convertir las depuradoras en instalaciones energéticamente autosuficientes, bien generando energía para autoabastecer la plena necesidad de la instalación o bien exportando la energía generada a la red, según el marco legal y económico que le sea más apropiado a cada EDAR. [Facsa, 2015-2016]

2. OBJETIVOS

El objetivo del presente trabajo de fin de grado es llevar a cabo el estudio de un proceso de cogeneración en una EDAR. Con esta alternativa se recupera la energía procedente de los fangos, la cual es el biogás. A partir de dicho biogás se consigue energía eléctrica que se vende a la red y de esta manera se conseguirán ingresos en la planta que podrán ser utilizados para otras actividades. Además se genera energía térmica la cual es aprovechada en el propio proceso para mantener la temperatura adecuada del digestor.

Se va a llevar a cabo la comparativa entre tres posibilidades distintas: cogeneración a partir del grupo motor alternativo, cogeneración a partir del grupo turbina de gas y una tercera posibilidad la cual consiste en no contar en la planta con equipos de cogeneración y por lo tanto aportar todo el combustible necesario a partir de una caldera convencional de gas natural.

Todos los cálculos realizados toman partida de los datos reales facilitados por la Estación de Depuración de Aguas Residuales de Valladolid, situada en el Camino Viejo de Simancas (Valladolid).

El trabajo queda dividido en tres grandes partes. La primera parte sitúa el proyecto explicando en que consiste una EDAR y los pasos que existen en ella, centrándose mayormente en la línea de lodos y la línea de gas, que son las partes clave del presente trabajo (Punto 1).

A continuación, se lleva a cabo el desarrollo de la parte central del trabajo que es el punto de cogeneración (Punto 4), donde se describen cada una de las alternativas existentes, se escogen los más apropiadas y se lleva a cabo una comparativa ingresos-gastos entre ellas para ver cual resulta más adecuada. (Punto 8 y Punto 9).

Finalmente existen distintos puntos, en los cuales quedan reflejados el impacto ambiental que esto conlleva (Punto 10) y las conclusiones del presente trabajo (Punto 11).

3. ANTECEDENTES E INTRODUCCIÓN

3.1. Descripción general de una EDAR (Estación Depuradora de Aguas Residuales)

Una gran parte de los vertidos de aguas residuales que se producen en el mundo no son tratados. Simplemente se descargan en el río, mar o lago más cercano y se deja que los sistemas naturales, con mayor o menor eficiencia y riesgo, degraden los desechos de forma natural. [Bettini, Virginio].

Sin embargo hoy en día y en una proporción cada vez mayor, en los países desarrollados estos vertidos son tratados antes de que lleguen a los ríos o mares mediante EDAR's (Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales).

Una EDAR es necesaria ya que cuando un vertido de agua residual sin tratar llega, o se vierte a un cauce, produce los siguientes efectos sobre este:

- Tapiza la vegetación de las riberas con residuos sólidos gruesos que lleva el agua residual, tales como plásticos, utensilios, restos de alimentos, etc.
- Acumulación de sólidos en suspensión sedimentables en fondo y orillas del cauce, tales como arenas y materia orgánica.
- Consumo de oxígeno disuelto que tiene el cauce por descomposición de la materia orgánica y compuestos amoniacales del agua residual.
- Formación de malos olores por agotamiento del oxígeno disuelto del cauce que no es capaz de recuperarse.
- Entrada en el cauce de grandes cantidades de microorganismos entre los que puede haber elevado número de patógenos.
- Contaminación por compuestos químicos tóxicos o inhibidores de otros seres vivos.
- Aumenta la eutrofización al portar grandes cantidades de fósforo y nitrógeno.

Las EDAR son plantas dedicadas a la depuración de aguas residuales cuya función básica es recoger las aguas de una población o industria, y después de reducir la contaminación que dicha agua presenta, mediante ciertos tratamientos y procesos, devolverlo a un cauce receptor como un río, un embalse, mar, etc.

El agua residual se trata en la EDAR a través de una serie de etapas de diferente naturaleza:

- Tratamientos físicos u operaciones unitarias físicas.

- Tratamientos químicos u operaciones unitarias químicas.
- Tratamientos biológicos.

Del proceso depurativo del agua residual se obtienen dos corrientes fundamentalmente: una es el agua ya tratada, que se envía a un cauce receptor sin peligro de producir contaminación alguna. La otra corriente es la llamada de lodos de depuradora, ésta contiene todas las impurezas y la suciedad eliminada del agua que se trata.

Los lodos no se pueden eliminar directamente sin aplicarles otro tipo de tratamiento, ya que contienen gran cantidad de sustancias patógenas para el ambiente y el hombre, especialmente materia orgánica sin degradar. Del acondicionamiento de los mismos, se obtiene una tercera corriente, la de los gases emitidos durante el tratamiento biológico anaerobio aplicado. En esta tercera corriente de gas (línea de gas) va a ser en la que se base dicho trabajo de fin de grado. Este gas será llevado a un proceso de cogeneración.

Las determinaciones analíticas que siempre se usan en una depuradora para conocer el grado de calidad de su tratamiento son, entre otras [*American Public Health Association, s.f*]:

- Sólidos en suspensión o materias en suspensión (SS): corresponden a las materias sólidas de tamaño superior a 1 μm independientemente de que su naturaleza sea orgánica o inorgánica. Gran parte de estos sólidos son atraídos por la gravedad terrestre en periodos cortos de tiempo por lo que son fácilmente separables del agua residual cuando ésta se mantiene en estanques que tengan elevado tiempo de retención del agua.
- D.B.O (Demanda biológica o bioquímica del oxígeno): mide la cantidad de oxígeno que necesitan los microorganismos del agua para estabilizar esa agua residual en un periodo normalizado de 5 días. Cuanto más alto es el valor peor calidad tiene el agua.
- D.Q.O (Demanda química de oxígeno): es el oxígeno equivalente necesario para estabilizar la contaminación que tiene el agua, para ello se emplean oxidantes químicos enérgicos.
- Nitrógeno: Las formas predominantes de nitrógeno en agua residual son las amoniacales (amonio-amoniaco), nitrógeno orgánico, nitratos y nitritos.
- Fósforo: bien como fósforo total, o bien como ortofosfato disuelto.

Como bien se ha dicho anteriormente, las unidades de las que se compone la EDAR se encuentran dentro de tres categorías [*Alianza por el agua, colaboración: CENTA, s.f; Colomer Mendoza, Carlos Alberola, Herrera Prats, Gallardo Izquierdo, Bovea, s.f; González Marín, 2009; González Granados, 2015; Alarcón Arroyo, 2012*]:

- Línea de agua
- Línea de fangos
- Línea de gas

LÍNEA DE AGUA

En la línea de agua hay que distinguir los siguientes niveles de tratamiento: pretratamiento, tratamiento primario, tratamiento secundario, tratamiento secundario avanzado y tratamiento terciario.

El **pretratamiento** comprende una serie de operaciones físicas y mecánicas, que tienen por objeto separar del agua residual las aguas pluviales y la mayor cantidad posible de materia grosera, arena, aceites y grasas; elementos que por su naturaleza o tamaño crearían problemas en los tratamientos posteriores. Es indispensable dar a los pretratamientos la importancia que tienen, cuidando su diseño y su explotación, ya que cualquier defecto, puede repercutir negativamente en el resto de las instalaciones, produciéndose obstrucciones de tuberías y bombas, desgaste de equipos, formación de costras y depósitos de arenas en digestores anaerobios, descenso del rendimiento de los distintos procesos etc.

Mediante las operaciones del pretratamiento se eliminan generalmente la parte de contaminación más visible y molesta: sólidos de grandes y medianas dimensiones, arenas, grasas, etc.

Las operaciones pueden encuadrarse en las siguientes:

- Obra de llegada: arqueta en la que se conectan todos los colectores que lleguen a la EDAR y en la que se inicia la línea de pretratamiento. Debe disponer de un vertedero de seguridad, o también llamado, tanque de tormentas. El objetivo del tanque de tormentas es almacenar el agua en exceso que llega a la planta en ciertas ocasiones como lluvias de cierta intensidad, para después cuando el caudal de la planta se estabilice poder tratar el agua almacenado en dicho tanque.

TRABAJO FIN DE GRADO: VALORIZACIÓN DE FANGOS DE EDAR VÍA DIGESTIÓN Y COGENERACIÓN DEL BIOGÁS

MARÍA MARTÍN JIMÉNEZ, Valladolid Julio 2018

- Desbaste: consiste en la separación del agua residual de sólidos tales como piedras, ramas, plásticos, trapos etc... mediante rejas o tamices de diferente tamaño de maya.
- Desarenado: tiene por objeto eliminar las materias pesadas de granulometría superior a 200 micras, con el fin de evitar que se produzcan sedimentos en los canales y conducciones.
- Desengrasado: el objetivo de esta operación es eliminar grasas, aceites, espumas y demás materias flotantes más ligeras que el agua. Se realiza mediante insuflación de aire, para desemulsionar las grasas y conseguir una mejor flotación de estas, control de olores, floculación de sólidos, etc.



Figura 1. Pretratamiento línea de agua. Elaboración propia. Fotos EDAR Valladolid.

El **tratamiento primario** se destina fundamentalmente a la eliminación de sólidos en suspensión (S.S.) que sedimentan y se separan como lodos primarios; además de la eliminación de la DBO.

Los procesos físicos (decantadores-digestores, fosas sépticas y decantadores de gravedad) eliminan entre el 30 - 40% de la DBO, y el 60 - 70% de los S.S. Los procesos químicos, mediante la adición de reactivos químicos, consiguen eliminar entre el 50 -70% DBO y el 65 - 90% de S.S., según la cuantía y el tipo de coagulante empleado.



Figura 2. Tratamiento primario línea de agua. Elaboración propia. Fotos EDAR Valladolid.

En el **tratamiento secundario o biológico** se elimina gran parte de la contaminación orgánica. La mayor parte de los componentes orgánicos de las aguas residuales sirven como alimento (sustrato), que proporciona energía para el crecimiento microbiano. Este es el principio que se utiliza en el tratamiento biológico de los residuos acuosos, en donde ciertos microorganismos, principalmente bacterias (con la ayuda de protozoarios), transforman el sustrato orgánico (materia orgánica disuelta y coloidal) en

dióxido de carbono, agua y células nuevas. Los microorganismos pueden ser aerobios (necesitan oxígeno libre), anaerobios (no requieren oxígeno libre) o facultativos (crecen con o sin oxígeno).

El proceso de fangos activos es, indiscutiblemente, la técnica más frecuentemente utilizada en el campo del tratamiento biológico de aguas residuales. Aunque existen varias formas en las que se opera este proceso, que van desde sistemas muy básicos (por ejemplo, zanjas de oxidación), los principios básicos son los mismos. Una población diversa de microorganismos convierte constituyentes orgánicos biodegradables de las aguas residuales, y ciertas fracciones inorgánicas, en nueva biomasa y subproductos, que posteriormente son eliminados por arrastre gaseoso, sedimentación o por otros medios físicos.

El proceso de digestión anaerobia se desarrolla en distintas etapas, las cuales se explican más detalladamente en el Punto 3.3. Digestión anaerobia de lodos.

Después de aplicar el tratamiento secundario a las aguas, se obtiene como subproducto los llamados lodos secundarios.

Además, podemos encontrar **tratamientos secundarios más rigurosos o avanzados** que son los que reducen además de la materia orgánica carbonada, los nutrientes (el nitrógeno y/o fósforo), utilizándose cuando el efluente se vierte a zonas sensibles o destinadas a usos en los que debe limitarse el nitrógeno o el fósforo (para agua potable, piscifactorías, etc.). La eliminación del nitrógeno se realiza mediante vía biológica, siendo los procesos más usuales los fangos activados y los de biopelícula, alcanzándose rendimientos entre el 70-80%. La eliminación de fósforo puede realizarse por vía biológica, generalmente unida a la eliminación de nitrógeno (rendimiento 70-80%) o mediante vía físico-química, mediante adición de sales de hierro en el reactor biológico (rendimiento 80-90%). De aplicar estos tratamientos secundarios más rigurosos se obtienen los llamados lodos terciarios.

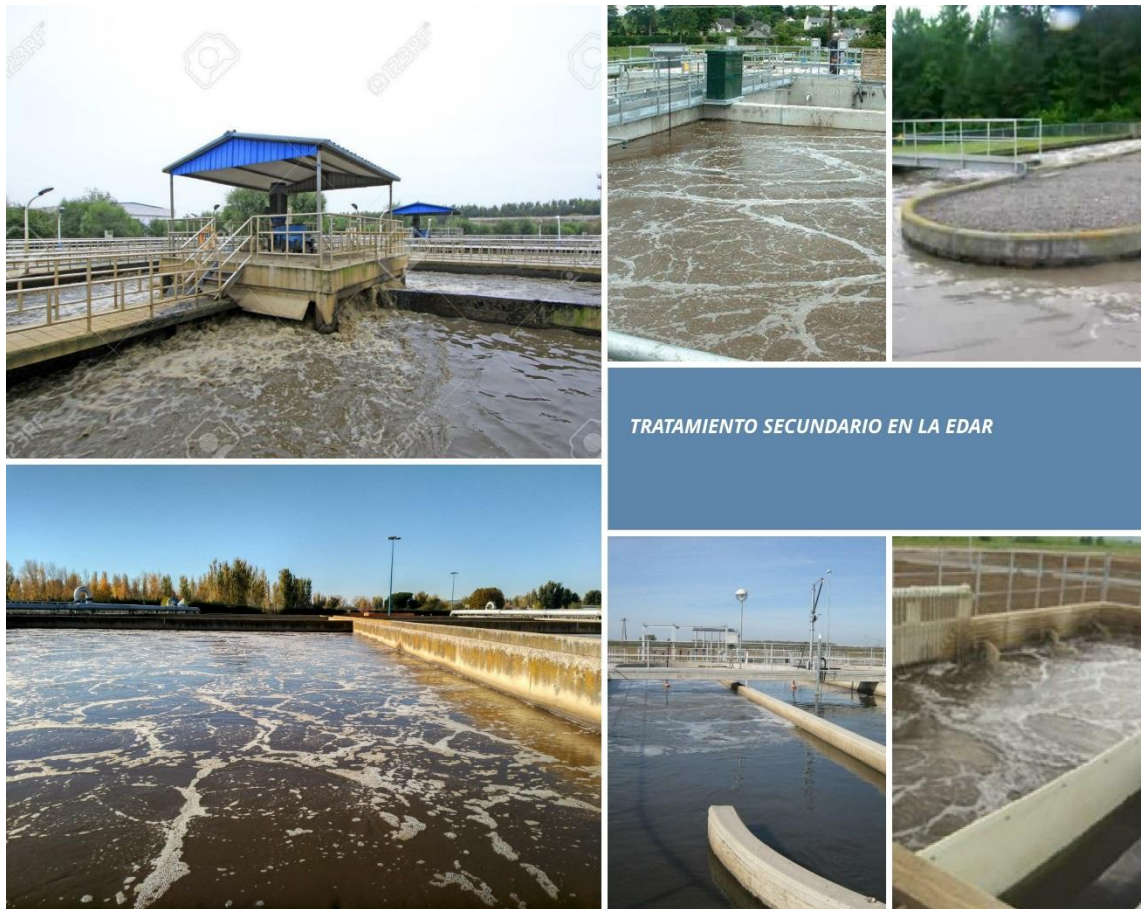


Figura 3. Tratamiento secundario o biológico línea de agua. Elaboración propia. Fotos EDAR Valladolid.

Los **tratamientos terciarios** se utilizan para dos tipos de fines:

- a) obtener una mejora (“afino”) del efluente depurado por exigencias del cauce receptor.
- b) mejorar el efluente cara a su posterior reutilización, llamándose a este caso “tratamiento de regeneración”. Con este tratamiento se elimina la DBO remanente, sólidos suspendidos, bacterias, compuestos tóxicos o nutrientes específicos para permitir que el efluente final cumpla con un estándar de calidad más restrictivo.

Se pueden dividir estos procesos en tres tipologías:

- Los que su fin fundamental es reducir los S.S.; la turbidez y la DBO (procesos físico-químico, filtración, microfiltración y ultrafiltración).

TRABAJO FIN DE GRADO: VALORIZACIÓN DE FANGOS DE EDAR VÍA DIGESTIÓN Y COGENERACIÓN DEL BIOGÁS

MARÍA MARTÍN JIMÉNEZ, Valladolid Julio 2018

- Los que su objetivo es la desinfección del efluente (cloro, gas, hipoclorito, dióxido de cloro, ozono y rayos ultravioleta).
- Los destinados a la reducción de sales (ósmosis inversa, electrodiálisis reversible e intercambio iónico).



Figura 4. Tratamiento terciario línea de agua. Elaboración propia. Fotos EDAR Valladolid.

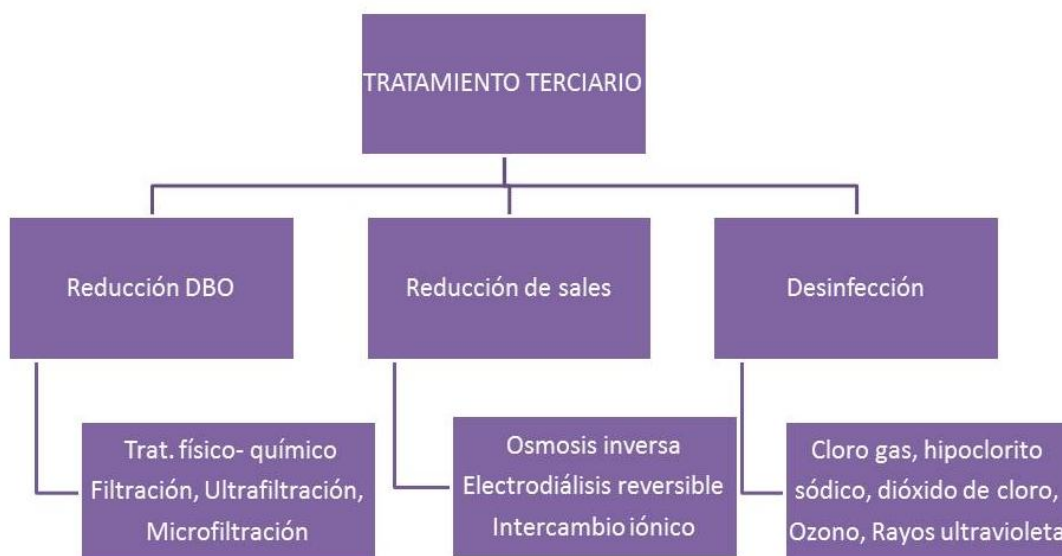


Figura 5. Principales grupos de tratamientos terciarios. Elaboración propia.
Fuente: <http://www.emolatina.es/tecnologia-y-productos-emo-france/tratamiento-terciario/>

LÍNEA DE FANGOS

La línea de fangos comprende cada una de las unidades destinadas a la estabilización y acondicionamiento de los fangos de la EDAR.

Antes de comenzar con el tratamiento de los lodos el primer paso que hay que llevar a cabo es la mezcla tanto de los lodos primarios como de los secundarios. Dicha mezcla recibe el nombre de lodos mixtos.

El objetivo de estabilización y acondicionamiento de los fangos mixtos se consigue en las distintas fases:

- **Espesamiento:** tiene como objeto principal la reducción del volumen de los mismos mediante concentración de su contenido en sólidos, por eliminación del agua que contienen. El interés primordial de este proceso es incrementar la eficacia y economía de los procesos posteriores, permitiendo reducir la capacidad de tanques y equipos, cantidad de reactivos químicos para el acondicionamiento del lodo y cantidad de calor y combustible en digestores.
- **Estabilización:** una vez mezclados los fangos hay que conseguir que estos tengan un contenido bajo en materia orgánica, para ello

se les dirige a una unidad de digestión anaerobia, que se realiza en una sola etapa usando un digestor. La temperatura óptima a la que hay que mantener la digestión es de unos 35°C para ello se debe suministrar calor al fango, bien con intercambiadores de calor o con otro equipo que consiga dicho fin.

De la digestión anaerobia se produce una mezcla de gases, entre los cuales aparece en mayor proporción metano (CH₄), y dióxido de carbono (CO₂), esta mezcla es lo que se llama biogás. A partir de esta etapa es donde se centrará posteriormente este trabajo ya que este biogás se llevará a un equipo de cogeneración para a partir de este producir energía eléctrica y térmica.

- Deshidratación: la deshidratación (natural o mecánica) es una operación física utilizada para reducir el contenido de humedad del lodo y consecuentemente su volumen hasta convertirlo en una masa fácilmente manejable y transportable. La deshidratación se puede llevar a cabo mediante centrifugadoras, eras de secado, filtros de banda o de prensa, etc. Una vez deshidratado, el lodo es llevado a unos silos donde, posteriormente, será recogidos por camiones para utilizarlo como fertilizante en tierras.



Figura 6. Tratamiento línea de lodos. Elaboración propia. Fotos EDAR Valladolid.

