



Universidad de Valladolid



**ESCUELA DE INGENIERÍAS
INDUSTRIALES**

UNIVERSIDAD DE VALLADOLID

ESCUELA DE INGENIERIAS INDUSTRIALES

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

**Alternativas para generación de energía
eléctrica a partir de biogás procedente de
la fracción orgánica de residuos sólidos
urbanos (FORSU)**

Autor:

Jiménez Martin, Sergio

Tutor:

**Chamorro Camazón, César
Hernández Gómez, Roberto
Departamento de Ingeniería
Energética y Fluidomecánica**

Valladolid, Septiembre de 2016.

Abstract

En los últimos años se ha producido un aumento en la construcción de plantas de generación de biogás, una fuente de energía renovable procedente de la digestión anaerobia de materia orgánica y con una gran cantidad de ventajas y aplicaciones en el mundo actual como pueden ser la reducción de emisiones de CO₂, la generación de electricidad a través de su combustión o la disminución del uso de combustibles fósiles tradicionales.

El presente trabajo fin de grado tiene como objetivo conocer en profundidad este tipo de energía, las diferentes tecnologías existentes para su obtención y purificación, la diferente normativa referente a este tema y un estudio económico en el que se evalúan las alternativas de generación de energía eléctrica a partir del biogás generado mediante digestión anaerobia en la planta de tratamiento de residuos sólidos urbanos (RSU) de Ávila.

Dicho estudio consiste en una comparativa entre las diferentes alternativas de autoabastecimiento y compra de electricidad con el fin de encontrar un punto de trabajo óptimo con el que logremos el máximo beneficio y rentabilidad para la planta.

Keywords

Biogás: Gas combustible producido por una serie de bacterias mediante la digestión anaerobia de sustratos orgánicos en ausencia de oxígeno.

Digestión anaerobia: descomposición biológica anaerobia (sin oxígeno) de la materia orgánica, para obtener biogás (metano, dióxido de carbono y trazas de otros gases) y digestato.

Energía eléctrica: Fuente de energía renovable que se obtiene mediante el movimiento de cargas eléctricas (electrones positivos y negativos) que se produce en el interior de materiales conductores (por ejemplo, cables metálicos como el cobre).

Energía renovable: Energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o

porque son capaces de regenerarse por medios naturales. Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, la biomasa y los biocarburantes.

Residuos sólidos urbanos (RSU): Aquellos que se generan en las actividades desarrolladas en los hogares como consecuencia de las actividades domésticas. Se consideran también residuos domésticos los similares a los anteriores generados en servicios e industrias.

INDICE

1.	Introducción.....	5
1.1	Objetivo del trabajo.....	5
2.	Generación de biogás mediante digestión anaerobia:	7
2.1	Definición.....	7
2.2	Usos del biogás.....	10
2.3	Fases de la digestión anaerobia.....	11
2.3.1	Acondicionamiento del sustrato previo a la producción de biogás. 12	
2.3.2	Tecnologías de digestión anaerobia.....	17
2.3.3	Gestión del aprovisionamiento y de los subproductos.	23
2.4	Claves de la digestión anaerobia	26
2.4.1	Parámetros ambientales y operacionales.....	26
2.4.2	Potenciales y rendimientos.	29
2.4.3	Co-digestión anaerobia.....	30
3.	Purificación del biogás.....	33
3.1	Tecnologías de purificación del biogás.....	33
3.1.1	Upgrading.....	33
3.1.2	Power to gas.	38
3.2	Retos y oportunidades del biometano.....	38
3.2.1	Producción del biometano.....	39
3.2.2	Ventajas del biometano.....	39
3.2.3	Retos y soluciones.....	40
4.	Marco jurídico	43
4.1	Legislación sanitaria.....	43
4.2	Legislación medioambiental.....	46
4.3	Cambio climático y reducción de gases de efecto invernadero (GEI).....	47
4.4	Uso del biogás.....	49
4.5	Uso del digestato.	53
5.	Estudio de alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de biogás FORSU.	57
5.1	Objetivo del estudio.....	57
5.2	Planta de tratamiento de RSU de Ávila	58
5.2.1	Descripción de la empresa.....	58
5.2.2	Descripción del proceso de producción de biogás en la planta	59

5.3	Información proporcionada por la planta para el análisis	62
5.4	Descripción del software de estudio	66
5.5	Estudio económico de la planta	67
5.5.1	Estudio económico de una planta sin producción de biogás.....	67
5.5.2	Estudio económico de una instalación con autoconsumo y venta de biogás	69
5.5.3	Estudio económico de una instalación de biogas para autoabastecimiento.....	82
5.6	Supuestos para obtener el máximo beneficio con una instalación de biogas.....	85
5.6.1	Supuesto 1.....	85
5.6.2	Supuesto 2	88
5.6.3	Supuesto 3	91
5.6.4	Supuesto 4	94
5.6.5	Supuesto 5	97
6.	Conclusiones	99
6.1.1	Rentabilidad durante los primeros 15 años.....	99
6.1.2	Rentabilidad a partir de los 15 años.....	102
7.	Bibliografía.....	105

1. Introducción

1.1 Objetivo del trabajo

El objetivo principal de este trabajo fin de grado es conocer profundamente las características, modos de obtención y utilización del biogás generado en una planta de tratamiento de residuos sólidos urbanos (RSU).

En primer lugar el trabajo se centra en explicar una serie de conceptos o nociones básicas sobre este tipo de combustible y hacer una descripción de las diferentes tecnologías y procesos a seguir para su obtención y explotación.

El segundo objetivo de este trabajo es realizar una comparativa de un caso real de una explotación que emplea biogás para autoabastecerse y la ventaja que esto supone frente a tener que comprar esa electricidad a la distribuidora. En definitiva, el objetivo es extraer una serie de conclusiones relativas a los beneficios que ofrece esta nueva tecnología frente a otras tradicionales de obtención de electricidad.

2. Generación de biogás mediante digestión anaerobia:

2.1 Definición

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 y en digestato, que es una mezcla de productos minerales (N, P, K, Ca...) y compuestos de fácil degradación.



Fig1. Proceso global de producción del biogás

La composición química del biogás no tratado consiste en un 50% a 75% de metano (CH_4), un 25% a 50% de dióxido de carbono (CO_2) y el resto está compuesto por vapor de agua (H_2O), trazas de oxígeno (O_2), nitrógeno (N_2) y ácido sulfhídrico (HS_2). Al gas generado se le puede eliminar el agua y el ácido sulfhídrico.

El biogás contiene un alto porcentaje en metano 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.

El valor energético del biogás, por lo tanto, estará determinado por la concentración de metano – alrededor de 20 o 25 MJ/m³, comparado con 33 a 38 MJ/m³ del gas natural. (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011).

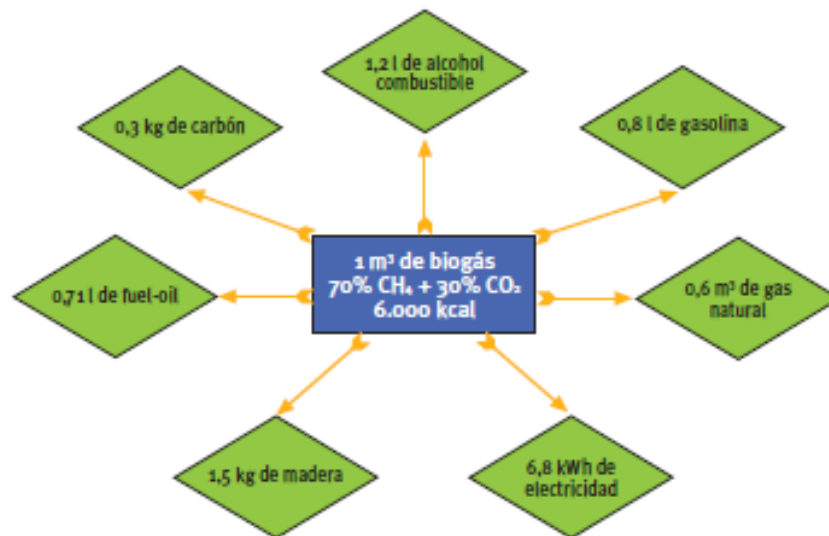


Fig2. Equivalencias energéticas del biogás con otros combustibles

El proceso controlado de digestión anaerobia es uno de los más idóneos para la reducción de emisiones de efecto invernadero, el aprovechamiento energético de los residuos orgánicos y el mantenimiento y mejora del valor fertilizante de los productos tratados.

La digestión anaerobia puede aplicarse, entre otros, a residuos ganaderos, agrícolas, así como a los residuos de las industrias de transformación de dichos productos. Entre los residuos se pueden citar purines, estiércol, residuos agrícolas o excedentes de cosechas, etc. (Martinez, 2015)



Fig3. Tipos de residuos a partir de los cuales se genera biogás

Estos residuos se pueden tratar de forma independiente o de manera conjunta, mediante lo que se llama co-digestión. La digestión anaerobia también es un proceso adecuado para el tratamiento de aguas residuales de alta carga orgánica, como las producidas en muchas industrias alimentarias.

Los beneficios asociados a la digestión anaerobia son:

- reducción significativa de malos olores.
- mineralización.
- 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.