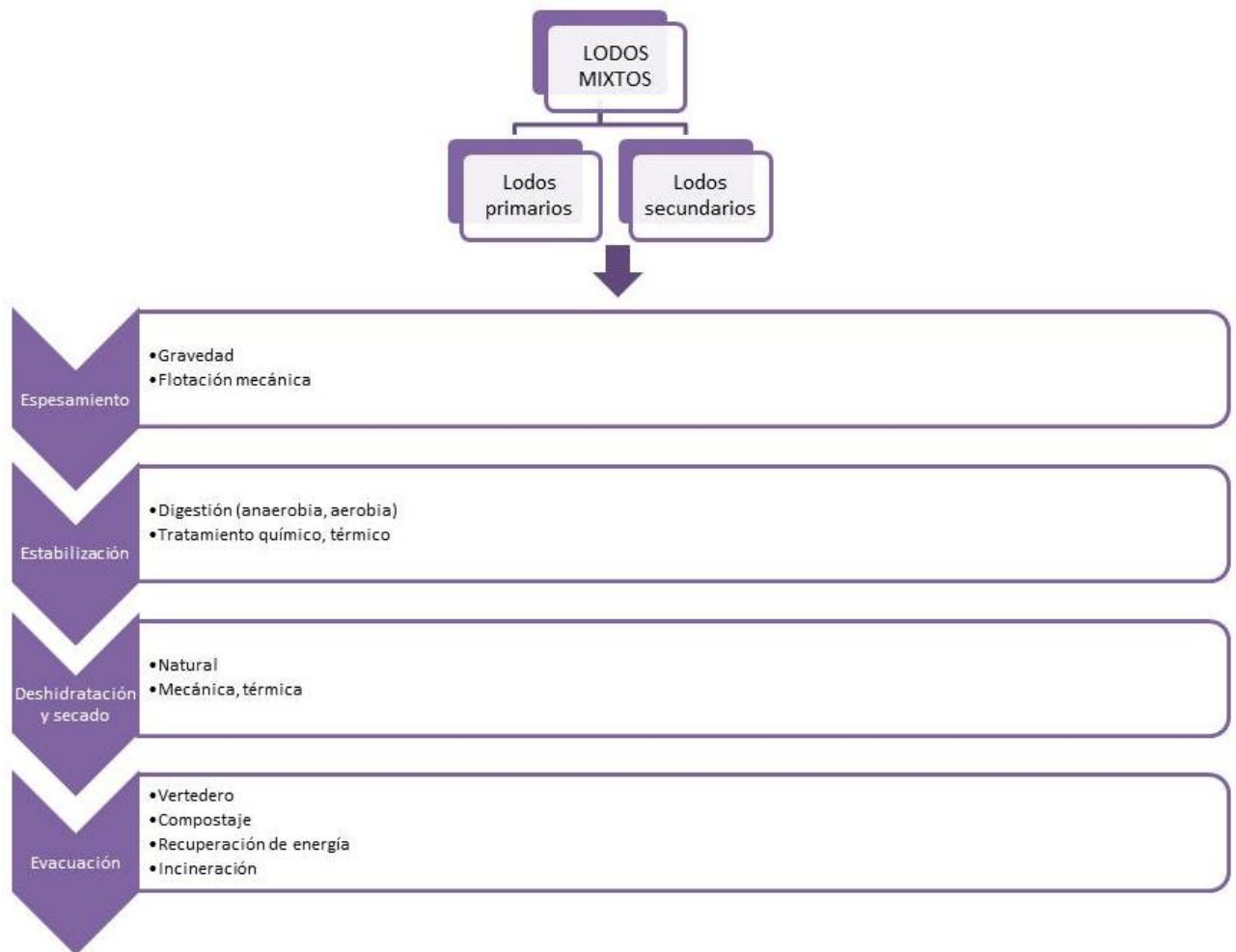


Figura 7. Esquema general de un proceso convencional de generación y tratamiento de lodos en una EDAR. Elaboración propia. Fuente: <http://www.emolatina.es/tecnología-y-productos-emo-france/tratamiento-terciario/>

LÍNEA DE GAS

Finalmente queda por comentar la línea de gas dentro de la cual se encuentran los elementos y operaciones cuyo fin es almacenar el biogás para su posterior uso en la producción de energía eléctrica y térmica.

La línea de gas se encarga de aprovechar los gases obtenidos en la digestión anaerobia de los fangos para equipos instalados en la misma planta, o para producir energía eléctrica, térmica, etc., entre otras.

Debido al poder calorífico del gas de digestión que oscila sobre las 5000 kcal/m³, es interesante emplearlo para diversos fines.

El gas se recoge del digester y por medio de unas tuberías se lleva hasta los gasómetros donde es almacenado. Más tarde es utilizado para alimentar los

equipos de cogeneración de los cuales se obtendrá tanto energía eléctrica para la venta directa como la energía térmica para mantener el proceso de digestión a una temperatura óptima. En el caso de que hubiera un excedente de gas, éste se quemaría en antorcha.

Los gasómetros son de doble membrana, la membrana exterior siempre está tensa-hinchada, mientras que la interior va cogiendo volumen o perdiéndolo en función de la producción y consumo de biogás. Entre las dos membranas existe una cámara de aire que es la encargada de mantener siempre tensa la exterior, para ello dispone de una soplante de aire. [Emaya, s.f]

El gas biológico contiene, fundamentalmente, metano, anhídrido carbónico y otros productos en baja proporción. Está generalmente saturado en agua. Su naturaleza varía en función de la calidad del efluente y del control de la fermentación. La composición media en volumen del gas biológico aproximadamente es:

Metano65%

CO₂.....32%

N₂.....1-2%

H₂S.....0,03%

Otros.....0,07%

* La composición puede ser variable, dependiendo del agua residual tratada, del sistema de digestión, la temperatura, el tiempo de retención, etc. [Deublen, Steinhauser, 2010]

El gas que realmente interesa es el metano que es el que hace aumentar el poder calorífico del biogás, los restantes gases son trazas indeseables que empeoran su calidad.

El gas carbónico y el vapor de agua por el volumen que ellos ocupan en el cilindro perjudican el funcionamiento del motor o turbina, reduciendo la potencia de estos.

El anhídrido sulfhídrico, H₂S, provoca corrosión sobre los sistemas de alimentación y las partes calientes de la máquina. Por este motivo, se debe limitar su contenido en el gas en un porcentaje lo más bajo posible. Para reducir el contenido de este gas se utilizan filtros de limonita o también se procede a realizar un lavado del gas con agua a contracorriente [Capois Núñez, 2014].



Figura 8. Tratamiento línea de gas. Elaboración propia. Fotos EDAR Valladolid.

A modo de resumen del proceso de una Estación Depuradora de Aguas Residuales, se muestra un esquema:



Figura 9. Esquema proceso EDAR. Fuente: <http://elauladehistoria.blogspot.com.es/2016/04/como-funciona-una-estacion-depuradora.html>

3.2. Fangos/Lodos

Este apartado está incluido en el presente trabajo ya que los fangos, también conocidos como lodos son parte fundamental de este proceso.

A partir de la digestión anaerobia de estos, se produce el biogás que es el combustible usado en el equipo de cogeneración para producir la electricidad y la energía térmica, por dicho motivo son pieza clave en la cogeneración a partir de fangos de EDAR.

Los lodos consisten en una mezcla de agua y sólidos, separada del agua residual, como resultado de los procesos llevados a cabo en la EDAR, explicados en el apartado anterior 3.1 Descripción del proceso de una EDAR.

Según los datos del Registro Nacional de Lodos, en España se producen anualmente alrededor de 1.200.000 toneladas (en materia seca, m.s) de estos lodos de depuradora [*Lodos de depuración de aguas residuales. s.f; Tratamiento y gestión de lodos de EDAR, 2006; González Granados, 2015*].

ORIGEN Y CLASIFICACIÓN DE LOS LODOS DE EDAR

Existen diversos criterios que nos permiten clasificar los lodos, según consideremos:

- a) El origen del efluente de la EDAR.
- b) La etapa de depuración de las aguas residuales en las que se genera el lodo.
- c) El tipo de tratamiento específico realizado en la línea de fangos.
 - a) Atendiendo al **origen del efluente**, los lodos pueden clasificarse en:
 - Lodos urbanos: el agua tratada en la EDAR tiene un componente predominante urbano. La cuenca de recogida de aguas está formada por aguas domésticas y de pequeña y mediana empresa ubicada dentro de los cascos urbanos.

- Lodos industriales: son los lodos generados en estaciones de tratamiento de vertidos industriales o con una predominancia de estos.
- b) En función de la etapa de depuración de las aguas residuales en la que se generen, los lodos se pueden clasificar en primarios, secundarios, mixtos y químicos o físico-químicos [Sobrados, 2013; De las Heras, 2009]:

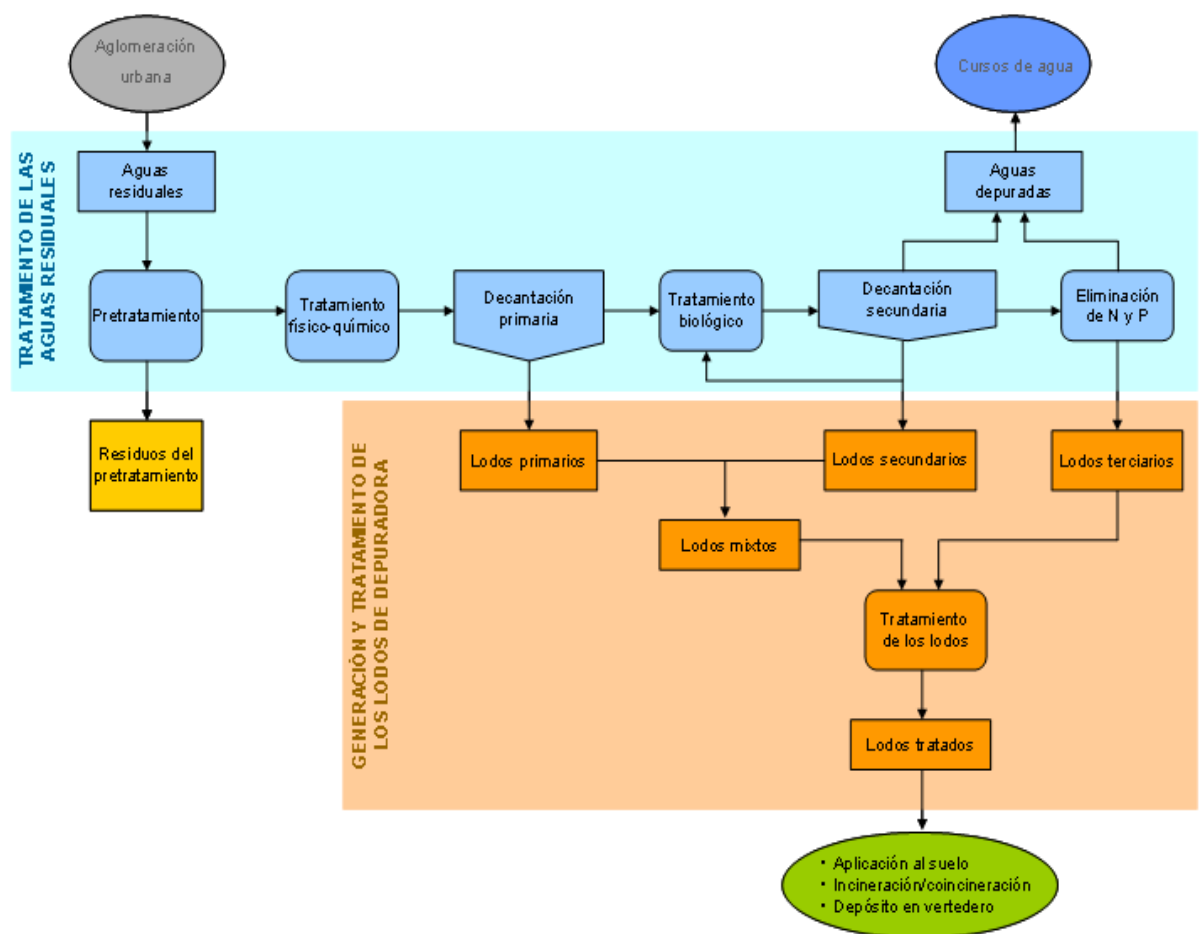


Figura 10. Clasificación de lodos en función de la etapa de depuración de las aguas residuales. Fuente: <http://www.mapama.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/prevencion-y-gestion-residuos/flujos/lodos-depuradora/>

- Lodos primarios: proceden de la decantación primaria y se obtienen de la separación por gravedad de los sólidos en suspensión (S.S) contenidos en el agua residual. Presentan generalmente una consistencia y color de marrón a gris, son sumamente inestables, poco estabilizados, y altamente fermentables y putrescibles por lo que se vuelven sépticos y generan mal olor con gran facilidad. Están constituidos tanto por sólidos inorgánicos que, por su tamaño u otros factores, no han sido retenidos en el pretratamiento, como por sólidos orgánicos. Son lodos que liberan fácilmente su fracción de agua libre, lo que conlleva un buen espesamiento.
- Lodos biológicos o secundarios: se generan en el proceso biológico de la EDAR y son separados en la decantación secundaria. Se componen de polisacáridos y proteínas, bacterias y microorganismos, que forman sustancias poliméricas extracelulares. Los lodos biológicos están formados, principalmente, por materia orgánica que ya se encuentra parcialmente estabilizada gracias a la aireación que ha tenido lugar en el proceso biológico, por lo que generan menos olores que los lodos primarios, si bien, presentan condiciones sépticas que hace que sea necesario estabilizarlos, bien en el proceso biológico o bien en procesos externos.
- Lodos mixtos son la mezcla de los lodos primarios y secundarios. Los lodos biológicos y primarios pueden tratarse por separado o mezclarse. Habitualmente los lodos mixtos son el producto a tratar en la línea de fangos de las EDAR.
- Lodos químicos o físico-químicos que se generan en el caso de que en la línea exista un tratamiento químico o físico químico.

c) En función del **tipo de tratamiento dado en la línea de fangos**:

- Lodos tratados: lodos procedentes de estaciones depuradoras de aguas residuales domésticas o urbanas o de aguas residuales de composición similar a las domésticas o urbanas, tratados por una vía biológica, química o térmica, mediante almacenamiento a largo plazo o por cualquier otro procedimiento apropiado, de manera que se reduzca, de forma significativa, su poder de fermentación y con ellos los inconvenientes sanitarios de su utilización.

- Lodos deshidratados: son los lodos tratados sometidos a un proceso de pérdida de agua por procedimientos físico-químicos o térmicos, previo a su utilización. El contenido de humedad no debe superar el 80%.
- Lodos secados: son lodos tratados con un contenido de humedad inferior al 70%.
- Lodos compostados: son lodos tratados sometidos a un proceso de transformación biológica aerobia, con la finalidad de obtener un producto estable y no fitotóxico.

GESTIÓN DE LOS LODOS DE EDAR

Los lodos se caracterizan por ser un residuo extremadamente líquido (con más de un 95% de agua). Su composición es variable y depende de la carga de contaminación del agua residual inicial y de las características técnicas de los tratamientos llevados a cabo en las aguas residuales. Los tratamientos del agua concentran la contaminación presente en el agua, y por tanto, los lodos contienen amplia diversidad de materias suspendidas o disueltas. Algunas de ellas con valor agronómico (materia orgánica, nitrógeno, fósforo y potasio, y en menor cantidad calcio, magnesio y otros micronutrientes esenciales para las plantas) y otras con potencial contaminante como los metales pesados entre ellos: cadmio, cromo, cobre, mercurio, níquel, plomo y zinc, los patógenos, y los contaminantes orgánicos.

Las estaciones depuradoras de aguas residuales (EDAR) son productoras de lodos y como tales productoras de residuos deben asegurar su correcta gestión, y pueden realizarla directamente o encargarla a gestores autorizados, todo ello conforme a lo que establece la **Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados**. La orientación de su gestión debe realizarse respetando los principios de la política de residuos relativos a la protección del medio ambiente y la salud humana y aplicando la jerarquía en las opciones de gestión, priorizando la prevención sobre el reciclado, otros tipos de valorización incluida la energética y quedando en último lugar el depósito en vertedero. En la actualidad las orientaciones sobre su gestión se recogen en el **Plan Nacional Integrado de Residuos (PNIR)**.

La prevención de los lodos se refiere a la minimización de las cantidades generadas, a la disminución de la contaminación presente en los mismos y a la reducción de los impactos adversos sobre el medio ambiente. Se debe prestar atención preferente a la prevención de la contaminación en origen, es decir, a la disminución de la carga contaminante de las aguas residuales que llegan a las EDAR (cantidades de materia oxidable, en términos de DQO y DBO, sólidos en suspensión y materia tóxicas, como metales pesados y contaminantes orgánicos), de manera que está implicado el sistema de saneamiento en su globalidad. Asimismo los tratamientos efectuados a los lodos pueden incidir de forma significativa en la composición y cantidad de lodos tratados que deber ser objeto de gestión posterior.

Con carácter general los lodos se tratan en la propia depuradora para reducir su contenido en agua, en patógenos y asegurar la estabilidad de la materia orgánica. En algunos casos los lodos son tratados fuera de las depuradoras en instalaciones específicas de tratamiento de residuos.

Una vez tratados, los lodos pueden ser utilizados de tal manera que se les atribuya un destino final adecuado y ambientalmente seguro. Entre los distintos finales que se pueden dar a los fangos cabe destacar:

- Los lodos pueden ser aplicados en los suelos agrícolas conforme a lo que establece el **Real Decreto 1310/1990, de 29 de octubre**, por el que se regula la utilización de los lodos de depuración en el sector agrario.
- Incinerados en instalaciones de incineración de residuos o coincinerados en cementeras conforme al **Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre**, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Como valorización energética a través del biogás. Este biogás es aprovechado en su mayor parte para la producción de energía eléctrica necesaria para el propio proceso, es decir, usarla para el calentamiento necesario del digestor, así como, para el secado térmico del fango o deshidratación. La energía excedente puede ser exportada para producción de energía por cogeneración y calor mediante motores de combustión interna. También puede ser aprovechado para su integración en la red de gas natural cuando la calidad del mismo es adecuada. Además puede utilizarse también como combustible en vehículos, su utilización como combustible

auxiliar en centralles solares termoeléctricas o su aplicación en pilas de combustible. Esta forma de destino final de los lodos es la que se va a estudiar en el presente trabajo. [Hernández Lamor, s.f].

- O bien como último recurso: depositarlos en vertedero siempre que cumplan las condiciones que se establecen en el **Real Decreto 1481/2001, de 27 de diciembre, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero.**

3.3. Digestión anaerobia de lodos

La digestión anaerobia es un proceso biológico, en el que la materia orgánica, en ausencia de oxígeno, y mediante la acción de un grupo de bacterias específicas, se descompone en productos gaseosos o “biogás” (CH₄, CO₂, H₂, H₂S, etc.) y en digestato, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca, etc.) y compuestos de difícil degradación.

El biogás contiene un alto porcentaje en metano, CH₄ (entre 50-70%), por lo que es susceptible de un aprovechamiento energético mediante su combustión en motores, en turbinas o en calderas, bien sólo o mezclado con otro combustible.

La digestión anaerobia está caracterizada por la existencia de varias fases consecutivas diferenciadas en el proceso de degradación del substrato (término genérico para designar, en general, el alimento de los microorganismos) [Facsa, 2015-2016]:

- a) **Etapa hidrolítica**, en la que los compuestos orgánicos complejos (lípidos, proteínas e hidratos de carbono) son despolimerizados por acción de enzimas hidrolíticas en moléculas solubles fácilmente biodegradables (aminoácidos, azúcares, ácidos grasos de cadena larga, alcoholes, etc.).
- b) **Etapa acidogénica**, en la que los compuestos solubles resultantes de la etapa anterior son transformados en ácidos grasos de cadena corta (ácidos grasos volátiles).
- c) **Etapa acetogénica**, en la que los compuestos intermedios son transformados por microorganismos acetogénicos, dando como producto final ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono.
- d) **Etapa metanogénica**, en la que el ácido acético, el hidrógeno y el dióxido de carbono son transformados en metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂).

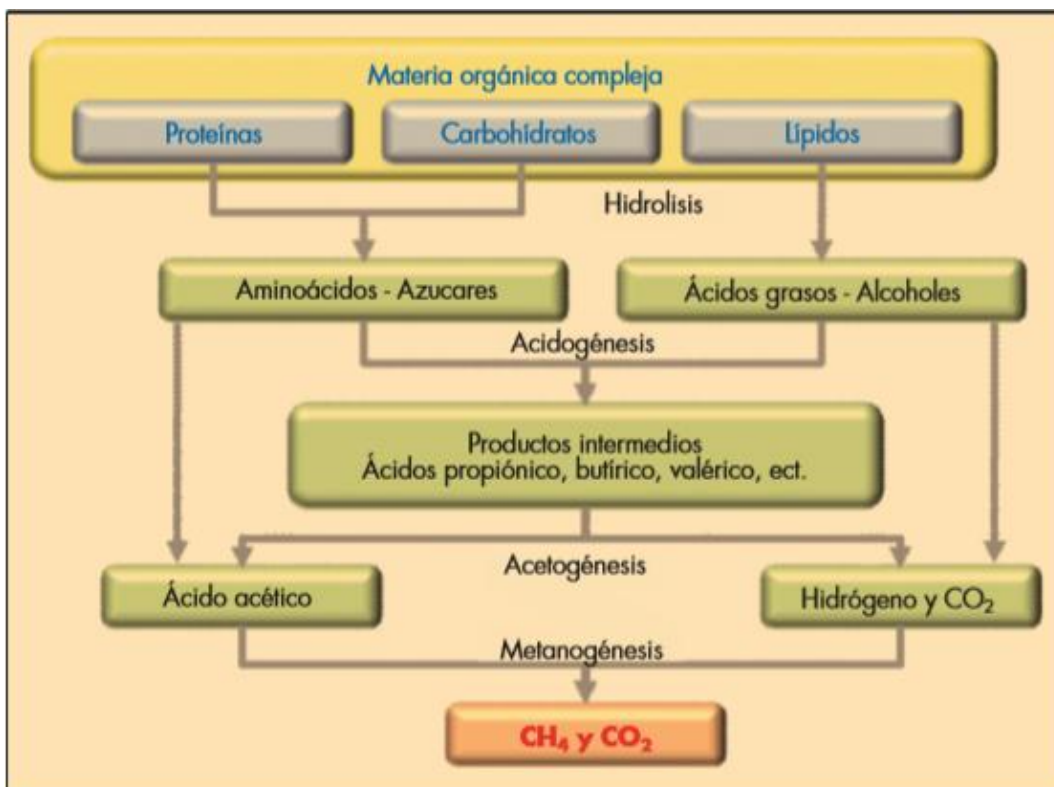


Figura 11. Etapas de la digestión anaerobia. Fuente: Libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

Con los fangos activados se eliminan entre 85-95% de la materia orgánica disuelta biodegradable (DBO) y de la materia orgánica en suspensión (S.S).

Para el correcto funcionamiento del proceso de digestión y optimización de la producción de gas es necesario controlar los siguientes parámetros:

1. Temperatura: se debe mantener la temperatura de los fangos dentro del digester entorno a los 35°C, teniendo en cuenta que existirán pérdidas de calor en el proceso.

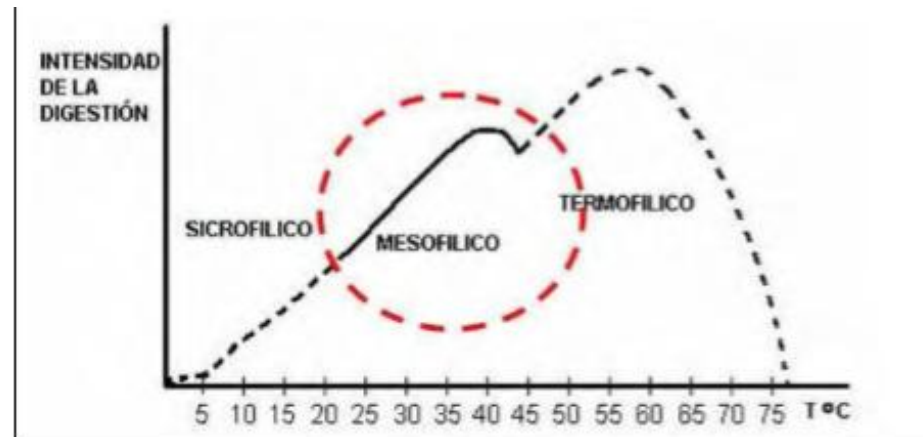


Figura 12. Rango de temperatura necesario para las bacterias encargadas de la digestión anaeróbica. Fuente: <http://rodin.uca.es/xmlui/bitstream/handle/10498/17868/TFGBioteconolog%C3%ADa-MercedesLlamas.pdf>

2. Tiempo de retención hidráulico: hay que conseguir un equilibrio entre la producción de gas y la formación de espumas.
3. Mezcla-homogenización interior: recirculación y agitación aprovechando el propio biogás generado.
4. Reducción de sólidos volátiles: esta reducción es la que nos va a marcar el rendimiento del proceso.
5. pH y alcalinidad: conseguir un equilibrio entre las fases ácidas y básicas.
6. Evitar compuestos tóxicos ya que inhiben el proceso, para esto se debe mantener una buena agitación.
7. Control formación SH₂: esta formación afecta a la calidad del gas, para controlar la formación de dicha sustancia se añade cloruro férrico.

Como resultado final de la digestión se obtienen:

- Fango estabilizado el cual se somete a una deshidratación mecánica mediante centrifugadoras u otros métodos como ha quedado explicado en la línea de fango. Este fango estabilizado se aprovecha en el medio agrícola como fertilizante.

- Biogás:

- Poder calorífico del biogás en torno a 5.000 Kcal/m³

El biogás producido en el proceso se utilizará para generar la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de las diferentes unidades; además de la venta de la energía eléctrica sobrante. Así mismo el calor producido será empleado para ayudar a mantener los lodos de la depuradora a una temperatura adecuada. De esta forma se persigue el autoabastecimiento energético de la EDAR. [González Marín, 2009]

Los beneficios asociados a la digestión anaerobia son [Sanmartín Baños, 2010]:

- Reducción significativa de malos olores.
- Mineralización y estabilización de fangos.
- Producción de energía renovable si el gas se aprovecha energéticamente y sustituye a una fuente de energía fósil.
- Reducción de emisiones de gases de efecto invernadero derivadas de la reducción de emisiones incontroladas de CH₄ (que produce un efecto invernadero 20 veces superior al CO₂), y reducción del CO₂ ahorrado por sustitución de energía fósil.

4. PROCESO DE COGENERACIÓN

4.1. Introducción a la cogeneración

Hay una tendencia creciente en considerar las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) como sistemas de recuperación de recursos, en lugar de únicamente instalaciones para la prevención de emisión de contaminantes al medio ambiente. La recuperación de productos con valor añadido y de energía maximiza el potencial económico y medioambiental de las instalaciones, permitiendo reducir los costes de explotación. En un contexto del desarrollo sostenible, la energía en las EDAR debe ser considerada no sólo en términos de reducción del consumo, sino también en términos de producción y uso de energía “verde”. [Castro García, Martín González, Moya Sánchez y Serna Box, 2013]

El término 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).

Recordemos que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que todo el calor absorbido no puede transformarse en trabajo. El objetivo principal de la cogeneración es que no se pierda esta gran cantidad de energía. [García Garrido y Fraile Chico, 2008]

La posibilidad de utilizar un residuo como materia prima para un proceso de producción de energía es muy atractiva tanto desde el punto de vista económico como desde el ambiental. Económicamente, porque se transforma un residuo (que lleva asociado un coste de gestión) en energía (que implica un ingreso económico). Y ambientalmente, porque es una vía de reducir la cantidad de residuos generados.

Así pues, las instalaciones idóneas para albergar un proceso de cogeneración deberán, por un lado, producir un residuo que sea combustible o pueda ser transformado en un combustible. Y por el otro lado, deberán tener demanda de energía térmica y energía eléctrica. [Condorchem envitech, s.f.]

Se puede, por lo tanto, señalar las principales características diferenciales de la cogeneración [García Garrido y Fraile Chico, 2008]:

- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y menor impacto ambiental.
- Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte y aumenta la autonomía de las fábricas.

A modo de comparación, en un sistema convencional, la energía eléctrica necesaria la aporta totalmente la red de la compañía eléctrica, mientras que el calor se obtiene mediante el empleo de calderas. En este tipo de sistemas, el consumo de la fuente primaria es suma de la utilizada por parte de la central eléctrica, para generar electricidad, y la usada para producir calor en una caldera, por ello es mayor el consumo dado que en un sistema de cogeneración. [González Marín, 2009]

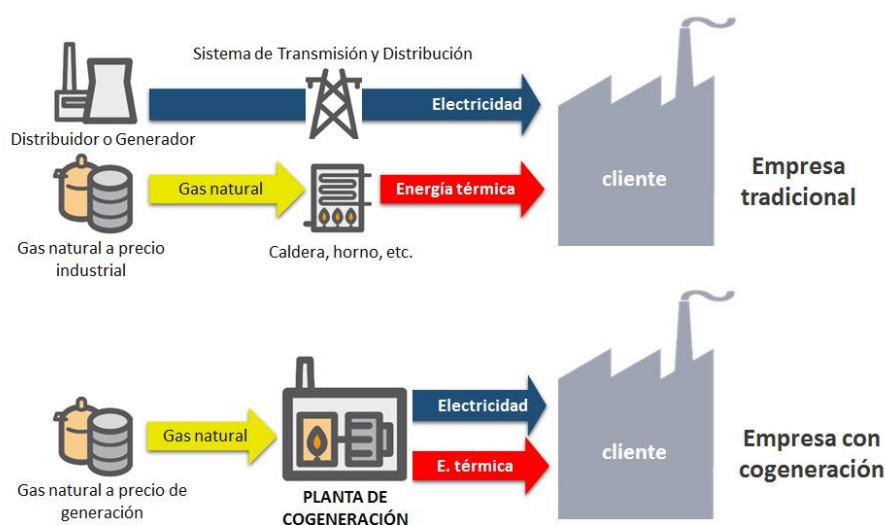


Figura 13. Comparación entre empresas con sistema tradicional vs.

Empresas con sistemas de cogeneración. Fuente:

<https://www.google.es/search?q=comparacion+empresas+con+cogeneracion%3%B3n+sin+cogeneracion&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjV>

[NDa2NrbAhUMwBQKHUWCAMcQ_AUICigB&biw=1280&bih=694#imgrc=KHWyUSRHWXvmGM:](https://www.google.es/search?q=comparacion+empresas+con+cogeneracion%3Bn+sin+cogeneracion&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjVNDa2NrbAhUMwBQKHUWCAMcQ_AUICigB&biw=1280&bih=694#imgrc=KHWyUSRHWXvmGM)

Los elementos comunes a cualquier planta de cogeneración son los siguientes [García Garrido, y Fraile Chico, 2008]:

- a) Fuente de energía primaria: puede ser gas natural, gasóleo fuelóleo o biogás, entre otros.
- b) Elemento motor: es el elemento encargado de convertir energía mecánica en térmica. Puede tratarse de turbina de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
- c) El sistema de aprovechamiento de energía mecánica: en general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también pueden ser compresores, bombas, etc., donde la energía mecánica se aprovecha directamente.
- d) El sistema de aprovechamiento de calor: puede tratarse de calderas recuperadores de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor.
- e) Sistemas de refrigeración: al final, siempre una parte de la energía térmica contenida en el combustible no será aprovechada en la planta y debe ser evacuada. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores o los intercambiadores suele ser elementos habituales de estos sistemas.
- f) Sistema de tratamiento de agua: tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características físico-químicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
- g) Sistemas de control: se encargan del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.
- h) Sistema eléctrico: este permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance.
- i) Otros sistemas auxiliares: como aire comprimido, ventilación, aire acondicionado, etc., propios de los procesos industriales.

En la siguiente tabla se muestran las características más importantes de una planta de cogeneración:

CARACTERÍSTICAS	UNIDAD
Tipo de cogeneración	---
Potencia eléctrica	MW
Energía eléctrica anual	MWh
Tensión de conexión	kV
Potencia térmica	MWh
Combustible principal	---
Combustible auxiliar	---
Consumo de combustible	MW
Rendimiento eléctrico	%
Rendimiento eléctrico equivalente	%
Rendimiento global	%
Aprovechamiento del calor	MW

Tabla 1. Etapas más importantes de una planta de cogeneración. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

4.2. Grupos de cogeneración

Existen diversos tipos de sistemas de cogeneración y su clasificación se hace en base a diversos criterios.

En función de la secuencia de generación y consumo se distinguen los sistemas de cabecera (topping) de los de cola (bottoming) [González Marín, 2009]:

- En los ciclos de cabecera, un combustible aporta la energía necesaria a un sistema de cogeneración que genera electricidad; el calor o calores residuales de la combustión (energía no transformada en mecánica) se utilizan para producir energía térmica. Es el más utilizado de los sistemas de cogeneración, ya que se puede aplicar en procesos que requieran temperaturas moderadas o bajas, esto hace que tengan un campo de aplicación más amplio y una mayor versatilidad en la selección del equipo.

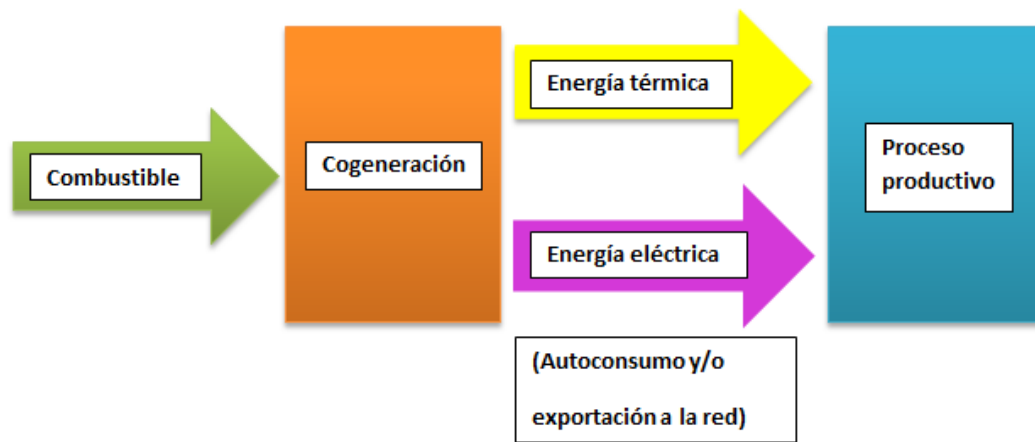


Figura 14. Ciclo de cabecera (topping). Elaboración propia. Fuente libro: *Cogeneración* (Mario Villares Martín)

- En los ciclos de cola el combustible se emplea en el proceso industrial y la energía térmica residual del proceso se aprovecha en la producción de energía mecánica-eléctrica. Estos ciclos están asociados a procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas, además los calores residuales que utilizan son en muchas ocasiones de efluentes corrosivos, por lo que necesitan usar intercambiadores de calor muy costosos, estas dos razones hacen que sean menos utilizados.

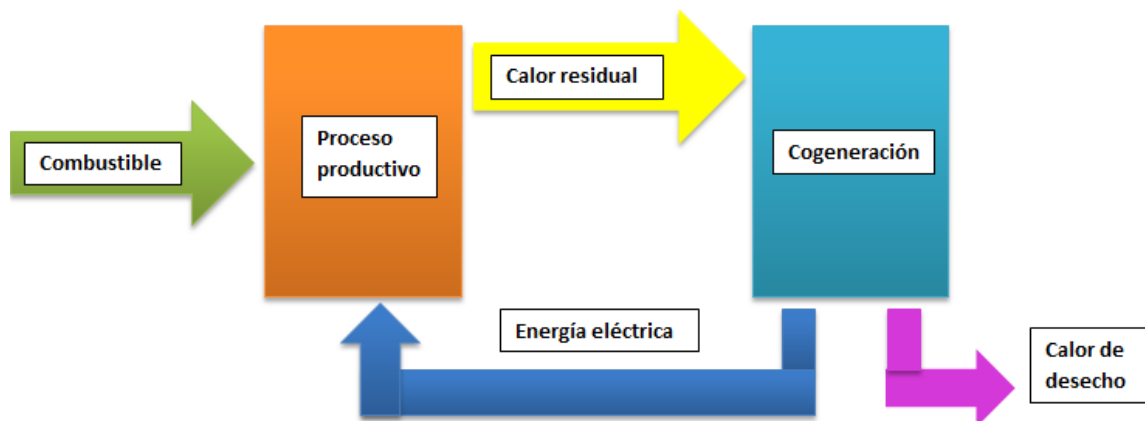


Figura 15. Ciclo de cola (bottoming). Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

También se pueden clasificar, según el tipo de conexión con la red eléctrica general. Esta clasificación consiste en [González Marín, 2009]:

- Sistemas aislados o en isla: no se encuentran conectados a la red.



Figura 16. Sistema cogeneración aislado o en isla. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

- Sistemas integrados o interconectados: se encuentran conectados en paralelo a la red. Ofrecen una doble seguridad de suministro y además la regulación de la potencia y frecuencia generadas en más sencilla. Para poderse conectar a la red, deben cumplir una serie de condiciones técnicas y de rendimiento.

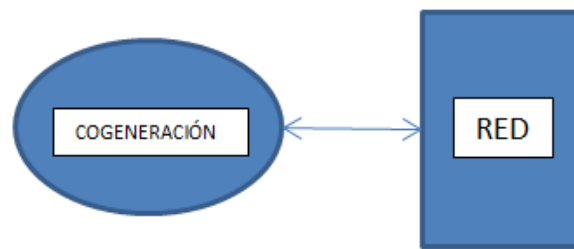


Figura 17. Sistema de cogeneración integrado o interconectado. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

Las diversas tecnologías de cogeneración son adecuadas, cada una de ellas, en determinadas ocasiones. Básicamente se tratan de las siguientes [González Marín, 2009]:

- Sistema de cogeneración con turbina de vapor.
- Sistema de cogeneración con turbina de gas.
- Sistema de cogeneración de ciclo combinado.
- Sistema de cogeneración con motor alternativo.

A continuación se describen brevemente las características de cada una de estas tecnologías.

4.2.1. Sistema de cogeneración con turbina de vapor

En estos sistemas, el combustible se quema en una caldera convencional de vapor, produciéndose vapor de agua (a la presión y temperatura necesaria) que es inyectado en una turbina de vapor donde este se expande y se transforma en energía mecánica en su eje. [Calvo Villamarín, Galdón Trillo, 2017]

El uso de este ciclo fue el primero de cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados. Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica, y en turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador. [García Garrido y Fraile Chico, 2008]

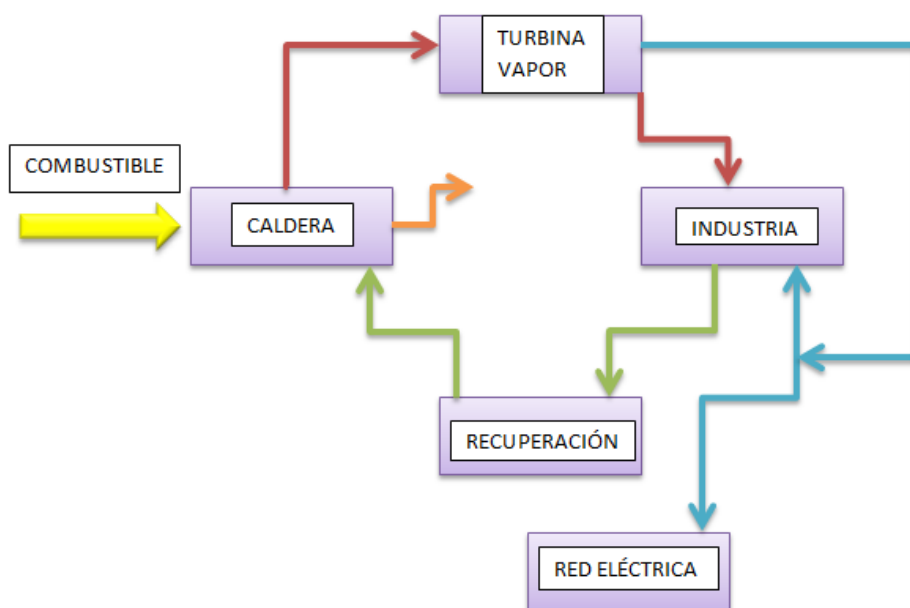


Figura 18. Planta de cogeneración con turbina de vapor. Elaboración propia.
Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

La aplicación de las turbinas de vapor, generan elevadas cantidades de energía eléctrica, por lo que es razonable su uso en grandes centrales termoeléctricas, que cuentan con una importante demanda de energía eléctrica. Es por esto que este sistema de cogeneración no es el adecuado para ser instalado en una EDAR, además de que su uso aislado y no en ciclos combinados es limitado.

4.2.2. Sistema de cogeneración con turbina de gas

En los sistemas con turbinas de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500°C. [García Garrido y Fraile Chico, 2008].