La promoción e implantación de sistemas de producción de biogás colectivos (varias granjas), y de co-digestión (tratamiento conjunto de residuos orgánicos de diferentes orígenes en una zona geográfica, usualmente agropecuarios e industriales) permite, además, la implantación de sistemas de gestión integral de residuos orgánicos por zonas geográficas, con beneficios sociales, económicos y ambientales. (Energía y Medio Ambiente, 2015)

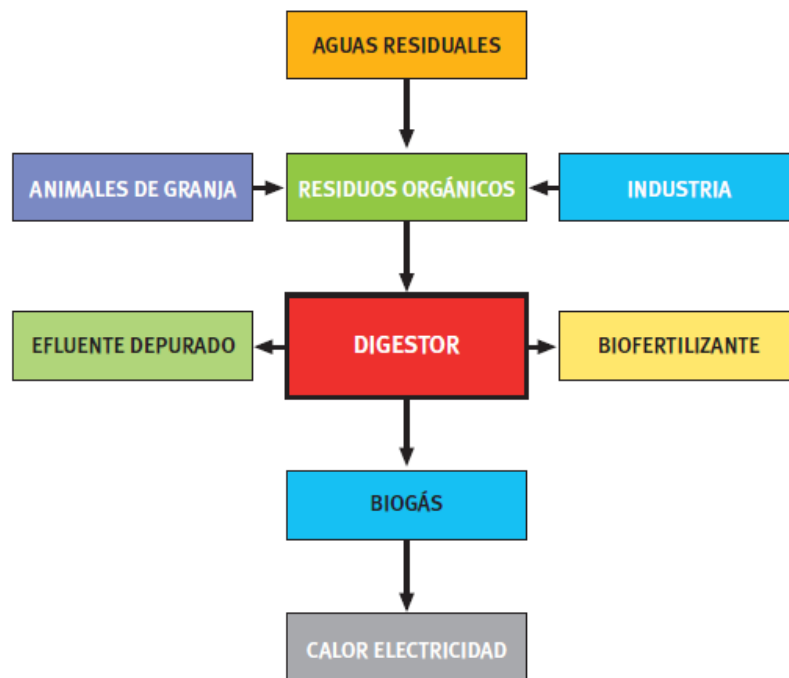


Fig4. Diagrama de flujo de producción de electricidad a partir de biogás.

2.2 Usos del biogás.

El biogás producido en procesos de digestión anaerobia puede tener diferentes aplicaciones en función del grado de purificación o refinado. Más adelante se detallarán estas técnicas de purificación.

Algunos de los usos del biogás pueden ser los siguientes: (Martinez, 2015)

- En una caldera para generación de calor o electricidad.
- En motores o turbinas para generar electricidad.
- En pilas de combustible, previa realización de una limpieza de H₂S y otros contaminantes de las membranas.
- Purificarlo y añadir los aditivos necesarios para introducirlo en una red de transporte de gas natural.
- Uso como material base para la síntesis de productos de elevado valor añadido como es el metanol o el gas natural licuado.
- Combustible de automoción.

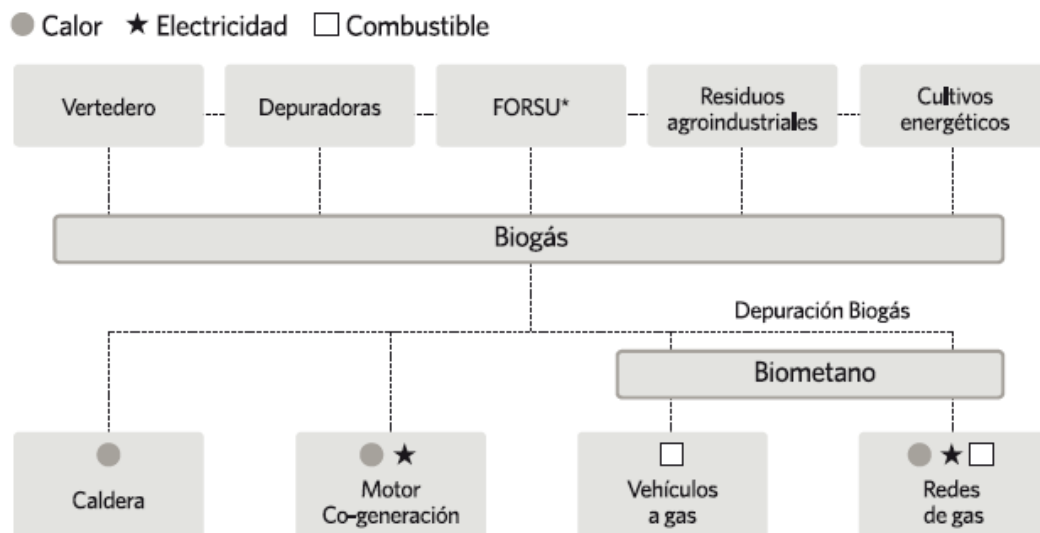


Fig6. Usos y aplicaciones del biogás

Generalmente, los costes asociados a instalaciones de gestión de residuos orgánicos mediante digestión anaerobia son elevados y la productividad es muy baja en términos de la energía contenida en el biogás respecto a la cantidad de residuo tratado.

2.3 Fases de la digestión anaerobia.

La digestión anaerobia está caracterizada por la existencia de varias fases consecutivas diferenciadas en el proceso de degradación del sustrato (término genérico para designar, en general, el alimento de los microorganismos), interviniendo cinco grandes poblaciones de microorganismos. Estas poblaciones se caracterizan por estar compuestas por seres de diferentes velocidades de crecimiento y diferente sensibilidad a cada compuesto intermedio como inhibidor (por ejemplo, H_2 , ácido acético o amoníaco producido de la acidogénesis de aminoácidos). Esto implica que cada etapa presentará diferentes velocidades de reacción según la composición del sustrato y que el desarrollo estable del proceso global requerirá de un equilibrio que evite la acumulación de compuestos intermedios inhibidores o la acumulación de ácidos grasos volátiles (AGV), que podría producir una bajada del pH. Para la estabilidad del pH es importante el equilibrio CO_2 -bicarbonato. Para hacer posible algunas reacciones es necesaria la asociación sintrófica entre bacterias acetogénicas y metanogénicas, creando agregados de bacterias de estas diferentes poblaciones.

Lo anterior implica que las puestas en marcha de los reactores sean, en general, lentas, requiriendo tiempos que pueden ser del orden de meses. En general, la velocidad del proceso está limitada por la velocidad de la etapa más lenta, la cual depende de la composición de cada residuo. Para sustratos solubles, la fase limitante acostumbra a ser la metanogénesis, y para aumentar la velocidad la estrategia consiste en adoptar diseños que permitan una elevada concentración de microorganismos acetogénicos y metanogénicos en el reactor. Con esto se pueden conseguir sistemas con tiempo de proceso del orden de días. Para residuos en los que la materia orgánica esté en forma de partículas, la fase limitante es la hidrólisis, proceso enzimático cuya velocidad depende de la superficie de las partículas. Usualmente, esta limitación hace que los tiempos de proceso sean del orden de semanas, de dos a tres.

Para aumentar la velocidad, una de las estrategias es el pretratamiento para disminuir el tamaño de partículas o ayudar a la solubilización (maceración, ultrasonidos, tratamiento térmico, alta presión, o combinación de altas presiones y temperaturas).

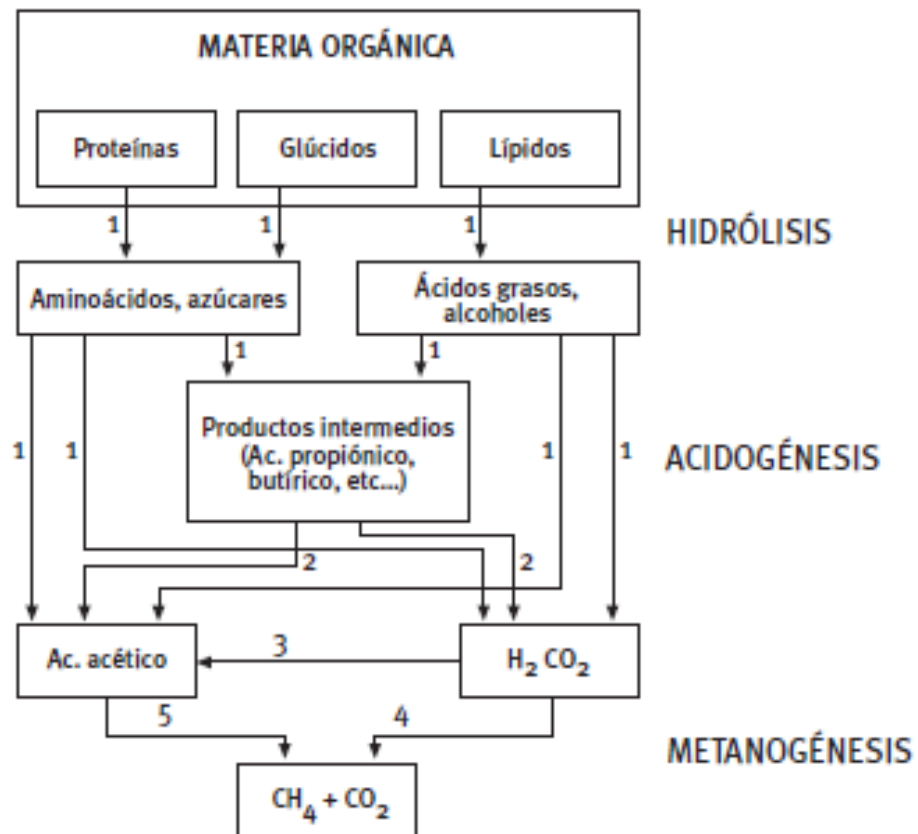


Fig7. Fases de la fermentación anaerobia y poblaciones de microorganismos: 1) Bacterias hidrolíticas-acidogénicas; 2) Bacterias acetogénicas; 3) Bacterias homoacetogénicas; 4) Bacterias metanogénicas hidrogenófilas; 5) Bacterias metanogénicas acetoclásticas.