En la figura se presenta un diagrama de proceso simplificado:

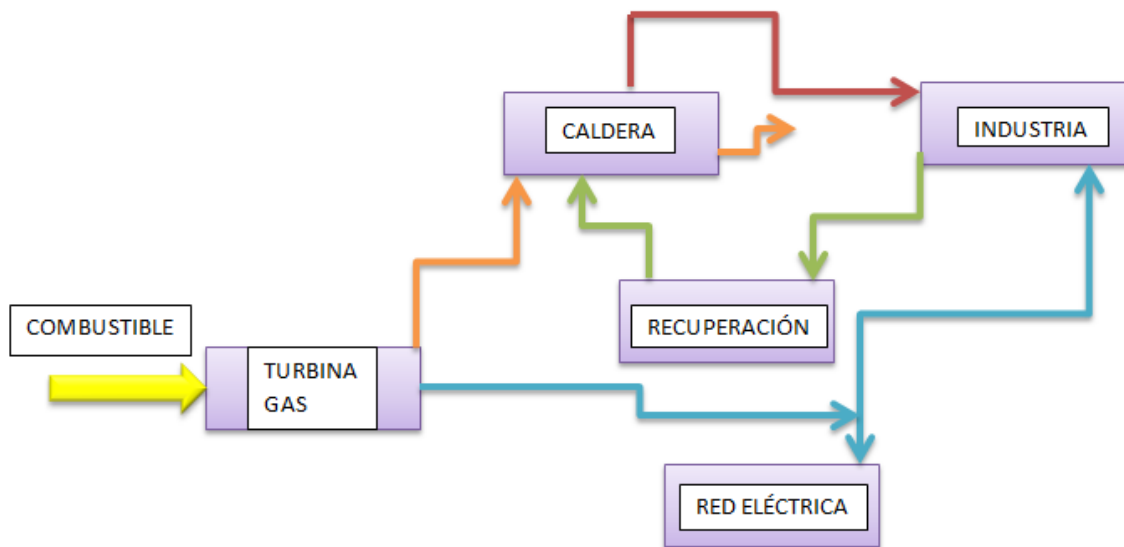


Figura 19. Planta de cogeneración con turbina de gas. Elaboración propia.
Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

Enlazadas a la cogeneración con turbina de gas se encuentran las siguientes ventajas y desventajas:

VENTAJAS	INCONVENIENTES
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Amplia gama de aplicaciones ✓ Muy fiable ✓ Elevada temperatura de la energía térmica ✓ Rango desde 0.5-100 MW ✓ Gases con alto contenido en oxígeno 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Limitación en los combustibles ✓ Tiempo de vida relativamente corto

Tabla 2. Ventajas e inconvenientes del sistema de cogeneración con turbina de gas. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

4.2.3. Sistema de cogeneración de ciclo combinado

Consiste en la existencia de dos ciclos termodinámicos en un mismo sistema, uno en el que el fluido de trabajo es vapor (turbina de vapor) y otro en el que se emplea gas (turbina de gas). Se usan los gases de escape de alta

temperatura de la turbina de gas, para aportar calor a la caldera o generador de vapor de recuperación, la que alimenta a su vez de vapor a la turbina de vapor.

La ventaja principal de utilizar un ciclo combinado es su alta eficiencia, se obtienen rendimientos superiores al de una central de ciclo único y muchos mayores que los de una turbina de gas, esto se debe a que se obtiene electricidad en dos etapas usando una única fuente de energía.

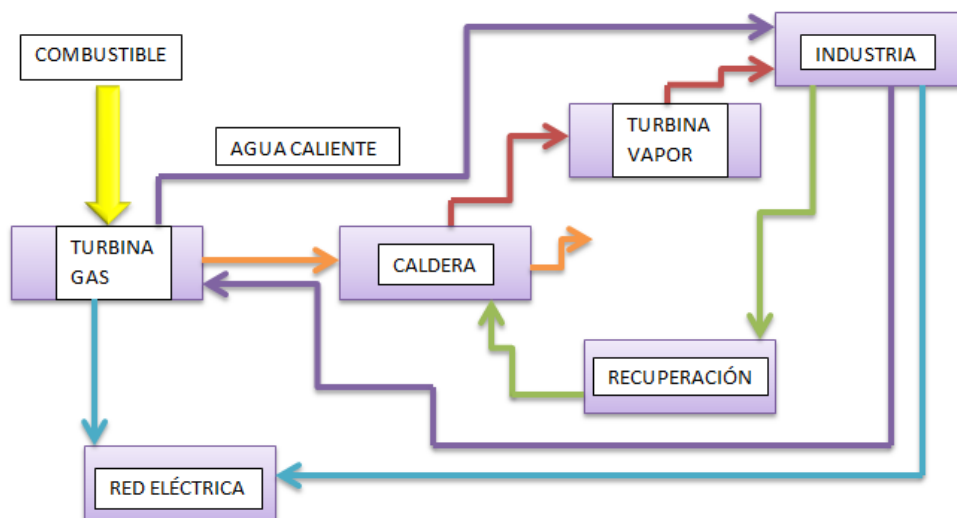


Figura 20. Planta de cogeneración con ciclo combinado. Elaboración propia.
Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

Las plantas de ciclo combinado pueden ser de gas natural, fuel o mixtas. El combustible se inyecta, mezclado con aire, a una turbina de gas en donde se produce la combustión. La turbina gira por la fuerza de expulsión de los gases, su giro se aprovecha para mover un alternador y producir electricidad. El calor remanente de los gases que salen de la turbina, se usa para hervir agua a través de un intercambiador de calor y su generador de vapor. El vapor generado se usa para mover otra turbina, que también produce electricidad al hacer girar un alternador.

Los sistemas de ciclo combinado son de aplicación en sectores industriales con importantes consumos de energía eléctrica, en los que además puede aprovecharse el vapor de baja presión. Ésta es la razón por la que se trata de un sistema de cogeneración inadecuado para emplear en una EDAR. [García Garrido y Fraile Chico, 2008].

4.2.4. Sistema de cogeneración con motor alternativo

Los motores alternativos consisten en un dispositivo cilindro-embolo. Dentro del cilindro se introduce la mezcla aire/combustible adecuada, que terminará comburiendo. De la comburiendo se libera energía química del combustible, parte de esta se transforma en trabajo mecánico que se transmite por el mecanismo biela-manivela, y con ayuda de un transformador, parte del trabajo mecánico se transforma en energía eléctrica.

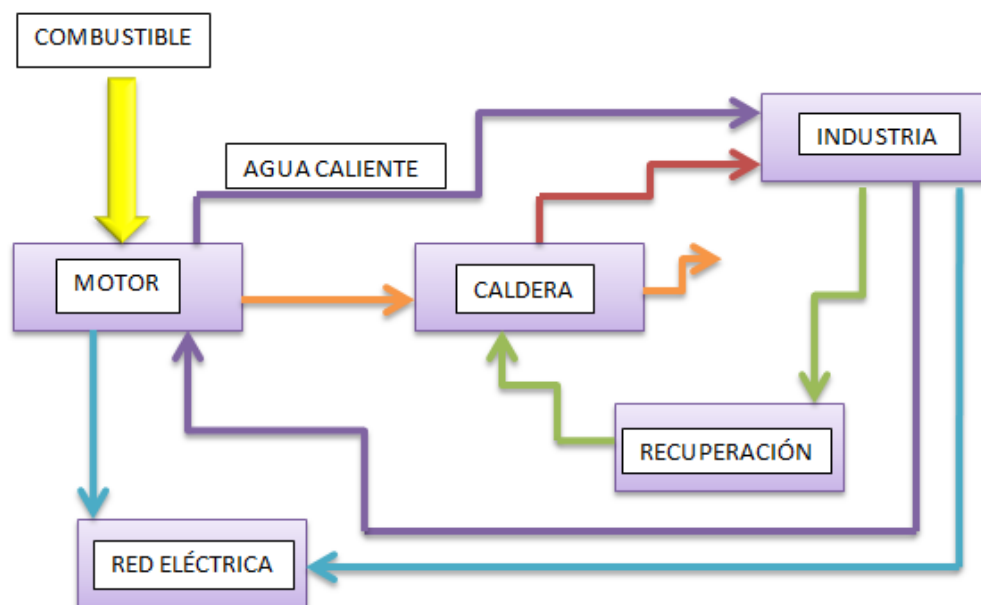


Figura 21. Planta de cogeneración con motor alternativo. . Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

VENTAJAS	INCONVENIENTES
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Elevada relación electricidad/calor ✓ Alto rendimiento eléctrico ✓ Bajo coste ✓ Tiempo de vida largo ✓ Capacidad de adaptación a variaciones de la demanda 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Alto coste de mantenimiento ✓ Energía térmica muy distribuida y a baja temperatura

Tabla 3. Ventajas e inconvenientes de los sistemas de cogeneración con motor alternativo. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

Para la cogeneración con motor alternativo existen dos tipos de motores a elegir, como posteriormente se comentará en el Punto 5. Motor alternativo: motores de encendido por compresión (diésel) y motores de encendido por chispa (gasolina o de ciclo Otto), al mismo tiempo pueden ser motores de 2T y 4T.

Si se tiene en cuenta el tipo de combustible que se va a utilizar, el motor adecuado es el de encendido por chispa o de ciclo Otto, ya que por su propio diseño opera adecuadamente con combustibles volátiles como la gasolina, o gaseosos como el gas natural o el biogás.

En lo que se refiere a los tiempos de funcionamiento, los motores a gas diseñados para aplicaciones de cogeneración, son motores de 4T. *[García Garrido y Fraile Chico, 2008]*

4.2.5. Trigeneración

La trigeneración suele referirse a la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor, y energía térmica en forma de frío. La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente, no era económicamente viable en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen de frío que se produzca con electricidad. *[García Garrido y Fraile Chico, 2008].*

Como conclusión a los diferentes tipos de cogeneración existentes para una EDAR, debido a la baja cantidad de energía eléctrica requerida por esta, se puede emplear como elemento motor del sistema de cogeneración, un motor alternativo o una turbina de gas. Por dicho motivo ambos sistemas de cogeneración serán estudiados a continuación y comparados entre sí para obtener cuál es el más adecuado en su conjunto. *[García Garrido y Fraile Chico, 2008].*

4.3. Ventajas de un proceso de cogeneración

Con la implantación de un sistema de cogeneración se consiguen una serie de ventajas *[González Marín, Mº P, 2009]:*

- a) Ahorro económico para el usuario: como consecuencia del menor coste de la electricidad consumida y el beneficio adicional por la venta.
- b) Mayor garantía de suministro: ante un posible fallo de la red, puede seguir suministrando electricidad, al menos a los equipos considerados como críticos.
- c) Reducción de la emisión de ciertas sustancias a la atmósfera: evita la emisión a la atmósfera de metano (CH_4) que se genera en la depuración del agua, ya que es la alimentación del motor de cogeneración. Adicionalmente, ese aprovechamiento de combustible en la EDAR, reduce la emisión del dióxido de carbono (CO_2) común frente a la electricidad no generada en centrales termoeléctricas, que tiene peor rendimiento que el de cogeneración. Esto ayuda a cumplir con el “Protocolo de Kioto”.

4.4. Cogeneración a partir de lodos de EDAR

La producción de lodos en una planta de depuración de aguas residuales tiene su aprovechamiento más allá de su vida útil en el ciclo de la EDAR. La producción de compost mediante la mezcla con restos vegetales u otros elementos agronómicos, o extracción del fósforo del lodo para fabricar fertilizantes serían unos ejemplos.

Sin embargo, la principal forma de aprovechar los lodos producidos en una planta de tratamiento es por medio del biogás que se obtiene como subproducto en la digestión anaerobia de estos. La digestión anaerobia, como se ha tratado en el punto 3.3. Digestión anaerobia de lodos, es un proceso de estabilización, en el cual se lleva a cabo la destrucción de la materia orgánica e inorgánica en ausencia de oxígeno. [*Bioplastic depuración, s.f*]

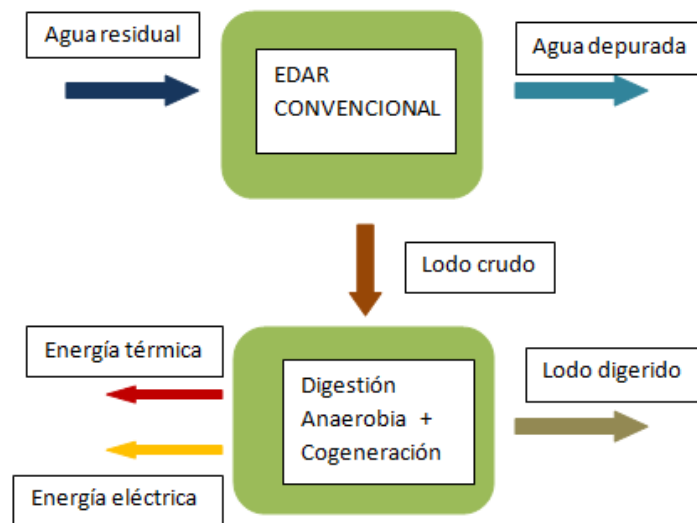


Figura 22. Esquema de cogeneración con lodos en EDAR. Elaboración propia.

Fuente:

http://aprenmac.itocanarias.org/files/ponenciasJornadaR/Sesin_3_4_A_Bello.pdf

Los sistemas anaerobios de digestión de fangos pueden llegar a ser muy eficientes, en términos de generación de energía, si se cumplen varios requisitos. Desde el punto de vista energético, los fangos de EDAR solo son combustibles cuando llegan a un umbral de sequedad que se acerca a un 50%. Por tanto, para eliminar el agua es preciso llevar a cabo un secado, aunque sea de carácter parcial.

El proceso de digestión anaerobia genera biogás, cuya composición incluye principalmente metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂). Explotando el potencial energético que tiene el biogás, se consigue una doble función: la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento térmico de los gases de escape de los motores, a esto le llamamos proceso de cogeneración. [Bioplastic depuración, s.f]

TRABAJO FIN DE GRADO: VALORIZACIÓN DE FANGOS DE EDAR VÍA DIGESTIÓN Y COGENERACIÓN DEL BIOGÁS

MARÍA MARTÍN JIMÉNEZ, Valladolid Julio 2018

Se muestra a continuación el esquema general para el proceso de cogeneración en una EDAR:

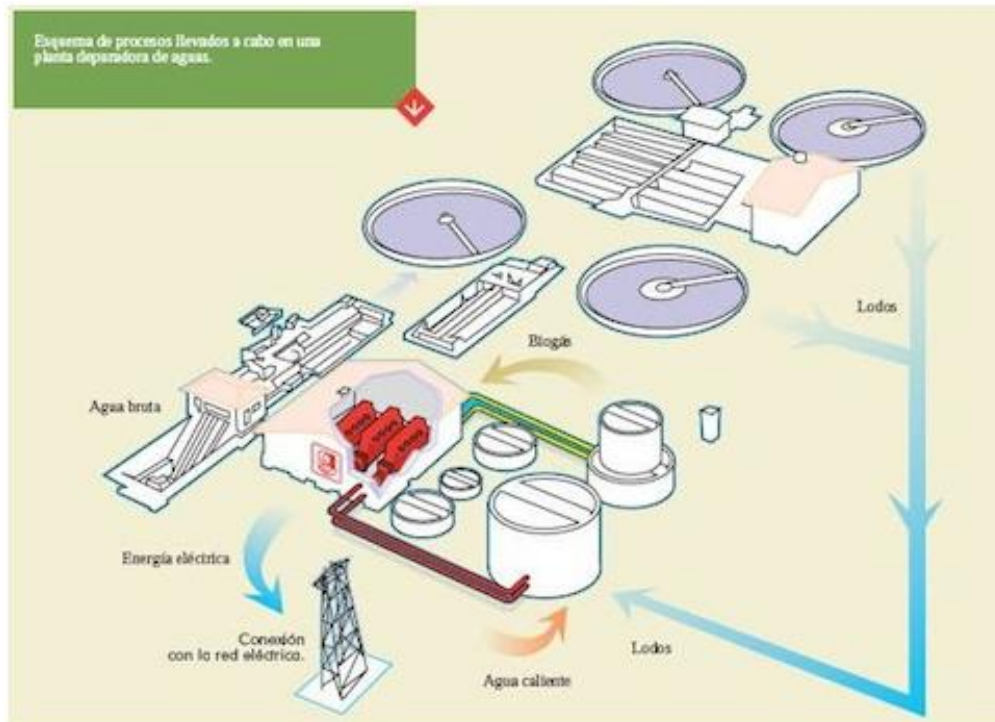


Figura 23. Esquema cogeneración de lodos en EDAR. Fuente: www.ecomedioambiente.com

5. MOTOR ALTERNATIVO

5.1. Principios generales

El motor alternativo, es un motor térmico cíclico de combustión interna, de movimiento alternativo, como su propio nombre indica, y convierte la energía química contenida en un combustible en energía mecánica de rotación de un eje. La reacción explosiva de la mezcla aire-combustible en el interior provoca el movimiento lineal del pistón, que la biela convierte en rotación del cigüeñal.

Los motores alternativos se clasifican según diversos criterios, fundamentalmente se pueden distinguir en función del tipo de encendido y en función del tipo de combustión.

Según el tipo de encendido:

- a) Motores de encendido provocado por chispa (gasolina): se introduce en el cilindro la mezcla carburada del aire y combustible. La compresión se efectúa sobre esta mezcla y el encendido tiene lugar mediante una chispa eléctrica.
- b) Motores de encendido por compresión (diésel): la compresión se realiza sobre el aire introducido en el cilindro. Se comprime el mismo hasta que alcance una temperatura tal que, al inyectar parte del combustible, se produzca la autoinflamación del combustible inyectado.

Por el tipo de combustión:

- a) Motores de 4 tiempos (4T): son aquellos en los que el ciclo completo de paso del fluido por el motor, se produce en dos carreras de ida y dos de vuelta del pistón: admisión, compresión, expansión y escape.
- b) Motores de 2 tiempos (2T): en éstos, el ciclo completo tiene lugar en una carrera de ida y otra de vuelta del pistón. La renovación de la carga tiene lugar por el barrido de los gases de escape.

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

eléctrica en islas y para motores de emergencia. [García Garrido y Fraile Chico, 2008]

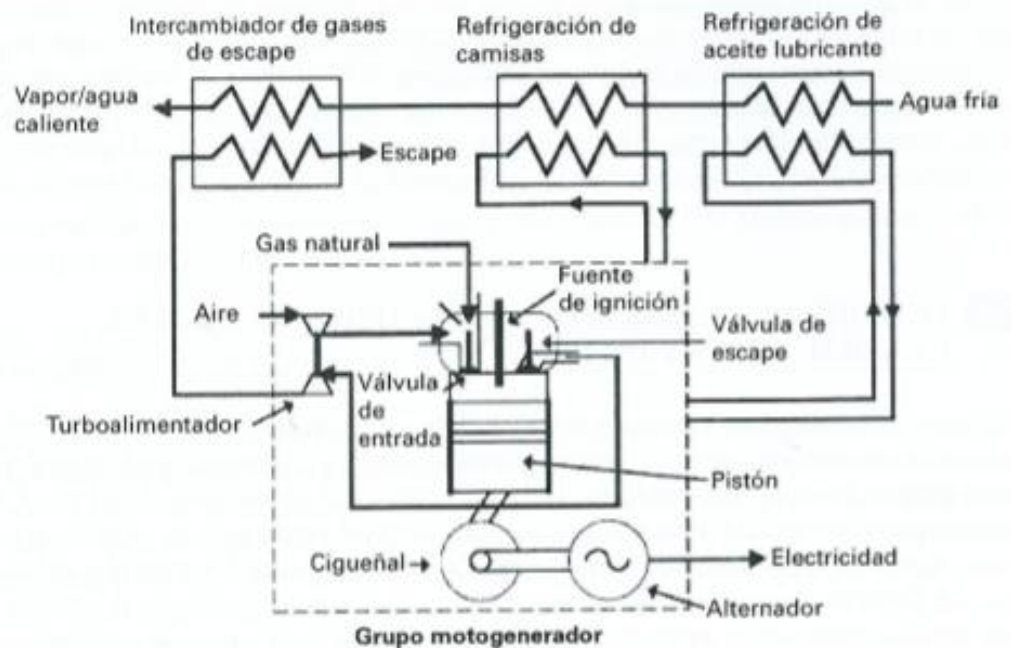


Figura 24. Flujo de fluidos principales en un motor alternativo. Fuente: Libro: *Cogeneración* (Mario Villares Martín)

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

- Gases de escape.
- Agua de refrigeración de camisas y aire de alta temperatura (circuito de alta temperatura).
- Agua de refrigeración de aceite y aire de admisión de baja temperatura (circuito de baja temperatura).

Las fases preparatorias son:

- Expulsión de los gases de escape del ciclo anterior.
- Admisión del aire puro.
- Compresión del aire e introducción del combustible, que debe mezclarse bien con el aire (carburación).

Los periodos de compresión y expansión tienen lugar cada uno durante una carrera del pistón. Los periodos de evacuación de gases e introducción de aire tienen lugar: a) en los motores de cuatro tiempos, cada uno de ellos, en una carrera completa del pistón, y b) en los motores de dos tiempos,

parcialmente al final de la expansión y parcialmente al principio de la compresión. Así en los motores de cuatro tiempos los ciclos se suceden cada cuatro carreras del pistón, es decir cada dos vueltas de cigüeñal y en los de dos tiempos cada dos carreras del pistón, lo que es lo mismo, cada vuelta de cigüeñal.

La diferencia principal entre los ciclos Otto y Diésel radica en el momento en que se produce la mezcla aire-combustible. En el ciclo Otto el gas aspirado por el cilindro es ya una mezcla, mientras que en el ciclo Diésel el combustible se inyecta a alta presión en la cámara de combustión al final de la compresión.

Otra diferencia es la relación de compresión, que en el caso del ciclo Diésel suele ser bastante superior a la del ciclo Otto, por lo que obtiene mejores rendimientos. Esto está evolucionando porque se está llegando en motores ciclo Otto a relaciones de compresión similares a las del ciclo Diésel y en algunos motores de gas, el combustible también se inyecta directamente en el cilindro.

Por último, la diferencia más importante es el método que se emplea para producir la explosión de la mezcla. En un motor Otto es necesaria la adición de una energía exterior de activación para producir la reacción, normalmente suministrada por una bujía, mientras que en un motor Diésel, las condiciones de temperatura y presión alcanzadas en la cámara de combustión son suficientes para que la mezcla se inflame.

En cuanto al combustible utilizado, existen muchos tipos: gas natural, biogases, gases derivados del petróleo (GLP), fuelóleo, etc. [*García Garrido y Fraile Chico, 2008*]

5.2. Motor alternativo de gas ciclo Otto

5.2.1. El ciclo Otto desde el punto de vista funcional

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

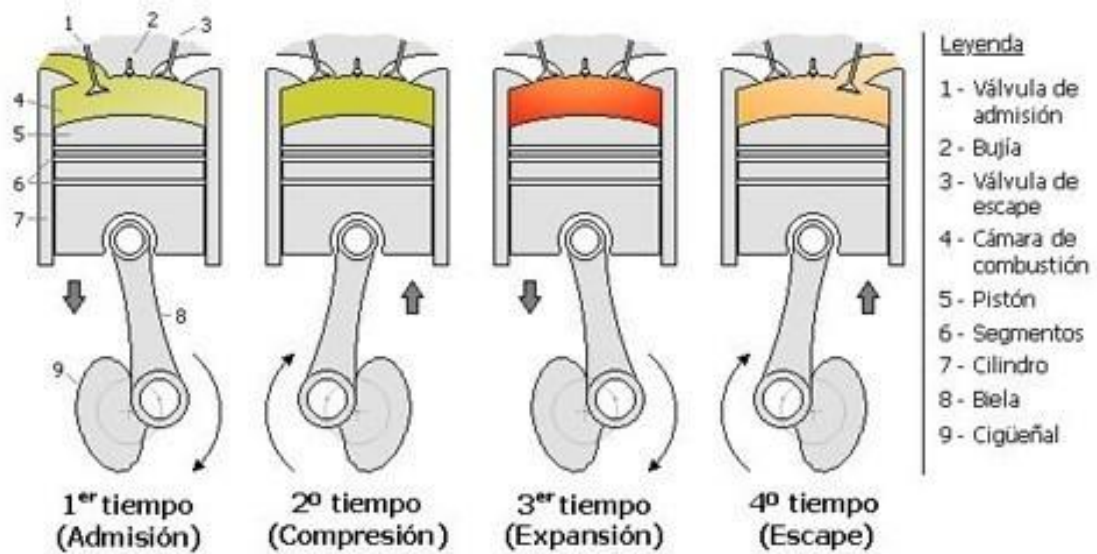


Figura 25. Etapas motor alternativo de gas ciclo Otto. Fuente: <http://pelandintecno.blogspot.com.es/2011/03/motor-de-explosion-de-cuatro-tiempos.html>

- Tiempo 1: ADMISIÓN. El pistón se encuentra en el PMS (punto muerto superior). La válvula de admisión se abre y entra una mezcla de gas y aire en el cilindro. Esta mezcla puede estar a presión atmosférica y ser aspirada por la depresión creada en el movimiento de bajada. Cuando el pistón llega al PMI (punto muerto inferior) la válvula de admisión se cierra. El cigüeñal ha dado media vuelta.
- Tiempo 2: COMPRESIÓN. El pistón, en su subida desde el punto muerto inferior hasta el punto muerto superior comprime la mezcla. Las válvulas de admisión y escape están cerradas. Un poco antes de llegar a la parte más alta se produce el encendido de la bujía, y la mezcla deflagra. El cigüeñal ha dado ya una vuelta completa. Estas dos etapas o tiempos son consumidoras de energía, pues hasta ahora no se ha generado ningún trabajo.
- Tiempo 3: EXPANSIÓN. Los gases producidos en la explosión se expansionan, lanzando el pistón hacia abajo y produciendo el movimiento del cigüeñal. Las válvulas de admisión y escape siguen cerradas. De los cuatro tiempos, este es el único en el que se desarrolla trabajo. Los otros tres son consumidores de energía mecánica. El cigüeñal ha dado una tercera media vuelta. El pistón llega finalmente al PMI.

- Tiempo 4: ESCAPE. Al alcanzar el PMI, la válvula de escape se abre y libera los gases quemados producidos en la combustión. Al llegar al PMS está válvula se cierra y se abre nuevamente la de admisión, comenzando un nuevo ciclo. El cigüeñal ha dado dos vueltas completas.

5.3. Aplicaciones del motor alternativo

La aplicación industrial mayoritaria de este tipo de motores, aparte de la propulsión de automóviles, es la generación de energía eléctrica y el aprovechamiento térmico de los calores residuales. No obstante, existen otras aplicaciones minoritarias, que también se comentarán someramente. [Renovetec, s.f.]

- *Producción de energía eléctrica con aprovechamiento de la energía térmica*

Cuando se dispone de consumos térmicos, es posible rentabilizar una planta con un motor de gas aprovechando el calor residual. Aprovechando este calor es posible generar vapor de hasta 25 bares, agua sobrecalentada o es posible calentar aceite térmico. Todos estos fluidos caloportadores deben ser utilizados en las proximidades de la zona de generación, para evitar las pérdidas de energía térmica en el transporte.

- *Producción exclusiva de energía eléctrica (sin aprovechamiento térmico)*

A pesar de que la mejor aplicación de los motores alternativos es la generación conjunta de calor y electricidad (cogeneración), hay una serie de instalaciones en que solo se produce electricidad:

- En centrales eléctricas situadas en islas u otras redes continentales pequeñas aisladas (desiertos, África, India, etc.).
- Cuando, aun no disponiendo de los consumos térmicos necesarios, la calidad de la red es baja y se prefiere la generación eléctrica autónoma de la red eléctrica pública.
- Cuando conectado a la red eléctrica pública se busca mayor disponibilidad del suministro eléctrico. Se emplean entonces como grupos electrógenos, que producen energía eléctrica de respaldo cuando la red principal está fuera de servicio.

- En zonas alejadas de los núcleos de población en los que no se dispone de suministro eléctrico.
- *Vehículos impulsados por GNC*

El empleo de gas natural en vehículos autopropulsados tiene bastantes limitaciones, por lo que no está muy extendido. La principal limitación radica en su baja densidad energética en condiciones ambientales, lo que obliga a comprimirlo o a licuarlo. El GNC o gas natural comprimido dota al vehículo de una autonomía modesta, lo que obliga a continuos repostajes; como además el número de estaciones de servicio que pueden suministrar este combustible es actualmente bajo, el radio máximo de desplazamiento está limitado a un entorno próximo a las estaciones de servicio disponibles. Por ello se emplea en vehículos de servicio público (taxis y autobuses), que se mueven en una zona limitada.

- *Aprovechamiento de biogás*

La fermentación anaerobia de materia orgánica origina gases combustibles de bajo poder calorífico, pero que aun así pueden ser quemados en una caldera para producir fluidos calientes, o bien tras una depuración pueden ser utilizados en un motor de gas para producir electricidad y algunas veces también calor.

Hay dos orígenes típicos del biogás. El primero es el procedente de vertederos. En este caso se suele producir solo electricidad. El sistema consiste en drenar el vertedero mediante varios sondeos. El gas que se desprende de la fermentación natural de los residuos se aspira, se depura y se quema en el motor.

El segundo origen es el gas procedente de la fermentación de lodos de depuradora. En este caso se produce electricidad y el calor del agua caliente y/o los gases de escape se utilizan para mantener la temperatura adecuada en el reactor de fermentación.

- *Otras aplicaciones*

Entre las aplicaciones minoritarias de los motores alternativos de gas están las siguientes:

- Impulsión de barcos, fundamentalmente los que transportan gas natural licuado (GNL). Estos barcos poseen una pequeña planta de regasificación que permite su uso.
- Accionamiento mecánico de compresores, bombas y otros equipos donde se requiera por redundancia respecto al suministro eléctrico o donde éste no exista.

6. TURBINA DE GAS

6.1. Descripción y principio de funcionamiento

Una turbina de gas es un motor térmico rotativo de combustión interna, donde a partir de la energía aportada por un combustible se produce energía mecánica y se genera una importante cantidad de calor en forma de gases calientes y con un alto porcentaje de oxígeno [García Garrido y Fraile Chico, 2008].

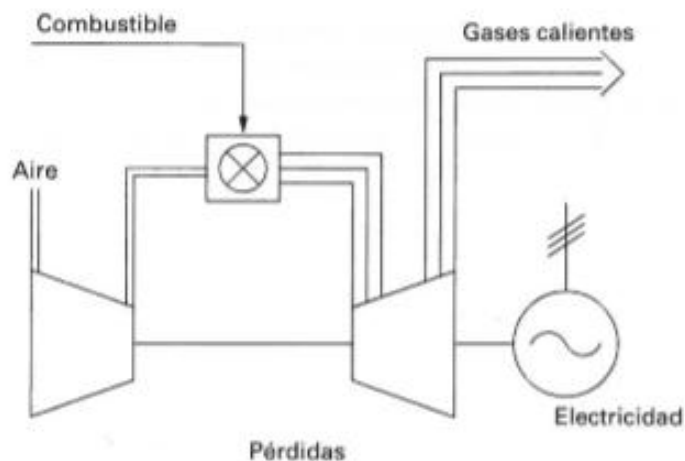


Figura 26. Flujos en una turbina de gas. Libro: Cogeneración. Diseño, operación y mantenimiento de plantas (Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico)

La máquina sigue un ciclo abierto, puesto que se renueva continuamente el fluido que pasa a través de ella.

El aire aspirado de la atmósfera y comprimido pasa a la cámara de combustión, donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición. Los gases calientes, producto de la combustión, fluyen a través de la turbina. Allí se expansionan y mueven el eje, que acciona el compresor de la turbina y el alternador.

6.2. Componentes principales de las turbinas

a) Compresor de aire: este eleva la presión del aire de combustión antes de que entre en la cámara de combustión.

b) Cámara de combustión: en ella tiene lugar la combustión a presión, del gas combustible junto con el aire. Es necesario que el combustible sea introducido a un nivel de presión adecuado, que oscila entre 16 y 50 bar.

c) Turbina: es donde tiene lugar la conversión de la energía contenida en los gases de combustión, en forma de presión y temperatura elevada, a potencia mecánica (en forma de rotación del eje). Los gases, que entran a la turbina a una temperatura de 1000-1300 °C y una presión de 10 a 30 bares, salen a unos 450-600 °C y a una presión ligeramente superior a la atmosférica.

d) Reductor: en turbinas menores de 50 MW, la velocidad de rotación del eje suele ser superior a la necesaria para el accionamiento de un alternador y por ello suele necesitarse este elemento reductor del número de revoluciones, que adapta la velocidad de la turbina a la necesaria en el elemento accionado.

e) Generador: en el elemento consumidor de la fuerza motriz aportada por la turbina y es el que genera la energía eléctrica que se desea [García Garrido y Fraile Chico, 2008].

6.3. Aplicaciones de la turbina de gas

Las turbinas de gas tienen diversas aplicaciones, entre las que cabe destacar [Copernic, 2018]:

- **Aviación militar y comercial**
- Se utiliza en **tuberías para la transmisión de gas**. Son instaladas para impulsar compresores. Esta es una aplicación excelente ya que el gas natural es un combustible ideal y se requiere una gran cantidad de fuerza motriz.

- **Transporte:** en barcos la alta potencia de las turbinas permite realizar diseños de altas velocidades. También se usan en ferrocarriles, en locomotoras de carga y trenes ligeros de pasajeros.
- **Aeromodelismo:** actualmente se construyen pequeñas turbinas de gas que impulsan aeromodelos a control remoto. Estas brindan al modelo una gran velocidad y potencia, mejorando su rendimiento y versatilidad.
- **Generación eléctrica:** mediante una energía externa (combustible) se produce el movimiento de los álabes de la turbina y con la ayuda de los generadores, los cuales se encargan de transformar la energía cinética en eléctrica, se produce energía eléctrica.

7. DIFERENCIAS TÉCNICAS ENTRE MOTORES Y TURBINAS

Las diferencias entre estos tipos de máquinas son enormes, pero aquí solo se tendrá en cuenta las que inciden en su utilización como motor primario en una instalación de cogeneración, y que se pueden clasificar de la siguiente forma [García Garrido y Fraile Chico, 2008]:

a) Características físicas de la máquina

Han quedado detalladas en los respectivos puntos: 5. Motor alternativo y 6. Turbina de gas del presente trabajo.

b) Rendimientos tanto mecánico, eléctrico y térmico

Para tratar los diferentes rendimientos se pueden ver en las siguientes figuras los diagramas de Sankey típicos para una planta de cogeneración con turbina de gas y para una planta con motor alternativo [García Garrido y Fraile Chico, 2008].

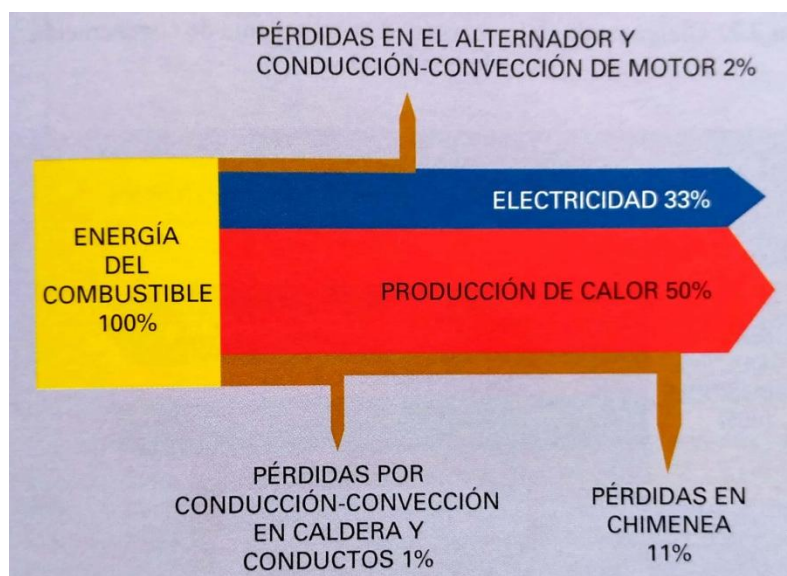


Figura 27. Diagrama de flujo energético de una planta de cogeneración con turbina de gas. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

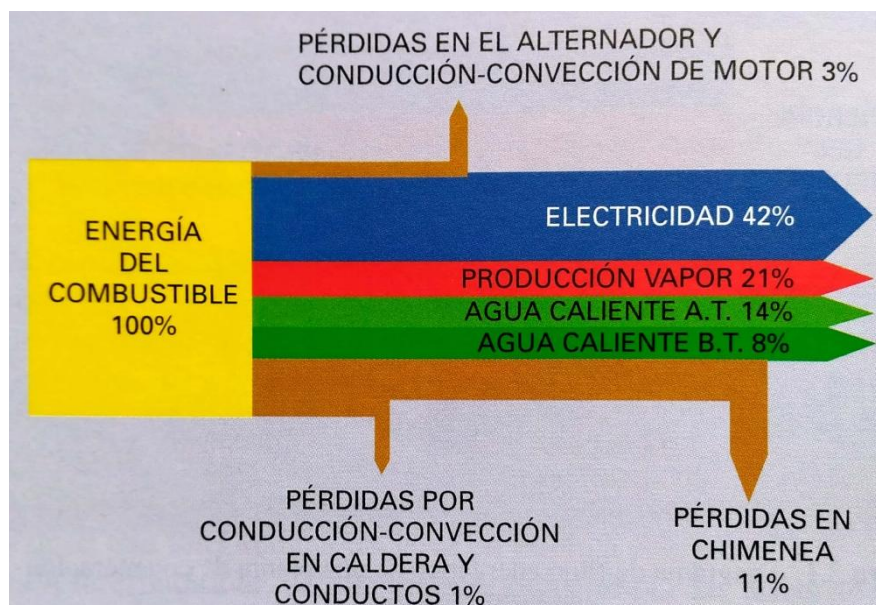


Figura 28. Diagrama de flujo energético de una planta de cogeneración con motor de gas. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

El rendimiento mecánico de los motores puede ser muy elevado, pero por el contrario el calor aprovechable tiene diversas fuentes y gran parte de él es a baja temperatura. Se puede hablar de un rendimiento mecánico de alrededor del 35% para las turbinas y de un 40% para los motores.

Los rendimientos eléctricos de las turbinas de gas son siempre menores que los de los motores de la misma potencia, aunque poco a poco se están acercando. Los motores de combustión tienen una eficacia eléctrica del 35-40%. En contrapartida, las microturbinas tienen una eficacia eléctrica del 25-30%.

Por el contrario, tienen la ventaja de disponer de una sola fuente de recuperación de calor y además de alta temperatura, lo que facilita la combinación con turbinas de vapor, aumentando el rendimiento eléctrico total.

La energía eléctrica aprovechable se encuentra para turbinas entre el 25-30% y para motores entre el 35-45%.

En cuanto a la energía térmica, esta, se puede comparar en las figuras anteriores la distribución de dicha energía y su nivel térmico en instalaciones con turbina de gas y con motores. Esta diferente distribución de energía supone un aprovechamiento más fácil en una instalación de turbina de gas.

Una diferencia importante es que las instalaciones con turbina de gas funcionan casi siempre a plena carga para que sean rentables, puesto que el rendimiento baja fuertemente con la carga; por el contrario el rendimiento de los motores varía poco en un rango amplio de carga [García Garrido y Fraile Chico, 2008].

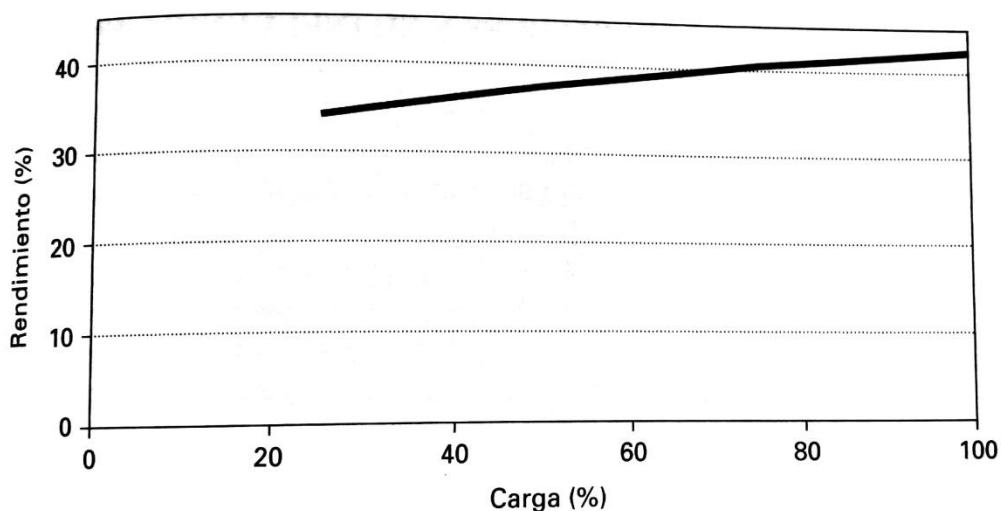


Figura 29. Variación del rendimiento de un motor de gas con la carga. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

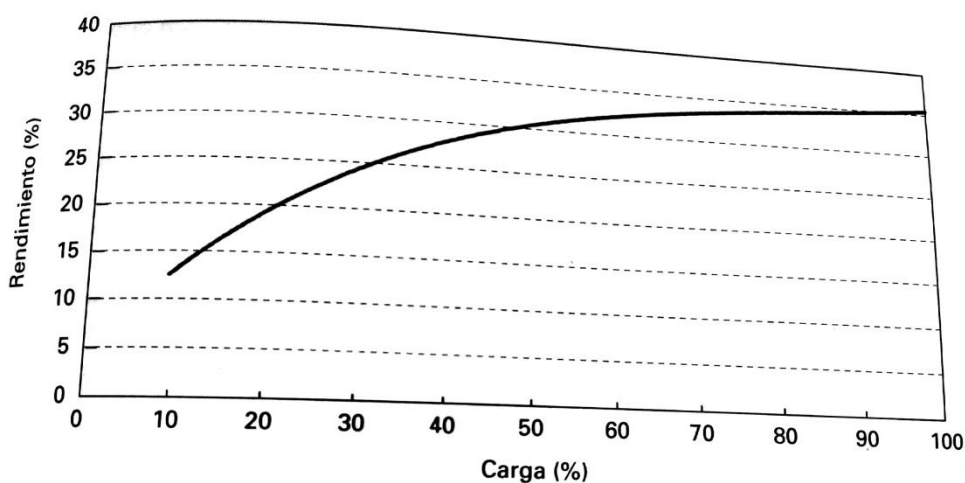


Figura 30. Variación del rendimiento de una turbina de gas con la carga. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

c) Costes económicos

En cuanto al coste económico las turbinas son más caras que los motores.

d) Necesidades de mantenimiento

El concepto de cada máquina es muy diferente. En cuanto al mantenimiento, las microturbinas sólo tienen una parte móvil y son lubricadas por aire, mientras que los motores de combustión son mucho más complejos a nivel mecánico y precisan de aceite para su lubricación. Esto hace que el mantenimiento necesario de las microturbinas sea muy bajo mientras que los motores necesitan de atención constante.

e) Ruidos y vibraciones

A nivel de contaminación acústica las turbinas presentan mayor ruido que los motores.

f) Emisiones

En cuanto a las emisiones, los motores de combustión generan mayor cantidad tanto de monóxido de carbono como de óxidos de nitrógeno.