La acidogénesis se puede dividir en dos etapas que serían por un lado la acidificación, que se correspondería en la imagen con el cuadro de productos intermedios, y posteriormente vendría la acetificación en la cual se obtiene el ácido acético. (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011)

2.3.1 Acondicionamiento del sustrato previo a la producción de biogás.

Antes de introducir los residuos orgánicos dentro del reactor hay que realizar una serie de operaciones de acondicionamiento. Dependiendo del tipo de reactor, el grado de pretratamiento será diferente. La finalidad de estas operaciones es introducir el residuo lo más homogéneo posible, con las condiciones físico-químicas adecuadas al proceso al que va a ser sometido, y sin elementos que puedan dañar el digester.

La forma de acondicionar los residuos de entrada puede ser por pretratamientos, reducción del tamaño de partícula, espesamiento, calentamiento, control de pH, eliminación de metales y eliminación de gérmenes patógenos.

Cuando se manejan ciertos sustratos, como los purines, es muy importante no almacenar demasiado tiempo, ya que decae muy deprisa la productividad de biogás, al producirse fermentaciones espontáneas.

El objetivo más habitual de los pretratamientos es aumentar la biodegradabilidad de los sustratos a digerir anaeróbicamente y de esta forma aumentar la producción de biogás y disminuir el tiempo de residencia. Algunos pretratamientos permiten además obtener una mayor calidad higiénica en el digestato reduciendo riesgos para la salud humana o animal.

Las tecnologías de pretratamiento se pueden clasificar en mecánicas, térmicas, químicas y biológicas:

- **Pretratamientos mecánicos:** con esta tecnología se trata principalmente de reducir el tamaño de partícula, aumentando así la superficie específica del material, de manera que se consiga eventualmente una mayor solubilización de la materia orgánica y una mayor biodisponibilidad de la misma. Las tecnologías disponibles incluyen la maceración, trituración, homogeneización a alta presión, etc. En este tipo de pretratamiento se incluye la trituración (reducción de tamaño) como principal tecnología.

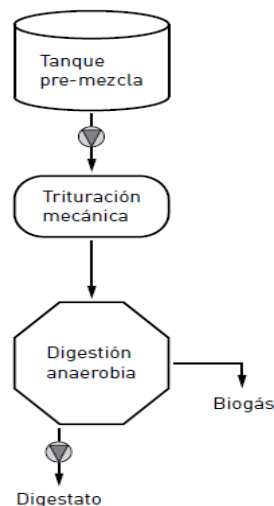


Fig8. Diagrama de flujo de la trituración.

- **Pretratamientos térmicos:** el objetivo de los pretratamientos térmicos es doble. Por una parte, facilitar la degradación de algunas macromoléculas y solubilizar la materia orgánica (aumento de la biodisponibilidad) y por otra parte, y dependiendo de la temperatura y el tiempo, higienizar la materia orgánica para reducir o eliminar microorganismos indeseables. Existen diversas tecnologías que se diferencian en la forma de aplicar el calor; los pasteurizadores suelen aplicar el calor por conducción y otros métodos incluyen el uso de corrientes de vapor y/o de altas presiones.

a) Pasteurización

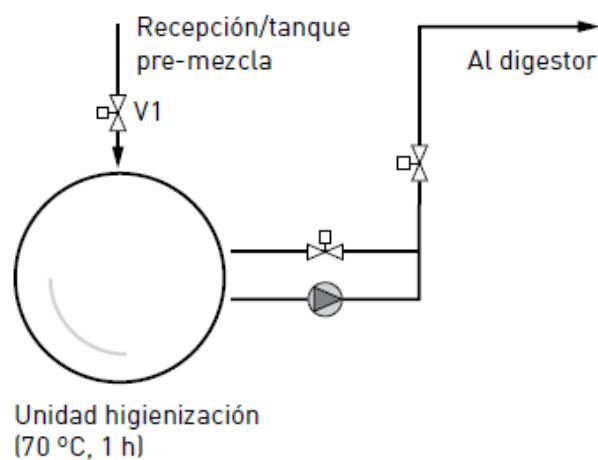


Fig9. Diagrama de flujo de la pasteurización

La pasteurización suele aplicarse tras un pretratamiento de trituración del material.

La temperatura mínima de todo el material en la unidad de higienización debe ser 70°C y la permanencia mínima sin interrupción debe ser de 60 minutos. Normalmente se trata de recipientes cilíndricos verticales, calefactados con una corriente de agua caliente que puede proceder de la cogeneración.

Los residuos más apropiados para este tipo de pretratamiento son subproductos de origen animal no destinados a consumo humano.

El rendimiento de la operación depende de la naturaleza del material, la higienización puede incrementar la producción de biogás. Se pueden dar producciones de biogás hasta cuatro veces superiores gracias al tratamiento de higienización. No obstante si se aplica este pretratamiento a otro tipo de residuos como los de origen vegetal se puede producir el efecto contrario, ya que al aplicar temperatura se puede degradar parcialmente la materia orgánica ya disponible y reducir el potencial de producción de biogás.

b) Esterilización

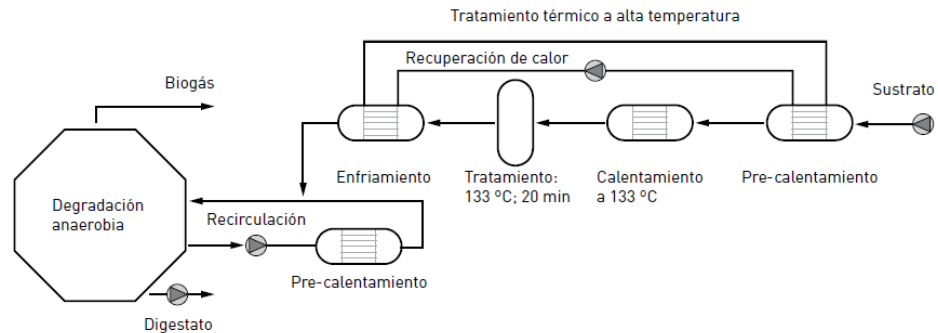


Fig10. Diagrama de flujo de la esterilización

Es un tratamiento térmico a alta temperatura y presión en las condiciones que aparecen en el diagrama.

El sustrato se precalienta hasta la temperatura de 133°C y se mantiene durante 20 minutos a esta temperatura y a una presión de 3 bar. Posteriormente se enfría con el intercambiador de calor del precalentamiento lo que permite que la materia prima esté sólo ligeramente por encima de la temperatura del digestor anaerobio.

La recuperación de calor se consigue mediante la recirculación de agua entre el primer y el tercer intercambiador. La temperatura final se logra en el segundo intercambiador.

- **Pretratamientos químicos:** el objetivo de los tratamientos químicos es romper las macromoléculas poco biodegradables mediante la adición de compuestos químicos tales como ácidos o bases fuertes, o mediante otros métodos como la ozonización.
- **Pretratamientos biológicos:** en este tipo de pretratamientos se consigue la degradación de determinados compuestos mediante la inoculación con bacterias específicas o la adición de enzimas. El ensilado se considera también un pretratamiento biológico, ya que se trata de una fermentación ácido-láctica, aunque de tipo inespecífico. El objetivo principal del ensilado es la conservación del material, ya que normalmente se aplica a sustratos vegetales que se cosechan una o dos veces al año, aunque en algunos casos se consigue también un aumento de la productividad de biogás, puesto que en el proceso de ensilado se produce una hidrólisis de las macromoléculas.

Ensilado:

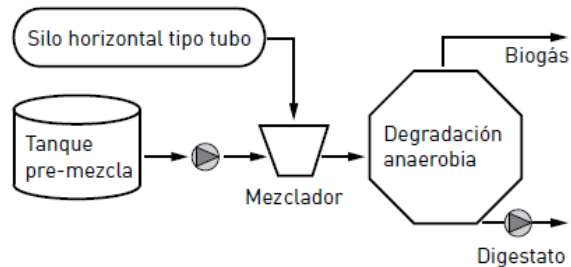


Fig11. Diagrama de flujo del ensilado

Para la conservación del material se aprovecha un proceso biológico durante el cual bacterias ácido lácticas rompen los azúcares y bajan el pH a un nivel que es inhibitorio para otras bacterias. Para un desarrollo óptimo del proceso es deseable que el contenido en sólidos totales del material sea inferior al 45%.

Los silos pueden tener configuración horizontal o vertical, ambos son utilizados en las plantas de biogás agroindustrial.

Los residuos más apropiados para el ensilado son cultivos energéticos y sustratos similares (maíz, centeno, pratenses), ya que la cosecha se realiza una o dos veces al año y el material debe ser utilizado diariamente en la planta de biogás. Los sustratos deben cumplir una serie de requisitos para poder ser ensilados: 25-35% de ST, alto contenido en azúcares disponibles para las bacterias ácido-lácticas, y material sin gérmenes.

En función del material, es posible conseguir aumentos del rendimiento (producción de biogás) entre un 5 y un 25%.

En la actualidad se están estudiando nuevos pretratamientos como la aplicación de microondas o ultrasonidos, sobre todo para el tratamiento de residuos líquidos (lodos de depuradora, purines, etc.). El beneficio se obtiene a través de procesos de calentamiento y/o de cavitación a pequeña escala por la acción de las ondas.

Generalmente, la aplicación de un pretratamiento lleva asociado un coste energético (electricidad para mover elementos mecánicos, calor para los pretratamientos térmicos, etc.) y un coste económico, tanto de inversión como de operación. El incremento en la producción de biogás y/o ahorro de coste de inversión debe ser suficiente como para

compensar el balance energético y económico. (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011)

2.3.2 Tecnologías de digestión anaerobia.

Los diseños utilizados para digestión anaerobia cumplen la función de mantener altas concentraciones de microorganismos en el reactor.