A modo de resumen, quedan reflejadas en la *Tabla 4* las principales diferencias entre ambos equipos de cogeneración:

CONCEPTO	VALORACIÓN	
	Turbina	Motor
Rendimiento mecánico	35%	40%
Eficiencia eléctrica	25-30%	35-40%
Eficiencia térmica	55-60% (una sola fuente)	35-40% (dos fuentes)
Coste económico para la misma potencia	Alto	Medio
Costes de mantenimiento para la misma potencia	Bajo. Una única parte móvil.	Elevado. Numerosas partes móviles.
Ruidos y vibraciones	Alto	Medio
Grado de contaminación atmosférica	De CO ₂ y NO _x , bajas	De CO ₂ y NO _x , elevadas

Tabla 4. Diferencias entre una turbina de gas y un motor alternativo. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

8. JUSTIFICACIÓN NUMÉRICA DE LA COMPARATIVA ENTRE EL GRUPO TUBINA DE GAS Y EL GRUPO MOTOR ALTERNATIVO

En este apartado se va a llevar a cabo la demostración de todos los cálculos realizados necesarios para justificar la elección de los equipos.

8.1. Situación de partida

Se parte de un proceso como el mostrado en la *Figura 31*; en el cual el fango procedente de la estación de aguas residuales (EDAR) entra al digestor, en este la temperatura debe mantenerse a 35°C. En el digestor se llevará a cabo la producción de biogás y este último será llevado a un grupo de cogeneración donde se obtendrá energía eléctrica que se venderá a la red y energía térmica, en forma de vapor que se llevará al digestor para ayudar a mantener su temperatura óptima. La energía térmica que se proporcione al digestor debe ser suficiente para compensar tanto las pérdidas por calor del digestor como el calor necesario para calentar el fango entrante.

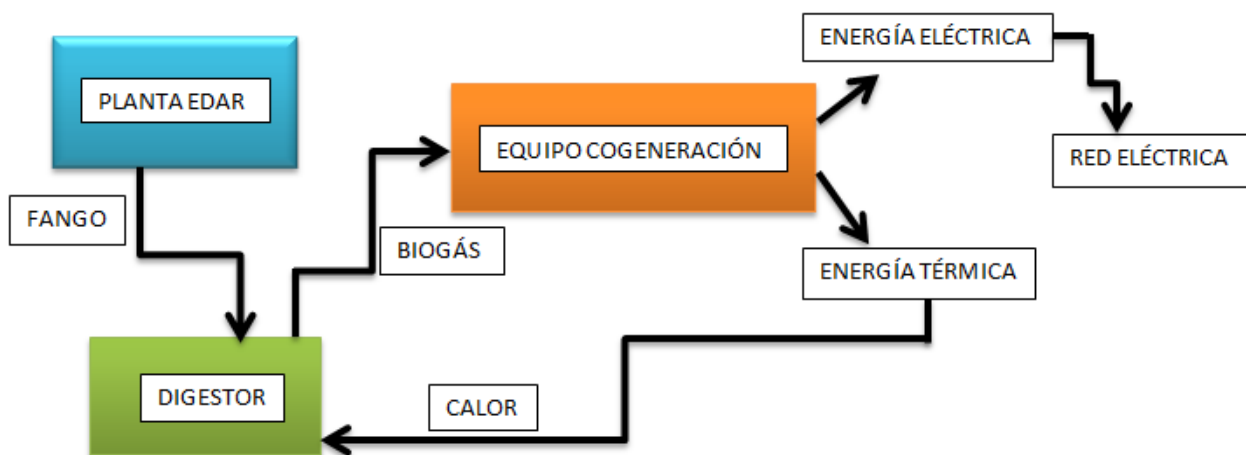


Figura 31. Esquema proceso EDAR. Elaboración propia

DATOS DE PARTIDA

Para poder basarse este trabajo en algo real, la EDAR de Valladolid, situada en el Camino Viejo de Simancas, ha facilitado un Excel con distintos datos usados en los posteriores cálculos.

Dichos datos se encuentran recogidos en el **ANEJO I Datos facilitados EDAR Valladolid**. Los datos quedan divididos en función de las tres corrientes

comentadas en el Punto 3. Antecedentes e introducción del presente trabajo: línea de agua, línea de fangos y línea de gas.

De todos estos datos facilitados, los usados en los posteriores cálculos han sido los siguientes:

- Línea de Lodos:

Fango mixto: $2000-2500 \frac{m^3}{día}$

Digestión anaerobia:

Altura digestor: 8 metros

Volumen digestor: $6500 m^3$ (cuentan con 3 digestores, cada uno de ellos con este volumen).

- Línea de biogás:

Producción de biogás: $Q= 400 \frac{m^3}{hora}$

LÍMITES DE BATERÍA

Comentar que en el presente trabajo sólo se lleva a cabo el estudio de la dimensión del tren de potencia de la cogeneración, es decir, el motor o la turbina; no calculándose el resto de equipos y líneas que conforman el proceso completo.

8.2. Balance energético al digestor

Para mantener en el interior del digestor un valor constante de temperatura cercano al punto óptimo ($35^{\circ}C$), el equipo de cogeneración debe ser capaz de suministrar el calor necesario para calentar el fango fresco que llega, así como cubrir las pérdidas que se producen a través de las paredes, la cubierta y la solera del digestor.

8.2.1. Cálculo pérdidas de calor del digestor

Un digestor de desechos orgánicos o biodigestor es, en su forma más simple, un contenedor cerrado, hermético e impermeable (llamado reactor), dentro del cual se deposita el material orgánico a fermentar en determinada dilución de agua para que se descomponga, produciendo biogás y fertilizantes orgánicos ricos en nitrógeno, fósforo y potasio. [Pérez Medel, 2010]

En el digestor se optimiza naturalmente el crecimiento y proliferación de un grupo de bacterias anaerobias las cuales son las encargadas de descomponer los residuos dejando como subproductos los citados antes (gas combustible y efluente líquido). [UPME, 2003]

Los biodigestores pueden tomar cualquier forma, entre otras, se utilizan tanques cilíndricos, rectangulares, esféricos o semiesféricos, dependiendo de las preferencias del usuario y de las facilidades que se tengan para su construcción. [Corona Zúñiga, 2007]

Para obtener las pérdidas de calor en el digestor, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

- Forma del digestor: cilíndrica
- Volumen del digestor: 19500 m³
- Diámetro: 44 m
- Altura: 12 m
- Temperatura interior en el digestor: 35°C
- Temperatura exterior del digestor: 12°C (se ha considerado la temperatura media en Valladolid anual)

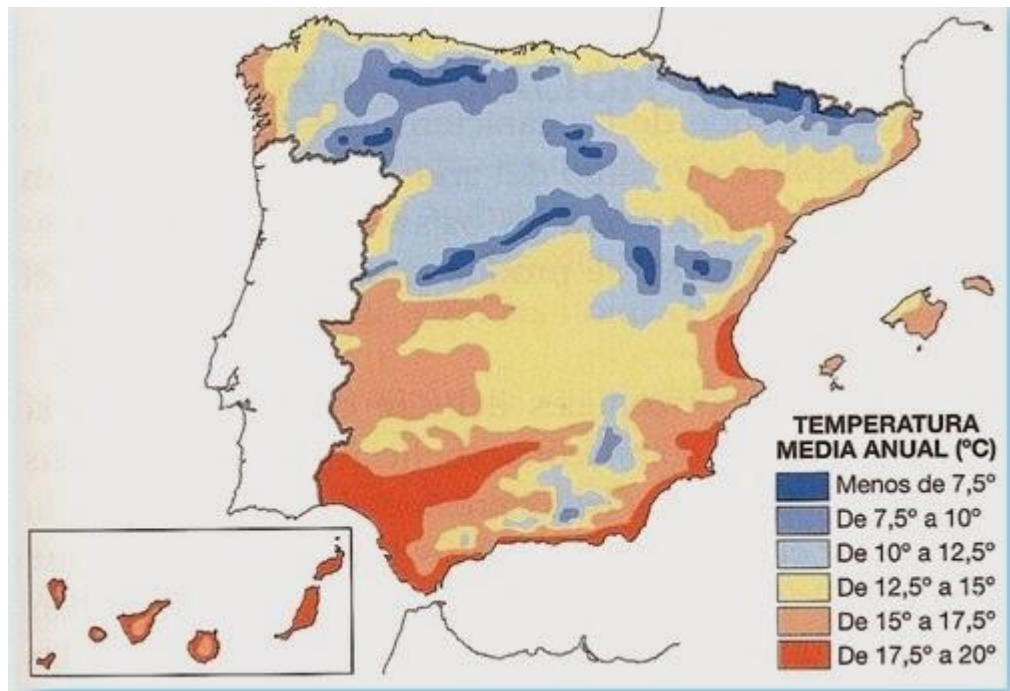


Figura 32. Mapa temperaturas media anuales España. Fuente: <http://ayudayorganizacion.blogspot.com.es/2013/11/comentario-mapa-de-temperaturas.html>

Detalles constructivos del digestor:

- Material: hormigón aislado marca Thermedia (conductividad térmica $\lambda = 0.54 \left[\frac{W}{mK} \right]$)
- Grosor pared: 30 cm.

* *Ficha técnica del material elegido, en Anejo II. Material seleccionado para el digestor.*

La cantidad de calor necesaria para compensar las pérdidas que pueden producirse en el digestor, viene dada por la expresión:

$$Q = U * A * \Delta T$$

Dónde:

Q: cantidad de calor [W/h]

U: coeficiente de transmisión de calor [W/m°C]

A: área [m²]

ΔT : Diferencia de temperatura [°C]

Lo primero es obtener el área por el cual se van a producir pérdidas.

Al tratarse la forma del digestor de un cilindro, existirán pérdidas tanto en la pared, como en la cubierta y en el fondo.

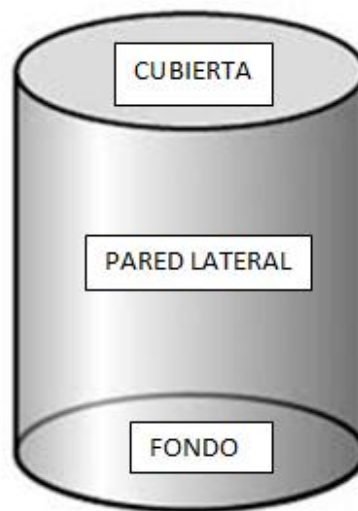


Figura 33. Esquema digestor empleado. Elaboración propia

Se obtienen las siguientes áreas:

$$\text{ÁREA PARED LATERAL: } 2 * \pi * r * h = 2 * \pi * \frac{44}{2} * 12 = 1658.76 \text{ m}^2$$

$$\text{ÁREA FONDO: } \pi * r^2 = \pi * \left(\frac{44}{2}\right)^2 = 3041.06 \text{ m}^2$$

$$\text{ÁREA CUBIERTA: } \pi * r^2 = \pi * \left(\frac{44}{2}\right)^2 = 3041.06 \text{ m}^2$$

Obteniendo un área total por el que se producen pérdidas de: 4700 m²

Aplicando la fórmula inicial mostrada para obtener el total de kWh perdidos:

$$Q = U * A * \Delta T$$

$$Q = \frac{0.54}{0.30} * 4700 * 12 - 35 = -194580 W \rightarrow -194,58 kW$$

8.2.2. Cálculo pérdidas de calor para calentar el fango fresco

Para la obtención del calor necesario a aportar para aumentar la temperatura de los fangos entrantes hay que aplicar la siguiente ecuación:

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

Siendo:

- Q: cantidad de calor necesario para calentar el fango (Kcal/h).
- m : masa de fango que entra en el digestor (Kg/h).
- Cp: calor específico del fango, considerado como el calor específico del agua (Kcal/Kg/°C).
- T1: temperatura del fango que llega al digestor (°C).
- T2: temperatura del fango dentro del digestor (°C).

Para poder sustituir en la ecuación, es necesario conocer los datos de partida:

Temperatura entrada fangos: 15°C

Temperatura fangos en el interior del digestor: 35°C

Caudal de fango mixto entrante al digestor:

En los datos facilitados por la EDAR de Valladolid se da como dato un caudal total de 2500 $\frac{m^3}{día}$.

Pasando ese dato de caudal a las unidades que interesa:

$$2500 \frac{m^3}{día} * \frac{1 día}{24 h} * \frac{1000 dm^3}{1 m^3} * \frac{1 l}{1 dm^3} * \frac{1 Kg}{1 l} = 104166,6 \frac{Kg}{h}$$

Calor específico del agua: $1 \frac{Kcal}{Kg^{\circ}C}$

Sustituyendo finalmente en la ecuación primera, se obtiene:

$$Q = m * C_p * \Delta T$$

$$Q = 104166,6 * 1 * 35 - 15 = 2083333,33 \frac{Kcal}{h}$$

Interesa tener el calor en kW, luego transformando las Kcal/h a kW a través del siguiente coeficiente de transformación, se obtiene:

$$2083333,33 \frac{Kcal}{h} * \frac{0.001163 kW}{1 \frac{Kcal}{h}} = 2422,916 kW$$

8.2.3. Balance energético global al digestor

El cálculo de la demanda total térmica se lleva a cabo sumando la necesidad térmica para el calentamiento de fangos frescos del digestor y cada una de las pérdidas que se producen en el digestor, siendo:

$$Q_{TOTAL NECESARIA} = Q_{CALENTAMIENTO FANGOS} + Q_{PÉRDIDAS DIGESTOR}$$

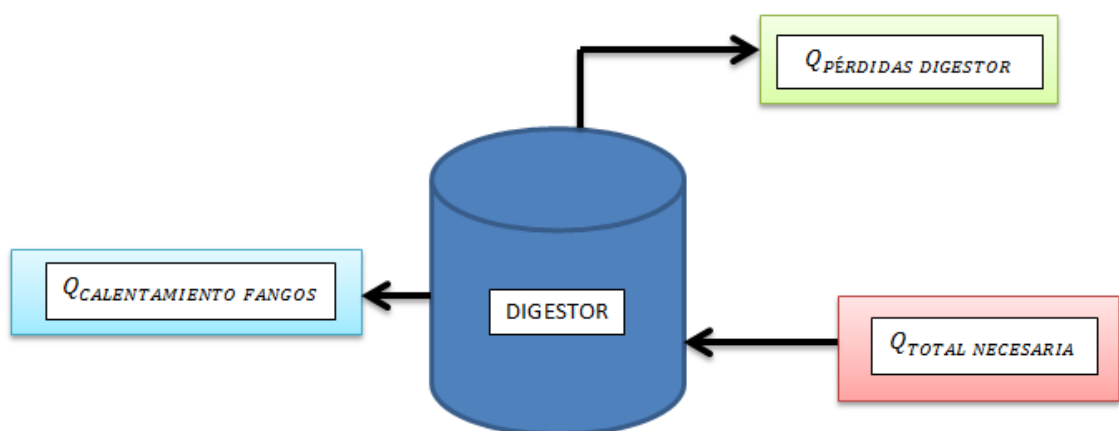


Figura 34. Balance energético al digestor. Elaboración propia.

Como ya han quedado calculadas las pérdidas existentes que hay que compensar, se puede obtener el calor total necesario a introducir al digestor para mantener la temperatura óptima interior de la siguiente manera:

$$Q_{TOTAL\ NECESARIA} = 2422,916\ kW + 194,58\ kW = 2617,49\ kW$$

En el siguiente punto, se llevará a cabo la elección del equipo que satisfice las necesidades de calor totales necesarias para mantener la temperatura en el interior del digestor a 35°C.

8.3. Elección de equipos

Para llevar a cabo la elección de los equipos que satisfagan las necesidades comentadas en el punto anterior, se han consultado diversos catálogos de fabricantes, tanto de motores alternativos como de turbinas, para elegir el más adecuado.

El principal dato que determina si un motor o una turbina sirve es el del combustible que admiten. Para ello se parte del dato facilitado por la EDAR de Valladolid del biogás generado.

Dato producción de biogás dado por la EDAR de Valladolid: $Q = 400 \frac{m^3}{hora}$

Para poder manejar este dato, entre los distintos equipos de cogeneración existentes, es necesario obtenerlo en las unidades adecuadas que son los kW.

Para ello se necesita saber cuál es la composición del biogás y a partir del PCI del metano, obtener lo buscado.

Las características más relevantes del biogás quedan mostradas en la siguiente tabla:

Composición	55 – 70% metano (CH ₄) 30 – 45% dióxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases
Contenido energético	6.0 – 6.5 kW h m ⁻³
Equivalente de combustible	0.60 – 0.65 L petróleo/m ³ biogás
Límite de explosión	6 – 12 % de biogás en el aire
Temperatura de ignición	650 – 750°C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Presión crítica	74 – 88 atm
Temperatura crítica	-82.5°C
Densidad normal	1.2 kg m ⁻³
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)
Masa molar	16.043 kg kmol ⁻¹

Tabla 5. Características generales del biogás. Fuente: <http://www.fao.org/docrep/019/as400s/as400s.pdf>

A partir de la tabla anterior, se supondrá la siguiente composición del biogás generado:

Metano CH₄ → 60%

Dióxido de carbono CO₂ → 35%

Otros gases (Hidrógeno H₂, Nitrógeno N₂, Ácido sulfhídrico H₂S, etc.) → 5%

De todos los gases que conforman el biogás el único que aporta calor es el metano; por dicha razón es el único que interesa para obtener los kW buscados.

Luego, es necesario obtener de ese caudal de biogás producido el caudal de metano y a partir de este, con su PCI (poder calorífico inferior) obtener los kW.

Caudal de metano producido:

$$400 \frac{m^3}{hora} * 0.60 = 240 \frac{m^3}{hora}$$

De la siguiente tabla, se obtiene el PCI del metano:

COMBUSTIBLE	Poder calórico a 0 °C y 760 mmHg	
	Superior (kJ/m ³)	Inferior (kJ/m ³)
Gas natural Magallanes (seco)	--	37271
Gas licuado (Propano - Butano)	--	92131
Gas por cañería Valparaíso y Concepción	--	16751
Gas por cañería Santiago	--	18431
Acetileno (C ₂ H ₂)	54440	52551
Metano (CH ₄)	37270	33501
Propano (C ₃ H ₈)	92130	84701
Butano (C ₄ H ₁₀)	119760	110550

Tabla 6. Características promedio de algunos combustibles gaseosos. Fuente: <http://www.icytal.uach.cl/efmb/apuntes/ITCL286/Teor%C3%ADa/Unidad%20-%20Vapor%20y%20Calderas/Tablas%20Poder%20Calorifico%20Combustible%20s.pdf>

El PCI del metano es: $33501 \frac{KJ}{m^3}$

Convirtiendo este PCI a las unidades que interesan con la ayuda de la siguiente relación, se obtiene:

1 KJ=0,00028 kWh

$$33501 \frac{KJ}{m^3} * \frac{0,00028 kWh}{1 KJ} = 9,38 \frac{kWh}{m^3}$$

Ahora se consiguen los KW de combustible que entra al equipo de cogeneración, multiplicando este poder calórico por el caudal de metano entrante, obteniendo:

$$9.38 \frac{kWh}{m^3} * 240 \frac{m^3}{h} = 2251,26 kW$$

8.3.1. Elección motor alternativo

La elección del motor alternativo, se ha llevado a cabo a partir del catálogo técnico de la empresa GE POWER.

Las tablas de características técnicas se han obtenido del siguiente enlace: <https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines>

El motor con el que se cumple la demanda térmica es el MOTOR JENBACHER TYPE 6 J316.



Figura 35. Motor alternativo elegido. Fuente: <https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines>

Las características técnicas de este motor quedan reflejadas en la siguiente tabla facilitada por el fabricante de este mismo:

Bio Gas 50 Hz 60 Hz

Jenbacher Type 3	J312	J316	J320
Electrical Output (kW)	637	850	1067
Energy Input (kW)	1565	2086	2608
NOx	500	500	500
Thermal Efficiency	44.9%	44.8%	45.2%
Electrical Efficiency	40.7%	40.7%	40.9%
Total Efficiency	85.6%	85.6%	86.1%

Tabla 7. Características técnicas motor alternativo elegido. Fuente: <https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines>

El combustible máximo de entrada que permite este motor es de 2086 kW.

Para obtener los kW totales del motor, se divide la electricidad, facilitada por catálogo, entre la eficiencia eléctrica:

$$kW \text{ Totales motor} = \frac{\text{Electricidad sacada (kW)}}{\text{Eficiencia eléctrica (\%)}} = \frac{850 \text{ kW}}{0,407} = 2088,45 \text{ kW Totales}$$

A partir de este dato se obtienen los kW térmicos para ver si cubre las necesidades:

$$kW \text{ Térmicos} = kW \text{ Totales} * \text{Porcentaje de eficiencia térmica} = 2088,45 * 0.448 = 935,62 \text{ kW} < 2617,49 \text{ kW}$$

NO SATISFACCE TOTALMENTE

Como no se llega a la demanda que se necesita el restante se aportara desde una caldera convencional alimentada con gas natural.

Por lo tanto, los KW de gas natural que necesito son:

$$2617,49 - 935,62 = 1681,87 \text{ kW de gas natural}$$

A partir de dichos kW, se obtiene el caudal de gas natural a aportar a la caldera, mediante su PCI obtenido de la *Tabla 7*.

PCI gas natural: 37271 KJ/m³

$$\begin{aligned} \text{Gas natural necesario} &= \frac{1681,87 \text{ kW}}{37271 \frac{\text{KJ}}{\text{m}^3} * \frac{0,0028 \text{ kWh}}{1 \text{ KJ}}} \\ &= 16,11 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \text{ de gas natural} \end{aligned}$$

Solución requerida: Motor JENBACHE TYPE 3 J316 + Caldera convencional.

Se ha de tomar esta solución ya que es muy difícil que exista un motor en el mercado que aporte la demanda requerida exactamente.

8.3.2. Elección turbina

8.3.2.1. Consideraciones previas a la elección

Dentro de las características técnicas de una turbina se encuentra la de eficiencia térmica.

Esta eficiencia térmica queda dividida en:

- Eficiencia térmica debida a la alta presión
- Eficiencia térmica debida a la baja presión

La energía térmica aprovechable para mantener el digestor a la temperatura adecuada es la de alta presión.

Como ha resultado difícil encontrar desglosada la eficiencia térmica de alta presión en las características técnicas de las turbinas, se va a suponer que de la eficiencia térmica total, va a ser aprovechable el 40%.

Dicho porcentaje está basado en distinta bibliografía consultada sobre turbinas.

8.3.2.2. Elección equipo

La elección de la turbina se ha llevado a cabo a partir del catálogo técnico de la empresa FLEX ENERGY.

Las tablas de características técnicas se han obtenido del siguiente enlace: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/71000073_Flex-Turbine-GT1300S-Spec-Sheet.pdf

La turbina seleccionada es FLEX TURBINE GT1300S.



Figura 36. Equipo turbina elegido. Fuente: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/71000073_Flex-Turbine-GT1300S-Spec-Sheet.pdf

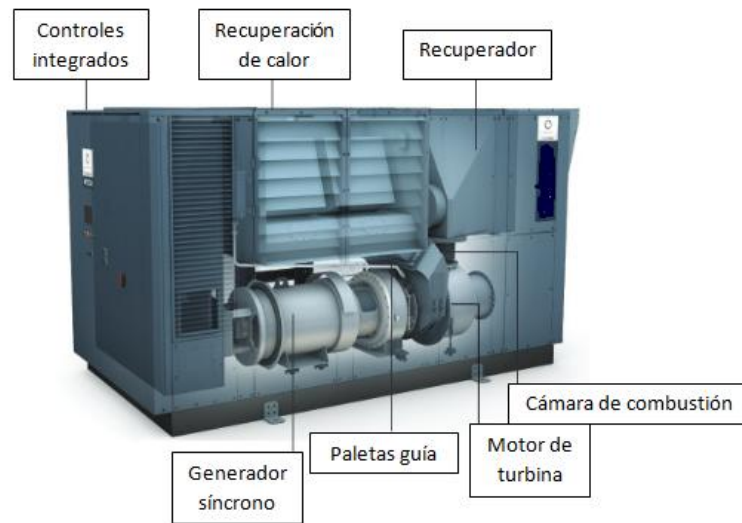


Figura 37. Partes turbina seleccionada. Fuente: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/71000073_Flex-Turbine-GT1300S-Spec-Sheet.pdf

Las características técnicas quedan recogidas en la siguiente tabla:

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Electrical efficiency	33% LHV
Electrical power	1300 kW
Nominal Heat Rate (LHV)	10,490 Btu/kWh (11.1 MJ/kWh)
Nominal Heat Rate (HHV)	11,540 Btu/kWh (12.1 MJ/kWh)
Voltage	480 VAC / 400 VAC
Frequency	60 Hz / 50 Hz
Type of Service	3 phase, wye, 4 wire

Tabla 8. Características técnicas turbina seleccionada. Fuente: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/71000073_Flex-Turbine-GT1300S-Spec-Sheet.pdf

HEAT RECOVERY*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Exhaust temp	507°F (264°C)
Engine air flow	19.8 lb/s (9.2 kg/s)
	15,560 scfm (25,000 Nm ³ /h)
Max available heat	7.6 MMBtu/h (2,224 kW)

* At ISO conditions; four drivetrains operating at full power
Available heat based on exhaust recovery down to 59°F (15°C)

FUEL REQUIREMENTS*

CHARACTERISTIC	SPECIFICATION
Fuel Consumption (LHV)	13.6 MMBtu/h (3,996 kW)
Inlet pressure	75 to 140 psig (517 to 965 kPag)
Acceptable Fuel Range (LHV)	325 to 1900 WI Btu/ft ³
	12.1 to 70.7 WI MJ/m ³

* Consumption at ISO conditions; four drivetrains operating at full power
WI - Wobbe Index Lower heating value (LHV)

Tabla 9. Características técnicas turbina seleccionada. Fuente: http://www.flexenergy.com/wp-content/uploads/2018/04/71000073_Flex-Turbine-GT1300S-Spec-Sheet.pdf

Para demostrar que cumple con las necesidades especificadas se han seguido los siguientes pasos:

Obtención del calor total en las unidades adecuadas:

$$\text{Calor total: } 11,1 \frac{\text{MkJ}}{\text{kWh}}$$

Aplicando conversión de unidades se obtiene la relación entre los kW térmicos y los kW eléctricos:

$$\frac{11,1 * 10^3 \frac{\text{KJ}}{\text{h}} * \frac{1\text{h}}{3600\text{s}}}{\text{kWeléctricos}} = 3,083 \frac{\text{kWtérmicos}}{\text{kWeléctricos}}$$

Con la relación de kW térmicos frente a kW eléctricos y la cantidad de kW de electricidad, mostrada en catálogo, se obtienen los kW térmicos totales que ofrece la turbina:

$$1300 \text{ kW eléctricos} * 4,26 = 4008,3 \text{ kW térmicos}$$

Partiendo del dato de 1300 kW eléctricos que produce la turbina seleccionada, se debe tener en cuenta que estos kW se conseguirían si a

dicha turbina llegaran 3996 kW de combustible (biogás). En este caso los kW que llegan del digestor son 2251,26 kW, luego realizando una proporción, se obtienen los kW eléctricos que realmente obtenemos en nuestro caso:

$$1300 \text{ kWeléctricos} \rightarrow 3996 \text{ kWcombustible}$$

$$\text{kWeléctricos en nuestro caso} \rightarrow 2251,26 \text{ kW combustible}$$

Obteniendo de esta manera:

$$\text{kWtérmicos en este caso} = \frac{2251,26 * 1300}{3996} = 732,39 \text{ kW eléctricos}$$

Como bien se ha expuesto en el punto previo a la selección de la turbina, de los kW térmicos totales de estas, solo son aprovechables el 40%, luego finalmente los kW térmicos aprovechables por esta son:

$$\text{kWTérmicos aprovechables} = 4008,3 \text{ kW} * 0,4 = 1603,3 \text{ kW}$$

Dichos kW térmicos obtenidos se conseguirían si a la turbina llegaran 3996 kW de combustible (biogás). En este caso los kW que llegan del digestor son 2251,26 kW, luego realizando una proporción, se obtienen los kW térmicos que obtenemos en realidad:

$$1603,3 \text{ kWtérmicos} \rightarrow 3996 \text{ kWcombustible}$$

$$\text{kWTérmicos en este caso} \rightarrow 2251,26 \text{ kW combustible}$$

Obteniendo de esta manera:

$$\text{kWTérmicos en este caso} = \frac{2251,26 * 1603,3}{3996} = 903,26 \text{ kW térmicos}$$

Se necesita una aportación al digestor de 2617,49 kW, luego para cumplir con las necesidades es necesario aportar mediante gas natural el resto hasta llegar a la demanda.

Por lo tanto los kW de gas natural que se necesitan son:

$$2617,49 - 903,26 = 1714,23 \text{ kW de gas natural}$$

A partir de dichos kW, se obtiene el caudal de gas natural a aportar a la caldera, mediante su PCI obtenido de la *Tabla 7*:

PCI gas natural: 37271 KJ/m³

$$\text{Gas natural necesario} = \frac{1714,23 \text{ kW}}{37271 \frac{\text{KJ}}{\text{m}^3} * \frac{0,0028 \text{ KWh}}{1 \text{ KJ}}} = 16,42 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \text{ de gas natural}$$

Solución requerida: 1 Turbinas FLEX TURBINE GT1300S + Caldera convencional de gas natural.

Se ha de tomar esta solución ya que es muy difícil que exista una turbina en el mercado que aporte nuestra demanda exactamente.

9. COMPARACIÓN ENERGÉTICA Y ECONÓMICA DE EQUIPOS

Se procede a llevar a cabo una comparativa económica de las distintas soluciones mostradas anteriormente. Además se estudiará otra variante añadida del proceso, la cual consiste en no contar con equipo de cogeneración, y aportar toda la energía térmica necesaria mediante una caldera convencional de gas.

9.1. Pasos previos

Para poder llevar a cabo la comparación económica es necesario poseer los datos del precio del gas natural y la prima eléctrica a la cual se paga la energía vendida a red proviniendo de un proceso de cogeneración.

Respecto al precio de los equipos aislados, ha resultado imposible encontrarlo, por tratarse de equipos individuales y no la instalación completa. Por dicho motivo se va a llevar a cabo la comparación de ingresos-gastos sin poder mostrar el tiempo de amortización.

Con lo cual se obtendrán los beneficios a largo plazo, es decir una vez que haya pasado el tiempo suficiente para que la instalación esta amortizada, es decir cuando esté ya en operación.

9.1.1. Precio Gas Natural

Este dato ha sido obtenido del Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital. Concretamente de la Resolución del 22 de marzo de 2018, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural [*Boletín Oficial del Estado, BOE*].

En su segundo punto se tratan los precios sin impuestos de la tarifa de último recurso de gas natural que han entrado en vigor desde las cero horas del día 1 de abril de 2018, donde se encuentra la siguiente tabla:

	Tarifa	
	Fijo (€/cliente)/mes	Variable cent/kWh
T.1 Consumo inferior o igual a 5.000 kWh/año	4,28	5,162097
T.2 Consumo superior a 5.000 kWh/año e inferior o igual a 50.000 kWh/año	8,44	4,474697
T.3 Consumo superior a 50.000 kWh/año e inferior o igual a 100.000 kWh/año	60,38	3,852285
T.4 Consumo superior a 100.000 kWh/año	181,72	3,541785

Tabla 10. Precio último recurso gas natural. Fuente: Ministerio de Energía, Turismo y Agenda digital.

Como se puede observar se va a disponer de una tarifa variable en función del consumo de gas natural, además de una tarifa fija la cual viene determinada por el consumo total en kWh/año.

9.1.2. Prima eléctrica por energía de cogeneración

Para obtener la prima eléctrica obtenida por la producción de energía eléctrica, se ha consultado la página web del Ministerio para la transición ecológica del Gobierno de España.

Link consultado: www.mincotur.gob.es/energia/electricidad/energias-renovables/Paginas/renovables.aspx

Después de situar el tipo de cogeneración, a través de biogás, en su subgrupo adecuado se ha obtenido una prima de: $10 \frac{\text{centimos de } \text{€}}{\text{kWh}}$

A partir de este dato se obtiene a continuación, en los siguientes puntos, los beneficios obtenidos al vender a la red la energía eléctrica producida.

9.2. Alternativa 0: Caldera convencional de gas

9.2.1. Cálculo del gasto en gas natural

En esta alternativa cero, se necesita aportar mediante gas natural toda la demanda térmica, esto es 2617,49 kW mediante gas natural.

Para poder usar los datos de la TABLA 10, es necesario obtener estos 2617,49 kW en kWh.

Para ello se que nuestra planta de cogeneración va a estar funcionando todos los días del año 24 horas.

Luego para obtener kWh/año:

$$2617,49 \frac{kWh}{h} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} = 22929212,4 \frac{kWh}{\text{año}}$$

Como se puede observar el consumo es superior a los 100.000 kWh/año, luego este caso se rige por la Tarifa número 4.

En primer lugar se calcula la tarifa variable en función del consumo:

$$22929212,4 \frac{kWh}{\text{año}} * 3,5417 \frac{\text{centimos}}{kWh} * \frac{1\text{€}}{100 \text{ centimos}} = 812083,91 \text{ €/año}$$

Ochocientos doce mil €/año

En segundo lugar se obtiene la tarifa fija:

$$181,72 \frac{\text{€}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{mes}}{\text{año}} = 2180,64 \text{ €/año}$$

Dos mil cien €/año

Esto supone un gasto total en gas natural para la alternativa 0 de:

$$812083,91 \frac{\text{€}}{\text{año}} + 2180,64 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 814264,55 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Ochocientos catorce mil €/año

9.2.2. Cálculo de ingresos por venta de electricidad

Al tratarse de una caldera convencional, no existe grupo de cogeneración, luego para esta alternativa 0, no hay ingresos, solo hay gastos en gas natural.

9.2.3. Cálculo de los beneficios para la alternativa 0

Los beneficios se obtienen restando los ingresos menos los gastos.

En este caso no existen ingresos, luego los beneficios salen negativos.

$$0 \frac{\text{€}}{\text{año}} - 814264,55 \frac{\text{€}}{\text{año}} = - 814264,55 \frac{\text{€}}{\text{año}} \text{ de beneficios NEGATIVOS}$$

9.3. Alternativa 1: Motor cogeneración + caldera de gas

9.3.1. Cálculo del gasto en gas natural

En esta alternativa 1, se necesita aportar mediante gas natural solo una parte de la demanda térmica ya que la otra parte se obtiene gracias al motor de cogeneración. La cantidad de kW de gas natural a aportar para cumplir con las necesidades es de 1681,87 kW.

Para poder usar los datos de la TABLA 10, es necesario obtener estos 1681,87 kW en kWh/año.

Para ello se considera que la planta de cogeneración va a estar funcionando todos los días del año 24 horas.

Luego para obtener kWh/año:

$$1681,87 \frac{kWh}{h} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} * \frac{24 h}{1 \text{ día}} = 14733181,2 \frac{kWh}{\text{año}}$$

Como se puede observar el consumo es superior a los 100.000 kWh/año, luego se rige por la Tarifa número 4.

En primer lugar se calcula la tarifa variable en función del consumo:

$$14733181,2 \frac{kWh}{\text{año}} * 3,5417 \frac{\text{centimos}}{kWh} * \frac{1\text{€}}{100 \text{ centimos}} = 521805,07 \text{ €/año}$$

Quinientos veinte y un mil €/año

En segundo lugar se obtiene la tarifa fija:

$$181,72 \frac{\text{€}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{mes}}{\text{año}} = 2180,64 \text{ €/año}$$

Dos mil cien €/año

Esto supone un gasto total en gas natural para la alternativa 0 de:

$$521805,07 \frac{\text{€}}{\text{año}} + 2180,64 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 523985,71 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Quinientos veintitrés mil €/año

9.3.2. Cálculo de ingresos por venta de electricidad

Para la alternativa 1, la cual cuenta con un motor alternativo y una caldera convencional con gas natural para suministrar la restante demanda que el primero no es capaz de producir, se extraen 850 kW de electricidad.

Teniendo en cuenta que la EDAR trabaja 24 horas al día los 365 días del año, se pueden obtener los kW que se venderán a lo largo de un año.

$$850 \text{ kW} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 7446000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Multiplicando a esto por la prima eléctrica se obtienen los ingresos al año:

$$7446000 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 10 \frac{\text{centimos}}{\text{kWh}} * \frac{1\text{€}}{100 \text{ centimos}} = 744600 \text{ €/año}$$

Setecientos cuarenta y cuatro mil €/año

9.3.3. Cálculo de los beneficios para Alternativa 1

Los beneficios se obtienen restando los ingresos menos los gastos.

En este caso se restará los ingresos de vender la energía eléctrica a la red y se le restarán los gastos en el gas natural necesitado para llegar a satisfacer la demanda necesaria.

De esta manera los beneficios para esta segunda alternativa son:

$$744600 \frac{\text{€}}{\text{año}} - 523985,71 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 220614,29 \frac{\text{€}}{\text{año}} \text{ de beneficios}$$

Doscientos veinte mil €/año

9.4. Alternativa 2: Turbina + caldera de gas

9.4.1. Cálculo del gasto en gas natural

En esta alternativa 2, se necesita aportar la energía restante mediante gas natural hasta llegar a la demandada, ya que la turbina no consigue proporcionar todo lo necesario. Esta aportación necesaria de gas natural corresponde a 1714,23 kW mediante gas natural.

Para poder usar los datos de la TABLA 10, se necesita obtener los 1714,23 kWh en kWh/año.

Para ello se considera que la planta de cogeneración va a estar funcionando todos los días del año 24 horas.

Luego para obtener kWh/año:

$$1714,23 \frac{\text{kWh}}{\text{h}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} * \frac{24 \text{ h}}{1 \text{ día}} = 15016654,8 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Como se observa el consumo es superior a los 100.000 kWh/año, luego se rige por la Tarifa número 4.

En primer lugar se calcula la tarifa variable en función del consumo:

$$15016654,8 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 3,5417 \frac{\text{centimos}}{\text{kWh}} * \frac{1\text{€}}{100 \text{ centimos}} = 531844,86 \text{ €/año}$$

Quinientos treinta y un mil €/año

En segundo lugar se obtiene la tarifa fija:

$$181,72 \frac{\text{€}}{\text{mes}} * 12 \frac{\text{mes}}{\text{año}} = 2180,64 \text{ €/año}$$

Dos mil cien €/año

Esto supone un gasto total en gas natural para la alternativa 0 de:

$$531844,86 \frac{\text{€}}{\text{año}} + 2180,64 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 534025,50 \frac{\text{€}}{\text{año}}$$

Quinientos treinta y cuatro mil €/año

9.4.2. Cálculo de ingresos por venta de electricidad

Para la alternativa 2, la cual cuenta con una turbina de gas y una caldera convencional con gas natural para suministrar la restante demanda que el primer equipo no es capaz de producir, se extraen 732,39 kW de electricidad.

Teniendo en cuenta que la EDAR trabaja 24 horas al día los 365 días del año, se pueden obtener los kW que se venderán a lo largo de un año.

$$732,39 \text{ kW} * \frac{24 \text{ horas}}{1 \text{ día}} * \frac{365 \text{ días}}{1 \text{ año}} = 6415736,4 \frac{\text{kWh}}{\text{año}}$$

Multiplicando a esto por la prima eléctrica se obtienen los ingresos al año:

$$6415736,4 \frac{\text{kWh}}{\text{año}} * 10 \frac{\text{centimos}}{\text{kWh}} * \frac{1\text{€}}{100 \text{ centimos}} = 641573,64 \text{ €/año}$$

Seiscientos cuarenta y un mil €/año

9.4.3. Cálculo de los beneficios para Alternativa 2

Los beneficios se obtienen restando los ingresos menos los gastos.

En este caso se restará los ingresos de vender la energía eléctrica a la red y se le restarán los gastos en el gas natural usado para llegar a satisfacer la demanda necesaria.

De esta manera los beneficios para esta tercera alternativa son:

$$641573,64 \frac{\text{€}}{\text{año}} - 534025,50 \frac{\text{€}}{\text{año}} = 107548,14 \frac{\text{€}}{\text{año}} \text{ de beneficios}$$

Ciento siete mil €/año

9.5. Resumen de resultados del balance económico

	INGRESOS	GASTOS	BENEFICIOS
Caldera gas natural	0 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	-814.264,55 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	- 814.264,55 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$
Motor alternativo + Caldera gas natural	744.600,00 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	-523.985,71 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	+ 220.614,29 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$
Turbina de gas + Caldera de gas natural	641.573,64 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	-534.025,50 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	+ 107.548,14 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$

10. IMPACTO AMBIENTAL Y MEDIDAS PREVENTIVAS DEL PROCESO DE COGENERACIÓN

10.1. Impactos ambientales

En este apartado se hace referencia a las afecciones ambientales más relevantes que existen en una planta de cogeneración.

Dicho impacto ambiental se puede subdividir en dos etapas claramente diferenciadas [*Environment Consultoría Ambiental, 2004*]:

- ETAPA DE CONTRUCCIÓN

Durante la etapa de construcción se pueden destacar los siguientes impactos ambientales:

- Pérdida de suelo por la instalación.
- Efectos sobre el paisaje por la construcción de obras como caminos y tendidos eléctricos.
- Ruido y polvo asociado a las obras de construcción.

Dentro de cada una de estas se pueden hablar de diversos efectos [*Notario Crespo, 2007*]:

- Pérdidas de suelo por la instalación

- Efectos sobre el medio edáfico (destrucción, alteración y erosión de suelos):
En la fase de funcionamiento, la única alteración será por ocupación del suelo y la producirá la propia planta de cogeneración e instalaciones auxiliares, que ocuparán de forma definitiva una superficie total (m²).
- Efectos sobre la geología: Al existir una planta de cogeneración construida, las formaciones geológicas presentes en el área inicial desaparecen.
- Efectos sobre la vegetación: Los efectos sobre la vegetación se deben a las labores previas de la construcción de la planta.