Generalmente estas técnicas se clasifican en función del tipo de digester (mezcla completa o flujo pistón), la temperatura de trabajo (mesofílico o termofílico) y el número de etapas (una o dos).

El reactor más simple es el de mezcla completa, y es el más utilizado para residuos.

2.3.2.1 *Digester de mezcla completa.*

Consiste en un reactor en el que se mantiene una distribución uniforme de concentraciones, tanto de sustrato como de microorganismos. Esto se consigue mediante un sistema de agitación. Ésta puede ser mecánica (agitador de hélice o palas, de eje vertical u horizontal) o neumática (recirculación de biogás a presión), y nunca violenta. Esta tipología de reactor no ofrece problemas de diseño y es el más utilizado para residuos.

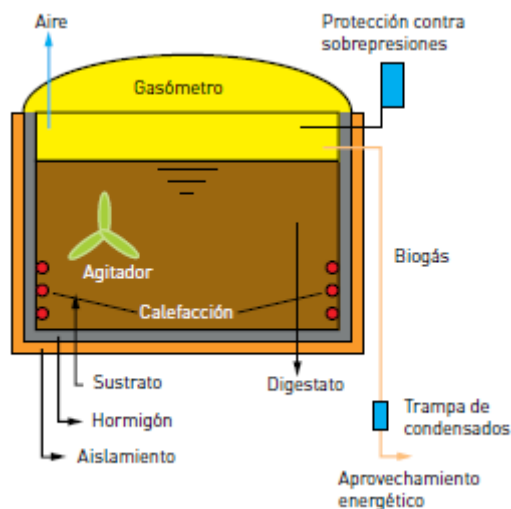


Fig12. Diagrama de flujo de un digester de mezcla completa

Se trata habitualmente de digestores cilíndricos verticales, construidos en hormigón y suelen predominar digestores con capacidad no superior a 2.500 m³ para mantener más fácilmente la homogeneidad de la biomasa así como la

temperatura. La alimentación de sustrato al digestor puede ser continua, semicontinua o discontinua, aunque lo más habitual suele ser alimentación semicontinua (una o varias veces al día) o continua. Suele aplicarse a procesos de digestión por vía húmeda (menos del 10% de materia seca en el interior del fermentador). Asimismo, estos digestores pueden operar con recirculación.

Un punto a destacar es que en estos digestores no hay fijación de la biomasa, es decir, los microorganismos abandonan el digestor junto con el material digerido. Existe otro tipo de digestores con retención de biomasa, tales como los filtros anaerobios, pero su uso en plantas de biogás agroindustriales no es significativo, siendo más habituales en plantas depuradoras de aguas residuales.

Este tipo de digestores tiene como ventajas, la simplicidad, buen funcionamiento, coste reducido y versatilidad.

Sin embargo por otra parte, el control del tiempo de retención hidráulico resulta más difícil que en un digestor tipo flujo-pistón y existe riesgo de formación de costra.

Desde el punto de vista del coste, un digestor de mezcla completa suele suponer entre un 10-15% de los costes de inversión de la planta de biogás.

Por último destacar que los residuos más apropiados para esta configuración de digestor son aquellos cuyo contenido en sólidos en el interior del digestor no supere el 10%.

2.3.2.2 Reactor de mezcla completa con recirculación.

Este sistema tiene el nombre de reactor anaerobio de contacto y sería equivalente al sistema de fangos activos aerobios para el tratamiento de aguas residuales.

Se comprueba que regulando la recirculación es posible conseguir tiempos de retención hidráulica más bajos que en un reactor simple de mezcla completa. Esto es a costa de aumentar el tiempo de retención de los microorganismos, gracias a su confinamiento en el sistema mediante la separación en el decantador y re-circulación.

Debido a la necesaria separación de microorganismos en el decantador, este sistema sólo es aplicable a aguas residuales de alta carga orgánica (aguas residuales de azucareras, cerveceras, etc.), para las que sea posible una separación de fases líquido-sólido, con la fracción sólida consistente básicamente en flóculos biológicos. Antes del decantador se debe disponer de un sistema de desgasificación, sin el cual la decantación se puede ver impedida.

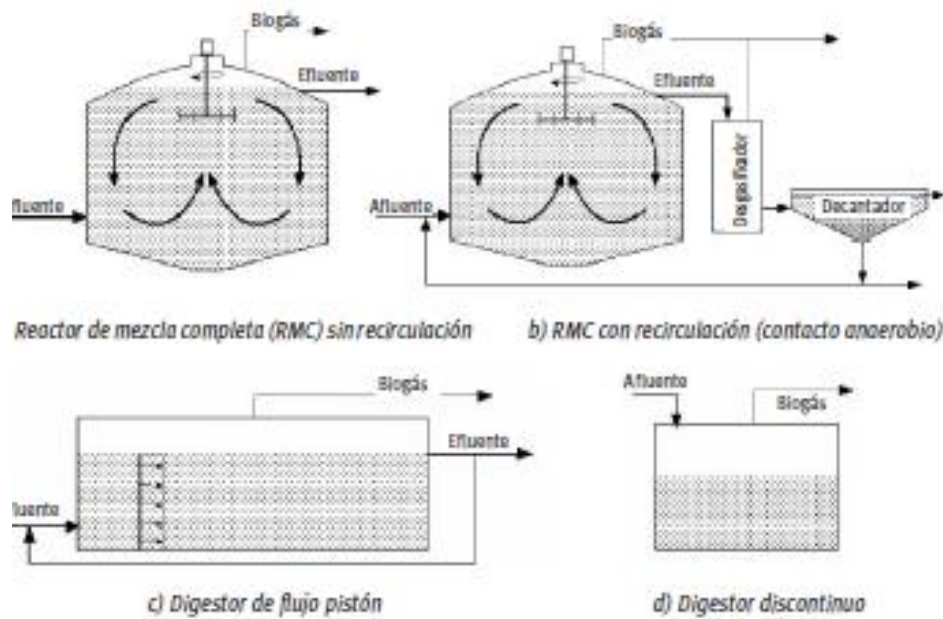


Fig13. Esquemas de funcionamiento de diferentes tipos de digestores.

2.3.2.3 *Digestor de flujo pistón.*

La característica principal de los digestores de flujo pistón es que la concentración de cualquier sustancia varía en cada sección transversal del digestor. Se trata de digestores cilíndricos o paralelepípedicos construidos en hormigón o acero (capacidad habitual de hasta 1.000 m³). La alimentación es continua o semicontinua, introduciéndose el material por un extremo y extrayéndose por el extremo contrario. Estos digestores suelen estar dotados de una agitación lenta (mezclado) mediante mezcladores de palas, que además tienen la función de favorecer el desplazamiento del material hacia la salida en el caso de digestores horizontales. También existen digestores de flujo pistón vertical; en estos casos, el mezclado puede realizarse de forma mecánica (palas) o hidráulica (inyección de biogás a presión en la base del digestor).

Permite mayores concentraciones de sólidos totales (20-40% ST) que en el caso de los digestores de mezcla completa. El rendimiento de degradación de materia orgánica de estos fermentadores es superior al de la tecnología de mezcla completa, consiguiéndose tiempos de retención inferiores.

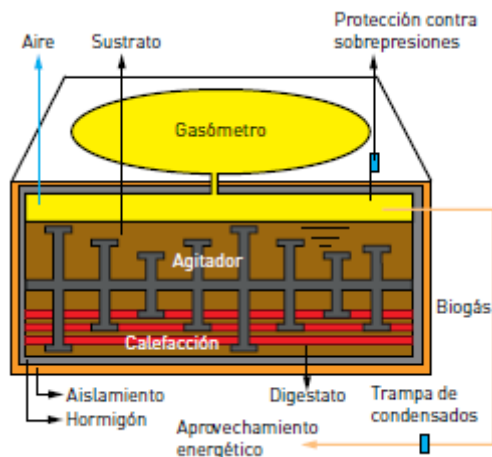


Fig14. Diagrama de flujo de un digestor tipo pistón.

Como inconveniente, este tipo de digestor requiere una mayor inversión que en el caso de los digestores de mezcla completa.

El coste de un digestor tipo flujo pistón supone alrededor de un 15-20% de los costes de inversión de la planta de biogás. El mayor coste de este tipo de digestores respecto a los de mezcla completa suele compensarse por el menor volumen de digestor requerido.

Esta tecnología es aplicable a cualquier mezcla de residuos, estando especialmente indicada cuando se prevé un contenido en ST elevado dentro del digestor (>15%).

2.3.2.4 Reactor con retención de biomasa, sin recirculación

Si se consigue retener bacterias en el interior del reactor, evitando la configuración de reactor de mezcla completa, es posible reducir el tiempo de retención por debajo del reactor RMC tomado como referencia. Los métodos de retención de biomasa son básicamente dos:

- inmovilización sobre un soporte (filtros anaerobios y lechos fluidizados);
- agregación o floculación de biomasa y su retención por gravedad (reactores de lecho de lodos).

Aunque los reactores de flujo pistón no estarían encuadrados en este apartado, el hecho de que la tasa de crecimiento de microorganismos sea más elevada a la entrada del reactor, donde la concentración de sustrato también es más elevada, hace que la concentración media en el reactor sea superior a la correspondiente a mezcla completa, o en todo caso superior a la de salida, con lo cual el tiempo de retención será inferior. Este tipo de reactor ha sido

aplicado a diferentes tipos de residuos orgánicos, como fracción orgánica de residuos municipales (configuración vertical y flujo ascendente), residuos de porcino y bovino, y una de las dificultades es la debida a la falta de homogenización en la sección transversal a la dirección del flujo, en las configuraciones horizontales, lo cual se puede evitar mediante un sistema de agitación transversal (reintroducción de biogás a presión en la base del digestor si el reactor es horizontal, por ejemplo).