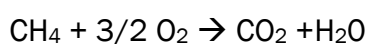
- Efectos sobre la fauna: Los efectos sobre la fauna terrestre se producen debido al aumento de ruidos, a la pérdida de suelo útil y a la destrucción del hábitat en la fase de construcción. Si se dan todos estos motivos, la fauna local sufrirá un desplazamiento temporal como consecuencia de los ruidos y presencia humana.
- **Efectos sobre el paisaje por la construcción de obras como caminos y tendidos eléctricos**
 - Los efectos, de la cogeneración, sobre el paisaje van a venir determinados por la intrusión de elementos atópicos en el medio, la modificación de elementos naturales y la alteración en las propiedades morfológicas: líneas, forma, color, textura y unicidad del paisaje.
- **Ruido y polvo asociado a las obras de construcción**
 - Efectos sobre el medio socioeconómico: Los impactos sobre este medio, estarán asociados principalmente a las posibles molestias generadas por los niveles de ruido durante la obra inicial y el empeoramiento de la calidad del aire debido a los polvos originados durante la construcción.

ETAPA DE FUNCIONAMIENTO (UTILIZACIÓN) Y MEDIDAS PREVENTIVAS [García Garrido y Fraile Chico, 2008]

- **Emisiones atmosféricas**

- CO₂

La composición del biogás, que es el combustible usado, varía según su procedencia. Al ser en su mayor parte metano, la reacción de combustión es la siguiente:



El CO₂ es uno de los gases responsables del llamado “efecto invernadero”. Existen determinados acuerdos internacionales, como el conocido Protocolo de Kioto, para controlar las emisiones de este tipo de gases.

Las plantas de cogeneración tienen una emisión menor de CO₂ que otros tipos de plantas de generación eléctrica que utilizan combustibles fósiles.

- CO

Las emisiones de CO se forman por una deficiente combustión:

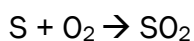


En turbinas de gas en condiciones normales las emisiones de CO correspondientes a la combustión son muy bajas (menos de 1mg/Nm³). Únicamente durante los procesos de arranque estas emisiones adquieren valores apreciables, pero tras unos minutos estos vuelven a la normalidad.

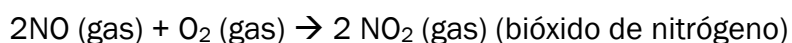
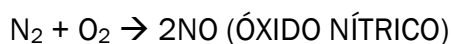
En motores de gas las emisiones de CO son notablemente mayores, situándose en el entorno de los 500 mg/Nm³.

- SO₂ Y NO_x

Los combustibles fósiles tienen pequeñas cantidades de azufre, que también sufren el proceso de combustión transformándose en SO₂:



El nitrógeno que contiene el aire que se introduce en la cámara de combustión también reacciona con el oxígeno a altas temperaturas para formar dos óxidos:



El dióxido de azufre y los óxidos de nitrógeno son responsables del fenómeno conocido como “lluvia ácida”. La lluvia, la nieve, la niebla y otras formas de precipitación arrastrarán estos contaminantes hacia las partes bajas de la atmósfera.

CONTAMINANTE	TURBINA DE GAS	MOTOR DE GAS
NO ₂	1.9	0.8
SO ₂	-	-
CO ₂	280	240
CO	0.1	1.5

Tabla 11. Contaminantes producidos en la cogeneración con turbina de gas y motor alternativo. Elaboración propia. Fuente libro: Cogeneración (Mario Villares Martín)

- Vapor de agua

Las salidas de vapor de agua que pueden verse en una planta corresponden a purgas del ciclo agua – vapor y agua de arrastre o evaporada en las torres de refrigeración. Por supuesto, las emisiones de vapor de agua a la atmósfera no pueden considerarse contaminantes, aunque pueden tener cierto impacto visual. Son menores que en cualquier central eléctrica porque el calor desaprovechado y a eliminar al ambiente en torres de refrigeración es de 2 a 3 veces menor que en las centrales eléctricas convencionales.

- Vertidos [SIEA Soluciones de ingeniería aplicada, 2017]

- Aceite de lubricación y agua de refrigeración:

El motor de combustión y la turbina contienen dos tipos de fluidos que por su composición pueden ser moderadamente contaminantes: el aceite de lubricación y el agua de refrigeración. Ambos circuitos son cerrados y estancos, y no se producen fugas en condiciones normales de funcionamiento, por lo que no puede producirse contaminación de forma continua.

- Aguas de proceso

Las aguas de proceso tienen diversos orígenes: efluentes de purga de caldera, aguas que pueden haber estado en contacto con aceite o combustibles, efluentes de la planta. Normalmente cada uno de estos efluentes es depurado por separado, y una vez tiene localización necesaria, es

conducido a una balsa común, en la que se analiza el vertido de aguas de proceso en su conjunto para comprobar que no supera ninguno de los parámetros establecidos de las diversas normativas de aplicación. [García Garrido y Fraile Chico, 2008]

- Otras aguas de diferentes procesos ocasionales

Por último hay algunas aguas que no son tratadas y vertidas a los cauces públicos y que deben ser retiradas por gestores autorizados para su tratamiento. Son las aguas de limpieza del compresor de la turbina de gas, y las aguas de limpieza de la torre de refrigeración, aguas de limpieza de caldera, y en general, cualquier agua que pueda contener contaminantes que no puedan ser convenientemente depurados.

• Ruido

Los puntos que generan niveles de ruido apreciables en una planta de cogeneración son los siguientes:

- Tren de potencia (turbina de gas, motor de gas, alternador): constituyen la principal fuente de ruido, con niveles superiores a los 90 dB.
- Transformadores: generan un ruido constante de baja frecuencia. El nivel no es muy alto (unos 30 dB) y se mantiene como ruido de fondo constante.
- Bombas de agua de refrigeración: el ruido de estos equipos a muy corta distancia es alto, pero la propia constitución de estos hace que el ruido que se transmite al exterior sea casi inapreciable.
- Bombas de agua de alimentación a caldera (si se dispone de esta): las bombas de alta presión suelen ser las más ruidosas. Las bombas de media y baja presión emiten un nivel sonoro aceptable, por debajo de los 50 dB.
- Válvulas de seguridad de caldera: cuando se produce la apertura de las válvulas de seguridad, el sonido puede apreciarse a cierta distancia.

- Compresor de gas: en plantas que disponen de este equipo, el compresor de gas en funcionamiento produce un nivel sonoro bastante apreciable.

- Vibraciones [SIEA Soluciones de ingeniería aplicada, 2017]

Los núcleos existentes en la central de cogeneración que son generadores de vibraciones y que pueden influir en la emisión de ruidos son los siguientes:

- Conjunto motor + alternador // Conjunto turbina + alternador
- Bombas de circulación

- Residuos tóxicos y peligrosos (RTP)

- Aceites usados:

Los aceites usados provienen del sistema del tren de potencia (conjunto formado por el motor o la turbina de gas y el alternador) y de los transformadores. El resto de equipos de la planta son pequeños consumidores de lubricantes.

- Otros residuos sólidos no tóxicos

El resto de residuos que se generan en una planta de cogeneración son iguales a los que se generan en cualquier otra actividad industrial: chatarra metálica, papel y cartón, vidrio, plástico, madera, residuos orgánicos y residuos inorgánicos.

10.2. Medidas preventivas y/o correctoras

Medidas preventivas para las emisiones atmosféricas

En la chimenea que conduce los gases procedentes de la combustión de la turbina o del motor de gas hacia el exterior se instalan medidores en continuo de los diferentes contaminantes, esto es, CO, NOx, SO2 y partículas sólidas. Estos medidores analizan y registran la composición de los gases que se expulsan a través de la chimenea. Su finalidad es avisar en todo momento de

las cantidades que se están emitiendo a la atmósfera para que en caso de que sean excesivas actuar sobre ello y corregirlo.

Además de estos dispositivos instalados en la chimenea de salida de los gases de escape, en las proximidades de la planta se instalan otros dispositivos de medición que analizan la calidad del aire a cierta distancia de la planta, para estudiar el efecto de las emisiones de la planta en los alrededores.

Medidas preventivas para los vertidos

Rodeando a la bancada del equipo que contenga vertidos peligrosos se colocará un canal de recogida de líquidos que conduce los posibles vertidos a un pozo, cuyo contenido debe ser recogido periódicamente por el gestor autorizado.

En caso de vertido accidental en el momento de vaciado del aceite o del agua de refrigeración, se debe prever en la instalación de una arqueta bajo el equipo para la recogida de líquidos y su posterior vertido a otra en el exterior, permitiendo su retirada desde este punto sin que exista comunicación con la red de alcantarillado.

Medidas correctoras para el ruido

El grupo de cogeneración se debe encontrar en el interior de una envolvente acústica cuya misión es reducir el ruido emitido hacia al exterior, y que este prevista para la protección e insonorización del motor o turbina, el reducto, el alternador c.a., el sistema de arranque y los equipos auxiliares.

Normalmente una envolvente de este tipo es suficiente para cumplir con las limitaciones de ruido de la industrial. [*Notario Crespo, 2007*]

Para la protección del personal de planta, dentro de esta sala, se instalarán carteles indicadores de obligatoriedad de utilizar cascos de protección contra el ruido. [*SIEA Soluciones de ingeniería aplicada, 2017*]

Medidas preventivas para las vibraciones

Estos equipos contarán con sistemas individuales que eviten la transmisión de las vibraciones a la estructura del edificio, pero también la transmisión por vía aérea.

Las medidas preventivas para este foco de contaminación se pueden dividir en medidas preventivas sobre el grupo de cogeneración o medidas preventivas sobre las bombas de circulación:

❖ Equipo de cogeneración:

- Se dispondrá sobre un asentamiento sobre la bancada metálica común para el grupo de cogeneración y alternador, montada sobre unos amortiguadores de vibraciones ancladas a la cimentación.
- Además, se pueden usar elementos flexibles en todas las uniones del motor o turbina con conducciones de suministro, refrigeración y escape.

❖ Bombas de circulación:

- Las bombas que lo requieran por sus dimensiones y potencias estarán dotadas de los compensadores de dilatación necesarios para su aislamiento de las conducciones asociadas, tanto en la aspiración como en la impulsión.

Medidas preventivas para residuos tóxicos y peligrosos

Los residuos tóxicos deben almacenarse en un recinto apropiado de manera que un derrame de estos pueda ser controlado y no afecte ni al suelo ni que puede mezclar con aguas residuales, pluviales o freáticas. Cada uno de los envases que contienen estos residuos deben etiquetarse convenientemente.

Las conclusiones y el resumen obtenido de este punto es que una de las razones del éxito de las plantas de cogeneración es que son más respetuosas con el medio ambiente que otras formas de generación de energía que utilizan combustibles fósiles.

En primer lugar, sus emisiones atmosféricas son menores y menos contaminantes.

Los vertidos líquidos son en su mayoría agua de refrigeración.

En cuanto a residuos, se generan en muy poca cantidad: residuos sólidos urbanos, que son tratados como basura común. Todos ellos deben ser retirados y tratados por un gestor autorizado, de manera que el impacto ambiental es prácticamente nulo.

En cuanto a ruidos, los motores alternativos y las turbinas de gas suelen estar dentro de recintos aislados con paneles acústicos, que garantizan que las

emisiones de ruidos siempre estarán por debajo de los límites considerados como perjudiciales para los trabajadores. De cualquier forma, el nivel de ruido que se transmite al exterior de las instalaciones es generalmente muy bajo.

Por todo ello, es posible afirmar que las plantas de cogeneración son respetuosas con el medioambiente, y permiten garantizar un desarrollo sostenible de la zona en la que se implantan. [*García Garrido y Fraile Chico, 2008*]

11. CONCLUSIONES

Se finaliza este trabajo con dos tablas (*Tabla 12* y *Tabla 13*) resumen donde se muestra la comparativa tanto energética como económica de las tres alternativas estudiadas.

	kW eléctricos	kW térmicos
Caldera gas natural	No produce	No produce
Motor alternativo + Caldera gas natural	850 kW	935,62 kW
Turbina gas + caldera gas natural	732,39 kW	903,26 kW

Tabla 12. Resumen producción eléctrica y térmica de las distintas alternativas

	INGRESOS	GASTOS	BENEFICIOS
Caldera gas natural	0 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	814.264,55 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	- 814.264,55 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$
Motor alternativo + Caldera gas natural	744.600,00 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	523.985,71 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	+ 220.614,29 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$
Turbina de gas + Caldera de gas natural	641.573,64 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	534.025,50 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$	+ 107.548,14 $\frac{\text{€}}{\text{año}}$

Tabla 13. Resumen gastos, ingresos y beneficios de las distintas alternativas

Se puede concluir que la que mejor satisface las necesidades que presenta la instalación es la alternativa 1, la cual está formada por un motor alternativo, además del apoyo de una caldera de gas convencional.

Esta alternativa es la que produce mayor energía eléctrica, 850 kW, como energía térmica 935,62 kW; además de ser la que más beneficios tiene, con un total de $220.614,29 \frac{\text{€}}{\text{año}}$

Intermediamente, se podría optar por la alternativa 2, en la cual se dispone de una turbina de gas, la cual produce 732,39 kW eléctricos y 903,26 kW térmicos. Con esta alternativa los beneficios obtenidos son menores que para la solución escogida, siendo estos de un total de $107.548,14 \frac{\text{€}}{\text{año}}$

Finalmente la peor de las opciones es la alternativa 0 en la cual no se cuenta con equipo de cogeneración, por lo que toda la energía demandada se aporta desde una caldera convencional de gas natural. De esta manera no se dispone de producción eléctrica para vender a la red, ni producción térmica para aprovecharla en el proceso, por lo que esta alternativa queda descartada totalmente ya que solo genera gastos, siendo estos un total de $- 814.264,55 \frac{\text{€}}{\text{año}}$

12. BIBLIOGRAFÍA

Aguasresiduales.info. (s,f). *Máquinas, equipos y accesorios en la instalación de aprovechamiento del biogás en la EDAR*. Recuperado el 07/02/2018 de <https://www.aguasresiduales.info/revista/blog/maquinas-equipos-y-accesorios-en-la-instalacion-de-aprovechamiento-del-biogas-en-la-edar>

Alarcón Arroyo, J. (2012). *Gestión de residuos en la EDAR de Valladolid (trabajo fin de grado)*. Universidad de Valladolid, Valladolid

Alianza por el agua. (s,f). *Manual de depuración de aguas residuales*. Colaboración: CENTA.

Altare Energía. (s,f.). *Cogeneración con biogás*. Recuperado el 12/02/2018 de: http://www.altare-energia.com/index.php?option=com_content&view=article&id=83&Itemid=96

Asociación Americana Salud Pública. (s,f). Recuperado el 23/01/2018 de <https://www.apha.org>

Betini, V. (1996). *Elementos de ecología urbana*. Madrid, España, Trotta.

Bioplastic depuración. s.f. *Aprovechamiento energético de lodos*. Cogeneración. Recuperado el 19/06/18 de: <http://bioplastdepuracion.com/index.php?s=noticia&n=15>

Bovea, M.D. (2009). *Viabilidad de la valorización energética de lodos porcedentes de distintos tipos de depuradoras*. Universidad Jaume I, Barcelona.

Calvo Villamarín, T y Galdón Trillo, F. (2017). *Curso de instalador de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria*. 17ª Edición. Conaif.

Capois Nuñez, M.J. (2014). *Línea de agua, de fangos y gas de una planta de tratamiento*. Recuperado el 25/01/2018 de: <https://es.slideshare.net/melvinjosecapoisnunez/linea-de-agua-de-fangos-y-gas-de-una-planta-de-tratamiento>

Casais, P. (2010). *Comentario mapa temperaturas*. Blog: Ayuda y organización. Recuperado el 20/04/2018 de: <http://ayudayorganizacion.blogspot.com.es/2013/11/comentario-mapa-de-temperaturas.html>

Castro García, M., Martín González, M., Moya Sánchez, N. y Serna Box, T. (2013). *Sostenibilidad energética en EDAR*.

Colomer Mendoza, F. J., Carlos Alberola, M., Herrera Prats, L., Gallardo Izquierdo, A. y González Marín, M.P. (2009). *Diseño de una planta de cogeneración para una EDAR (trabajo fin de grado)*. Universidad de Cádiz, Cádiz.

Condorchem envitech. (s.f.). *Cogeneración a partir de residuos*. Recuperado el 23/01/2018 de <http://blog.condorchem.com/tag/cogeneracion/>

Copernic. (2018). Escuela ingeniería de Antioquia. Recuperado el 28/06/18 de:
http://fluidos.eia.edu.co/hidraulica/articulos/maquinashidraulicas/turbina_s_gas/page4.html

Corona Zúñiga, I. (2007). *Biodigestores (trabajo fin de carrera)*. Universidad autónoma del estado de Hidalgo.

De las Heras, A. M. (2009). *XXVII Curso sobre tratamiento de aguas residuales y explotación de estaciones depuradoras*. Tema 15: Producción y características de los fangos. Sistemas de espesamiento. Tomo II.

Deublein, D. y Streinhaus, A. (2010). *Biogas from waste and renewable resources*. Irlanda, Wiley-VCH.

Emaya. (s.f.). *Manual de operador de explotación de las depuradoras EDAR Palma 1 y EDAR Palma 2*. Departamento de depuración. Ayuntamiento de Palma.

Environment, Consultoría Ambiental. (2004). *Guías ambientales de proyectos de energía renovable no convencional y cogeneración*.

Facsa. (2015-2016). *Concepto de EDAR como factoría energética*.

Flores, G. y Robles, K. (2015). *Ciclos de potencia mediante gas*. Blog: Universidad Tecnológica de Panamá. Recuperado el 15/04/2018 de:
<http://ciclosdepotenciamediantegas.blogspot.com.es/>

Freixó, A. 2012. *Sistemas de codigestión de lodos en EDAR*. SISLtech

Gas turbine cogeneration system (Kawasaki GPB series). Recuperado el 22/04/2018 de:
http://global.kawasaki.com/en/energy/equipment/gas_turbines/cogeneration.html

García Garrido, S. y Fraile Chicho, D., (2008). *Cogeneración. Diseño, operación y mantenimiento de plantas*. Madrid, Díaz de Santos.

Generación de energía en el tratamiento de los residuos precedentes de la depuración de las aguas residuales. s.f. Catálogo Aragonés de buenas prácticas ambientales. Volumen 2. p.267.

GE POWER. *Reciprocating engines.* Recuperado el 22/04/2018 de: <https://www.gepower.com/gas/reciprocating-engines>

González Cabrera, A.M. (2014). *Estudio técnico- económico para la producción de biogás a partir de residuos agrícolas mediante digestión anaerobia.* (Trabajo fin de master). Universidad de Sevilla, Sevilla.

González Granados, I.C. (2015). *Generación, caracterización y tratamiento de lodos de EDAR* (tesis). Universidad de Córdoba, Córdoba.

Hernández Lamor, T. (s,f). *AINEnergía: Valorización energética de los lodos de depuradoras.* Recuperado el 07/02/2018 de <http://ainenergia.com/valorizacion-energetica-los-lodos-depuradoras/>

Landin, P. (2011). *Motor de explosión cuatro tiempos.* Blog: Tecnología de Pedro. Recuperado el 15/04/2018 de: <http://pelandintecno.blogspot.com.es/2011/03/motor-de-explosion-de-cuatro-tiempos.htm>

Llamas Redondo, M. (2015). *Estudio del efecto del rango de la temperatura sobre la producción de biohidrógeno por digestión anaerobia a partir de residuos orgánicos.* (Trabajo fin de grado). Universidad de Cádiz, Cádiz.

Ministerio de agricultura y pesca, alimentación y medio ambiente. (s,f). *Lodos de depuración de aguas residuales.* Gobierno de España.

Morales Blancos, E.T. *Instituto de ciencias y tecnología de los alimentos (ICYTAL).* Universidad de Chile.

Notario Crespo, E. (2007). *Estudio impacto ambiental de una planta de cogeneración en papelera Guipuzcoana de Zicuñaga, S.A.* Novotec.

Oña, P. (2016). *Como funciona una estación depuradora de aguas residuales.* Blog para le enseñanza - aprendizaje de la geografía. Recuperado el 08/04/2018 de: <http://elauladehistoria.blogspot.com.es/2016/04/como-funciona-una-estacion-depuradora.html>

Pérez Medel, J.A. (2010). *Estudio de un biodigestor para aplicación en pequeños ganaderos y lecheros* (trabajo fin de carrera). Universidad de Chile, Santiago de Chile.

Renovetec.s.f. *Aplicaciones motor alternativo*. Blog Motores de gas.

Recuperado el 28/06/18 de:

<http://www.motoresdegas.com/index.php/aplicaciones-de-motores-de-gas>

Sanmartín Baños, E. (2010). *Simulación de una cogeneración basada en microturbinas de biogás en una E.D.A.R urbana* (trabajo fin de máster). Universidad politécnica de Cartagena, Cartagena (Murcia).

SIEA Soluciones de ingeniería energética aplicada. (2017). *Estudio de impacto ambiental por instalación de cogeneración con motor de biogás de 330 kwe en Gestrevin*.

Sobrados, L. (2013). *Producción y características de los fangos*. Centro de estudios hidrográficos del CEDEX. Ministerio de fomento, Ministerio de agricultura, Alimentación y medio ambiente.

Tratamiento y gestión de lodos de EDAR. (2006). Consultoría agrícola y medioambiental. CRS Servicios.

UPME: *Unidad de planeación minero energética*. Boletín estadístico de minas y energía 2003-2008. (2003).

Varnero Moreno, M.T. (2011). *Manual del biogás*. Gobierno de Chile. Ministerio de Energía.

Villares Martín, M., (2003). *Cogeneración*. Madrid, FC Editorial.