Los reactores anteriores pueden ser combinados para conseguir sistemas más eficientes, según el tipo de residuo a tratar:

1. Sistemas de una etapa

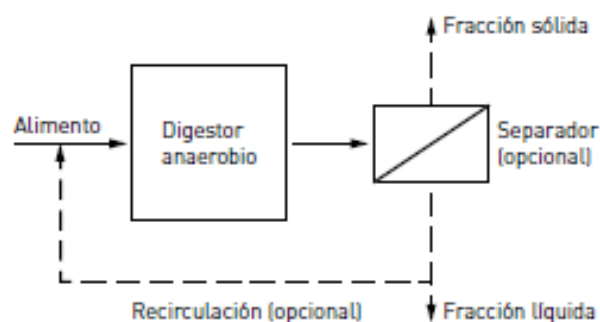


Fig15. Diagrama de flujo de un sistema de una etapa

La digestión anaerobia tiene lugar en un solo digestor. Las cuatro fases de la digestión anaerobia (hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis) suceden en el mismo recipiente. Dado que las condiciones óptimas para cada fase son distintas en cuanto a pH, temperatura, potencial redox, etc., se llega a una solución de compromiso.

Puede incorporar opcionalmente una corriente de recirculación. Normalmente se implementa una separación sólido-líquido a la salida, recirculando la fase líquida para facilitar el bombeo del material de entrada.

Entre las ventajas que presenta esta tecnología están la sencillez en la construcción, facilidad de manejo y menores costes de operación.

Los residuos más apropiados para esta tecnología son aquellos con tiempos de retención medios-bajos (30 días aprox o menos).

2. Sistemas de dos etapas

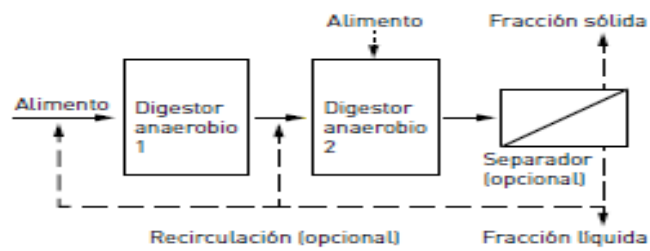


Fig16. Diagrama de flujo de un sistema de dos etapas.

La digestión anaerobia tiene lugar en dos digestores en serie (proceso en dos etapas). Este sistema permite llegar a separar las fases de la digestión anaerobia, de forma que en el primer digestor se llevaría a cabo mayoritariamente la hidrólisis, y en el segundo la metanogénesis. De esta forma, se pueden tener condiciones distintas de pH, temperatura, redox, etc. en ambos digestores y trabajar en el óptimo de cada proceso microbiológico, y trabajar con separación de fases.

El sistema es versátil en cuanto a las corrientes de alimento y recirculación, tal y como se muestra en el diagrama de flujo. La configuración seleccionada dependerá de los sustratos utilizados. Así, si se precisa diluir la materia seca a la entrada, se recirculará la fracción líquida. O si uno de los co-sustratos presenta una biodegradación muy rápida, con una fase de hidrólisis muy corta, se puede alimentar directamente al segundo digestor.

Esta tecnología requiere una mayor inversión y costes de operación que en el sistema de una sola etapa.

Se aplica a residuos con tiempo de retención medios-altos (50 días aprox. o más).

3. Sistemas de dos fases

A diferencia de los sistemas de dos etapas, la separación de fases se refiere a mantener dos reactores en serie, en los cuales se realizan, respectivamente, las fases de acidogénesis y metanogénesis, y su objetivo es conseguir un tiempo de retención global inferior al correspondiente a un único reactor de mezcla completa. La separación es de tipo cinético, controlando el tiempo de retención de cada reactor, el cual será inferior en el primero, debido a las más altas tasas de crecimiento de las bacterias acidogénicas. Este tipo de sistema ha sido aplicado con éxito a la digestión de residuos con alta concentración de azúcares y bajo contenido en sólidos, pero no para residuos con fibras y, en

general, sustratos complejos cuyo limitante es la hidrólisis. (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011)

2.3.3 Gestión del aprovisionamiento y de los subproductos.

Para que una planta de digestión anaerobia sea rentable es imprescindible la garantía en el suministro de materia prima, tanto en tiempo como en calidad. Además, es muy importante la homogeneidad del sustrato a la entrada del reactor, para conseguir una eficiencia y rendimiento elevado de biogás. Por ejemplo, en plantas de purines, pobres en materia orgánica, para conseguir la rentabilidad, es necesario el aprovechamiento de los efluentes de algún proceso, como por ejemplo los lodos de espesado, bien como salen o con un tratamiento posterior.

Los subproductos de la digestión anaerobia son agua y digestato (sólido); para su posterior uso hay que tener en cuenta la legislación en materia de vertidos y las composiciones de los efluentes del proceso. Muchas veces no se pueden utilizar tal y como salen del digestor, por lo que se ha de aplicar una serie de tratamientos como decantación/sedimentación, secado, para su posterior utilización para riego, fertilización de campos o venta como compost. Existen varias modalidades de post-tratamiento:

2.3.3.1 Acondicionamiento. Separación sólido-líquido

El objetivo de este post-tratamiento es facilitar el manejo del material resultante. El contenido en nutrientes permanece constante, aunque el reparto entre las fases es distinto, quedando el nitrógeno principalmente en la fase líquida y el fósforo y el potasio en la fase sólida.

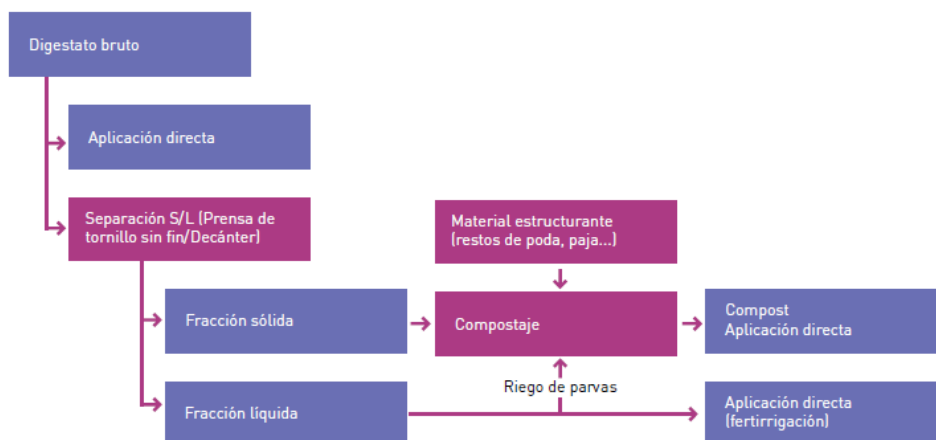


Fig17. Diagrama de flujo de un proceso de separación sólido-líquido.

Los sistemas que se suelen aplicar a esta tecnología son el de tornillo prensa y centrífuga. Se trata de un proceso previo recomendado ante cualquier estrategia de acondicionamiento del digestato a emprender. La tecnología centrífuga es mucho menos viable, en cuanto a costes se refiere, debido a que es alrededor de cinco veces más cara que el sistema de tornillo prensa. Sin embargo la tecnología centrífuga presenta la ventaja de que consigue una cantidad de sólidos totales menor en la fase líquida.

Recuperación de nutrientes.

a) Stripping

El proceso de stripping se basa en la volatilización del amoníaco contenido en la fracción líquida del digestato, haciendo circular aire a contracorriente (columna de desorción). El amoníaco y otros compuestos volátiles que han sido arrastrados con la corriente de aire, pasan posteriormente en la columna de absorción a formar parte de una corriente líquida acidificada (generalmente con H_2SO_4), obteniendo un líquido con una alta concentración de amoníaco.

Como resultado de la aplicación de este proceso, se obtiene agua amoniacal o una sal de amonio (sulfato de amonio, por ejemplo) que puede ser cristalizada y valorizada separadamente, y la fracción líquida de digestato con una concentración reducida de nitrógeno amoniacal.

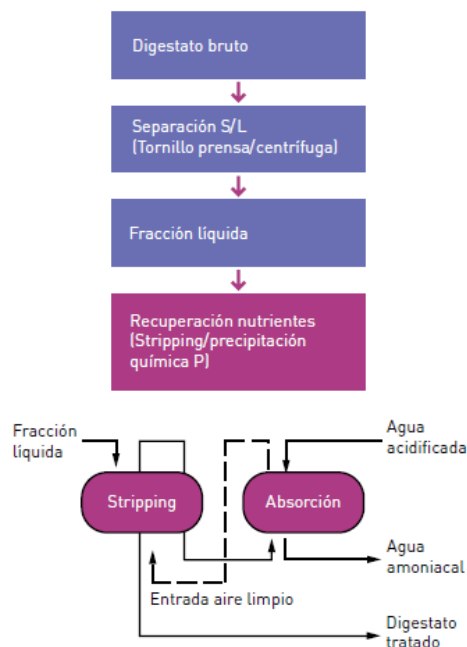


Fig18. Diagrama de flujo de un proceso Stripping.

b) Precipitación.

El proceso consiste en la co-precipitación del nitrógeno amoniacal y fósforo ortofosfórico contenido en el digestato mediante la adición de óxido de magnesio, formando una sal llamada estruvita (fosfato amónico magnésico hexahidratado), valorizable en la formulación de fertilizantes minerales.



Fig19. Diagrama de flujo de un proceso de precipitación.

El coste principal de este procedimiento es el del óxido de magnesio utilizado como reactivo que se sitúa en torno a 9-15 € /g con un 99.99%.

c) Post-tratamiento del digestato. Eliminación-NDN.

El tratamiento de nitrificación-desnitrificación (NDN) permite la eliminación biológica de nitrógeno, transformando el nitrógeno amoniacal a nitrógeno gas, que se emite a la atmósfera. Este proceso tiene lugar en dos etapas:

- Nitrificación (proceso aerobio): el amonio se oxida a nitrito y éste a nitrato.
- Desnitrificación (proceso anóxico): el nitrato se reduce a nitrógeno gas.

El proceso requiere de una alternancia entre condiciones aerobias y anóxicas. Para conseguir esta alternancia existen varias alternativas tecnológicas:

- Sistema discontinuo SBR (Sequencing Batch Reactor): un único reactor cuya operación está basada en una secuencia de tratamiento (ciclo) que se repite a lo largo del tiempo. Las etapas de que consta un ciclo son:

llenado, reacción (etapas anóxicas/ aerobia), decantación, vaciado y espera.

- Sistemas continuos: cuentan con dos reactores (un reactor aerobio y otro anóxico), y un decantador final para permitir la separación de los fangos biológicos del líquido tratado.

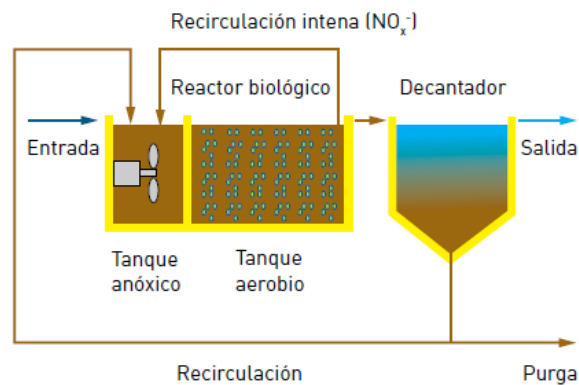


Fig20. Diagrama de flujo de un sistema continuo

La inversión que requiere este tipo de tratamiento es alta, aproximadamente 330000 € , con una explotación anual de 60000 € También cabe destacar que requiere un tratamiento de separación previa de fases. (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011)

2.4 Claves de la digestión anaerobia

2.4.1 Parámetros ambientales y operacionales

Los parámetros ambientales que hay que controlar hacen referencia a condiciones que deben mantenerse o asegurarse para el desarrollo del proceso. Estos son:

- pH, que debe mantenerse cercano a la neutralidad.
- Alcalinidad, para asegurar la capacidad tampón y evitar la acidificación. Es recomendable una alcalinidad superior a 1,5 g/l CaCO_3 .
- Potencial redox, con valores recomendables inferiores a 350 mV.
- Nutrientes, con valores que aseguren el crecimiento de los microorganismos.
- Tóxicos e inhibidores, cuya concentración debe ser la mínima posible.

Los parámetros operacionales hacen referencia a las condiciones de trabajo de los reactores:

- Temperatura. Podrá operarse en los rangos psicrófilico (temperatura ambiente), mesófilico (temperaturas en torno a los 35 °C) o termófilico (temperaturas en torno a los 55 °C).

El régimen mesófilico es el rango más habitual en plantas de biogás individuales, ya que proporciona un proceso estable y con cierta tolerancia a pequeños cambios de temperatura.

Por otro lado trabajando en régimen termófilico se obtienen mayores producciones de biogás por m³ de digestor para un mismo tiempo de retención al comparar con el régimen mesófilico. Con el aumento de la temperatura se aumenta la tasa de hidrólisis, la velocidad de crecimiento de las bacterias y con ello la velocidad en la producción de biogás. La operación en rango termófilico proporciona buenos resultados de higienización. También produce una disminución de la viscosidad, lo que puede permitir un menor consumo energético para bombeo y agitación.

Las tasas de crecimiento y reacción aumentan conforme lo hace el rango de temperatura, pero también la sensibilidad a algunos inhibidores, como el amoníaco.

- Agitación. En función de la tipología de reactor debe transferirse al sistema el nivel de energía necesario para favorecer la transferencia de sustrato a cada población o agregados de bacterias, así como homogeneizar para mantener concentraciones medias bajas de inhibidores.
- Tiempo de retención. Es el cociente entre el volumen y el caudal de tratamiento, es decir, el tiempo medio de permanencia del influente en el reactor, sometido a la acción de los microorganismos. En la figura se indica la tendencia general de los índices de eliminación de materia orgánica (expresada en forma de sólidos volátiles, SV) y de producción específica de gas, por unidad de volumen de reactor, en función del tiempo de retención. Notar que existe un tiempo mínimo por debajo del cual el reactor no presenta actividad, que la eliminación de materia orgánica sigue una tendencia asintótica, con una eliminación completa a tiempo infinito, y una producción de gas por unidad de volumen de reactor con un máximo para un tiempo de retención correspondiente a una eliminación de sustrato entre el 40 y el 60%. (BESEL S.A; Departamento de Energía, 2007)

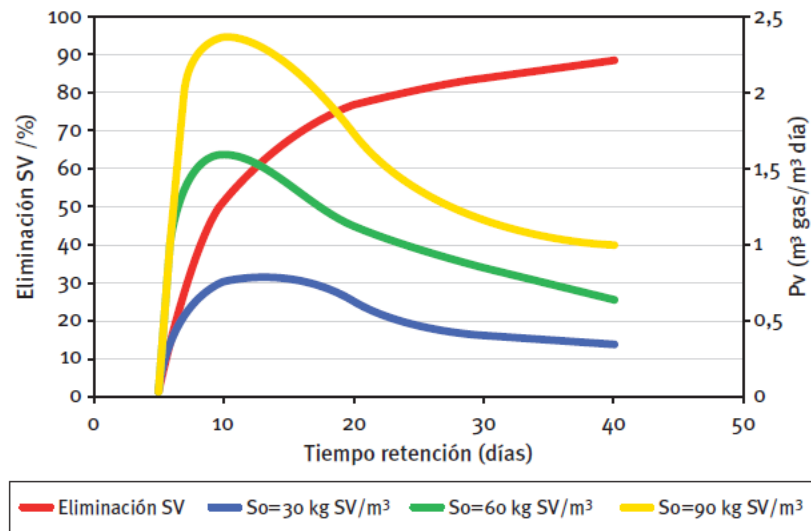


Fig21. Eliminación de sólidos volátiles, SV (%) y producción volumétrica de gas Pv (m^3 biogás/ m^3 dig·día) para un reactor anaerobio continuo de mezcla completa, en función del tiempo de retención hidráulico.

- Velocidad de carga orgánica. Es la cantidad de materia orgánica introducida por unidad de volumen y tiempo. Valores bajos implican baja concentración en el influente y/o elevado tiempo de retención. El incremento en la velocidad de carga orgánica implica una reducción en la producción de gas por unidad de materia orgánica introducida debiendo encontrar un valor óptimo técnico/económico para cada instalación y residuo a tratar.

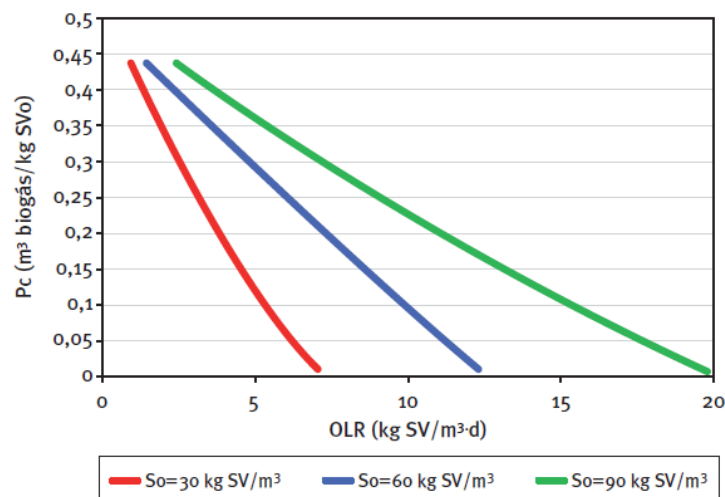


Fig22. Producción de gas por unidad de carga en función de la velocidad de carga orgánica.

2.4.2 Potenciales y rendimientos.

La producción de metano o biogás que se obtendrá de un residuo determinado depende de su potencial (producción máxima), del tiempo de retención, de la velocidad de carga orgánica, de la temperatura de operación y de la presencia de inhibidores. Una variable adicional en el sector ganadero es el tiempo de almacenaje de los purines antes de su digestión. Tiempos de almacenaje superiores a 3 meses pueden reducir su potencial de producción en más del 70%, ya que durante el almacenaje tiene lugar un proceso de fermentación incontrolado con emisión del metano a la atmósfera.

Una producción específica relativamente alta para purines (por ejemplo 0,36 m³ CH₄/kg SVo) implica una producción de 12.6 m³ CH₄/t de purines si estos contienen un 5% de sólidos totales con un 70% de volátiles. En general, las deyecciones ganaderas presentan producciones bajas por su elevado contenido en agua.

Para la fracción orgánica de residuos municipales (FORSU), la producción de biogás depende del origen y del pretratamiento. Así, la recogida en bruto de los residuos municipales y la separación mecánica de la fracción orgánica se traduce en pérdida de materia orgánica biodegradable y reducción del potencial de producción de metano.

Para concentraciones de sustrato bajas, pequeñas variaciones en la carga producen elevadas variaciones en la producción de biogás (digestión húmeda). Para concentraciones elevadas (digestión seca, concentración de sólidos superior al 20%), el sistema es más estable. Los procesos termofílicos presentan transformaciones en biogás más elevadas, que los sistemas de digestión seca, son mejores para cargas superiores a 6 kg SV/m³-d, y que las producciones son mayores para FORSU separada en origen.

Los residuos orgánicos de la industria alimentaria presentan potenciales de producción variables, pero usualmente elevados cuando contienen un elevado contenido en lípidos.

Tipo	Contenido orgánico	Sólidos volátiles (%)	Producción de biogás (m ³ /tonelada)
Intestinos + contenidos	Hidratos de carbono, proteínas, lípidos	15-20	50-70
Fangos de flotación	65-70% proteínas, 30-35% lípidos	13-18	90-130
BBO (tierras filtrantes de aceites, con bentonita)	80% lípidos, 20% otros orgánicos	40-45	350-450
Aceites de pescado	30-50% lípidos	80-85	350-600
Suero	75-80% lactosa, 20-25% proteínas	7-10	40-55
Suero concentrado	75-80% lactosa, 20-25% proteínas	18-22	100-130
Hidrolizados de carne y huesos	70% proteínas, 30% lípidos	10-15	70-100
Mermeladas	90% azúcares, ácidos orgánicos	50	300
Aceite soja/margarinas	90% aceites vegetales	90	800-1000
Bebidas alcohólicas	40% alcohol	40	240
Fangos residuales	Hidratos de carbono, lípidos, proteínas	3-4	17-22
Fangos residuales concentrados	Hidratos de carbono, lípidos, proteínas	15-20	85-110

Fig23. Producciones de biogás relativas a residuos en bruto.

2.4.3 Co-digestión anaerobia.

La co-digestión consiste en el tratamiento conjunto de residuos orgánicos diferentes con el objetivo de:

- Aprovechar la complementariedad de las composiciones para permitir perfiles de proceso más eficaces.
- Compartir instalaciones de tratamiento.
- Unificar metodologías de gestión.
- Amortiguar las variaciones temporales en composición y producción de cada residuo por separado.
- Reducir costes de inversión y explotación.

La ventaja principal radica en el aprovechamiento de la sinergia de las mezclas, compensando las carencias de cada uno de los sustratos por separado. La co-digestión de residuos orgánicos de diferente origen ha resultado una metodología exitosa tanto en régimen termofílico como mesofílico. Se han conseguido buenos resultados para mezclas de residuos ganaderos.

Los residuos urbanos e industriales acostumbran a contener altas concentraciones de materia orgánica fácilmente biodegradable, por lo cual presentan un mayor potencial de producción de biogás que los residuos ganaderos.

Sin embargo, estos residuos pueden presentar problemas en su digestión, como deficiencia en nutrientes necesarios para el desarrollo de microorganismos anaerobios, baja alcalinidad o excesivo contenido en sólidos que provoquen problemas mecánicos. Los residuos ganaderos pueden ser una buena base para la co-digestión ya que, generalmente, presentan un contenido en agua elevado, una alta capacidad tampón y aportan una amplia variedad de nutrientes necesarios para el crecimiento de microorganismos anaerobios.

(BESEL S.A; Departamento de Energía, 2007)

3. Purificación del biogás

Para poder inyectar el biogás en la red de gas natural o emplearlo como combustible para vehículos debe ser depurado, lo que significa quitarle el dióxido de carbono por lo que se incrementa el porcentaje de metano, normalmente por encima del 96%, de forma que cumpla los estándares de calidad del gas natural.

3.1 Tecnologías de purificación del biogás

Una vez obtenido el biogás, éste puede ser purificado, concentrando el CH₄ presente en él para obtener un producto con mayor densidad energética, similar al gas natural: el biometano.

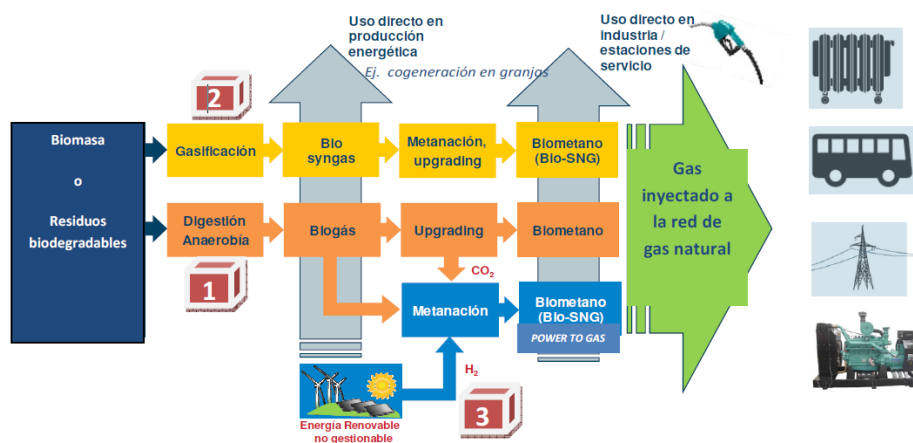


Fig24. Diferentes procesos de obtención y refinado del biogás.

3.1.1 Upgrading

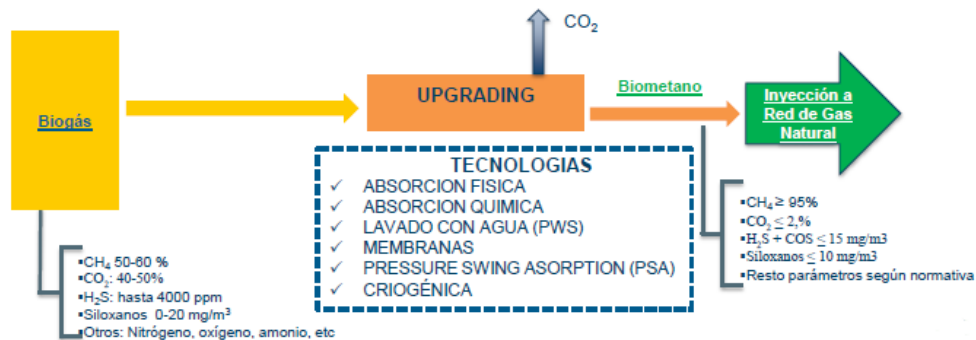


Fig25. Diagrama del proceso upgrading

El proceso más avanzado de tratamiento de biogás es el upgrading. Consiste en la separación de inertes (CO_2 , nitrógeno y otras impurezas) y secado posterior para obtener biometano de características muy similares a las del gas natural. Las técnicas más comunes de limpieza son:

a) Absorción química.

Lavado con un solvente químico (alcanolamina). El principio de separación consiste en la absorción química del CO_2 en la disolución de amina.

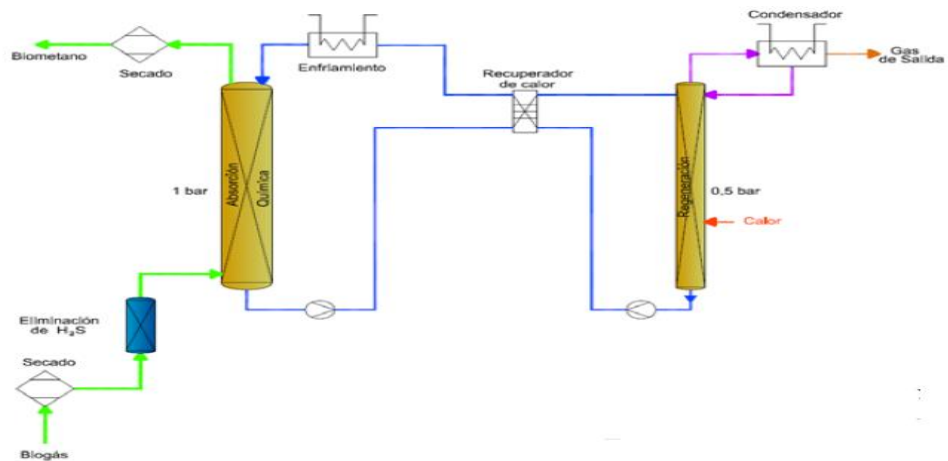


Fig26. Esquema de un proceso de Absorción química

b) Adsorción bajo presión PSA (Pressure Swing Adsorption).

Este método consiste en hacer pasar la corriente de gas a presión por depósitos de carbón activo o zeolitas donde se absorbe el CO_2 .

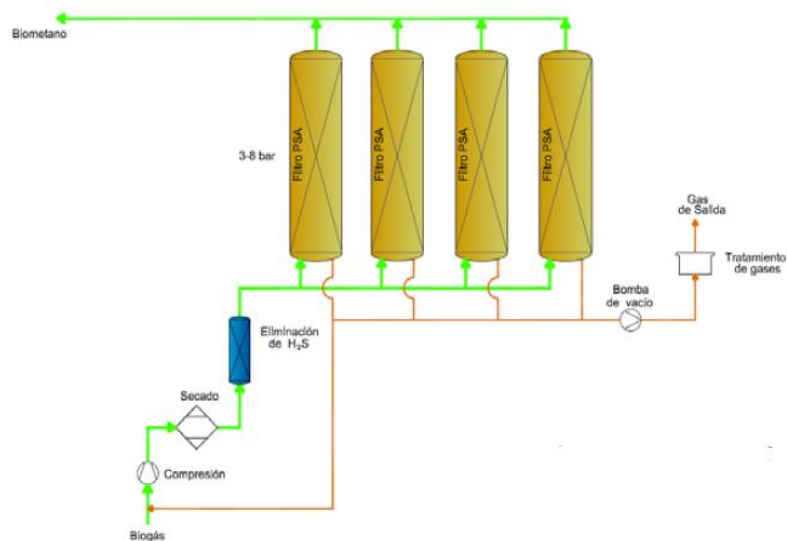


Fig27. Esquema de un proceso de adsorción bajo presión.

c) Lavado con agua (PWS).

Lavado con agua a presión. El principio de separación de dicho método consiste en la diferencia de solubilidad que existe entre el dióxido de carbono y el metano en el agua.

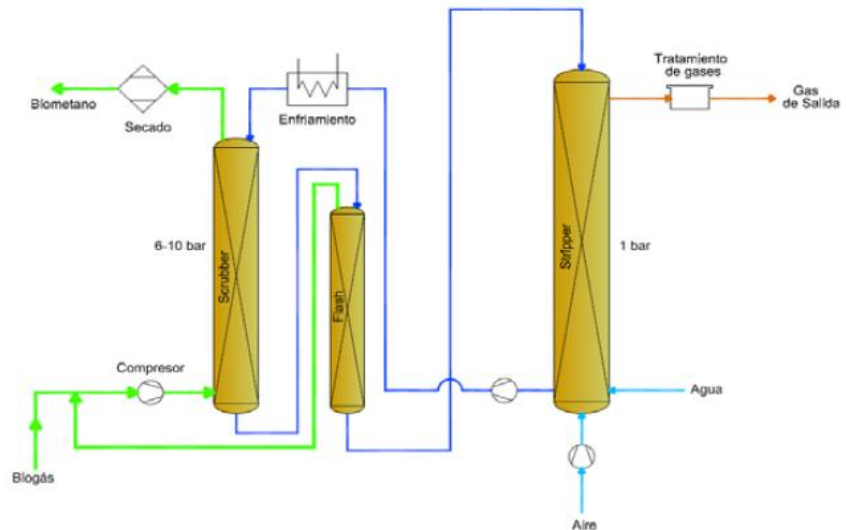


Fig28. Esquema de un proceso de lavado con agua

d) Membranas.

Proceso físico de filtración de biogás a presión a través de una membrana de polímeros más permeable al CO₂ que al CH₄.

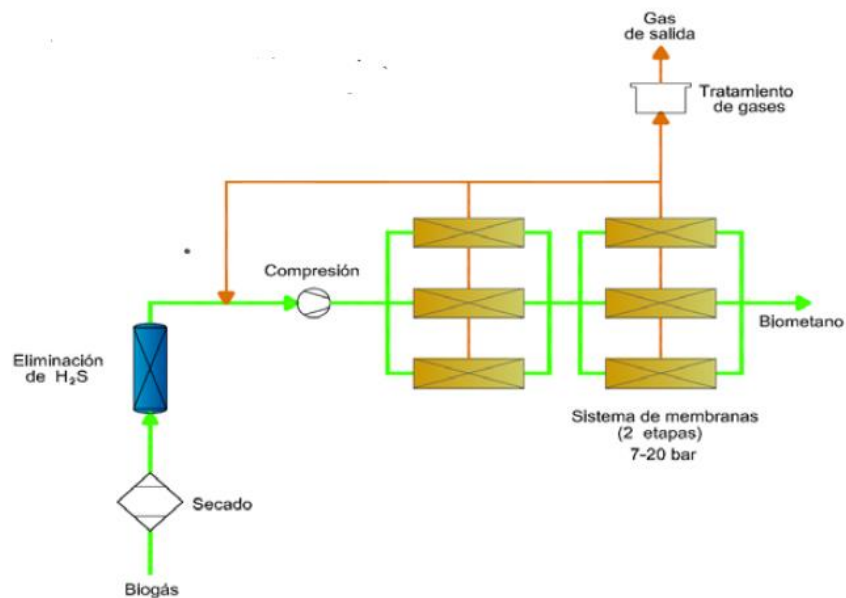


Fig29. Esquema de un proceso con membranas

e) Separación criogénica. La concentración del CH₄ se realiza enfriando el mismo por debajo de la temperatura de rocío.

	PSA	Lavado con agua (PWS)	Absorción química (aminas)	Membrana (2-3 etapas)
Demanda de electricidad (kWh/Nm ³ BG) ⁽¹⁾	0,16-0,3	0,2-0,3	0,06-0,17	0,2-0,35
Demanda de calor (kWh/Nm ³ BG)	No	No	0,4-0,8	No
Pérdidas de CH ₄ %	1-2	~1	~0,1	0,5-1
Presión de operación, bar	1-10	4-10	0,05-4	7-20
Temperatura operación, °C	-	-	106-160	-
Separación de N ₂ y O ₂	Parcialmente	No	No	Parcialmente (O ₂)
Necesidad de H ₂ O	No	Sí	Sí	No
Separación de H ₂ S	Externo	Si	Externo	Externo

Tabla1. Comparativa de las distintas tecnologías.

La disponibilidad de todas las tecnologías es del 95-98% y alcanzan concentraciones de CH₄ en el gas de salida del 96-98%.

Los costes de la tecnología upgrading varían entre 15-20 € /MWh, en plantas de 500-1000 Nm³/h de biogás tratado.

Los costes de inyección, varían en función de la presión de inyección y la distancia pero normalmente oscilan entre 2-3 € /MWh.

A continuación se muestran una serie de gráficas sobre la evolución del upgrading en diferentes ámbitos: (Energía y Medio Ambiente, 2015)

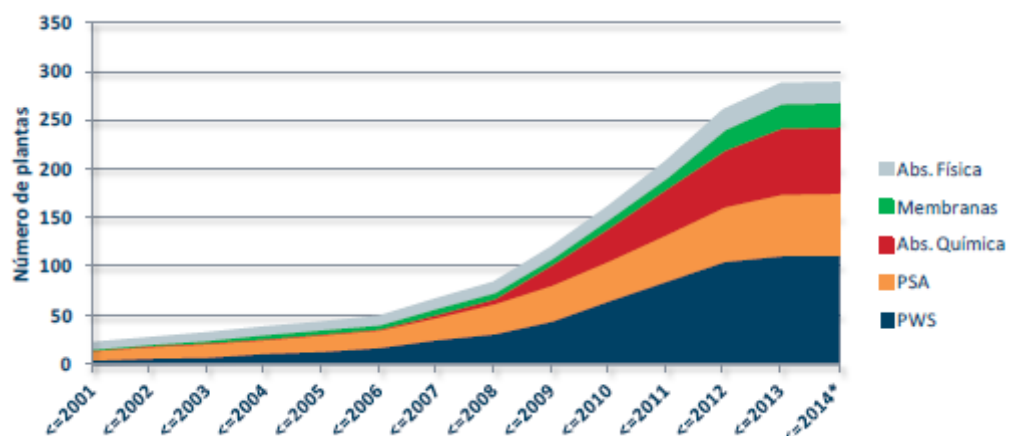


Fig30. Evolución de la implantación de instalaciones upgrading.

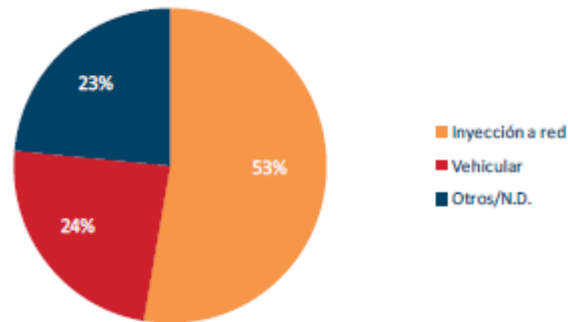


Fig31. Uso de plantas de biometano.

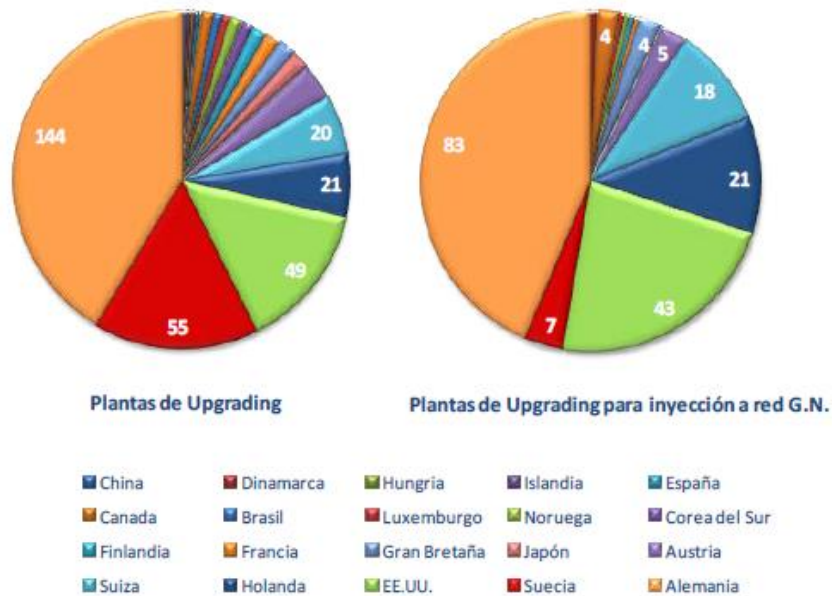


Fig32. Distribución de plantas upgrading por países.

De las gráficas anteriores se extraen diferentes conclusiones como son:

- Importante aumento del grado de implantación a partir de 2008.
- El país con mayor grado de implantación es Alemania, seguido de Suecia y EEUU.
- Las plantas utilizan biogás de diferentes fuentes y para distintas aplicaciones como son inyección a la red, vehicular etc.

3.1.2 Power to gas.

Una forma de almacenar el excedente de electricidad producida por fuentes de energía renovable es la producción de metano CH_4 a partir del dióxido de carbono CO_2 resultante del proceso de purificación “upgrading” del biogás y de H_2 . El H_2 se genera a partir de electricidad renovable excedentaria por medio de electrolisis. (Martinez, 2015)

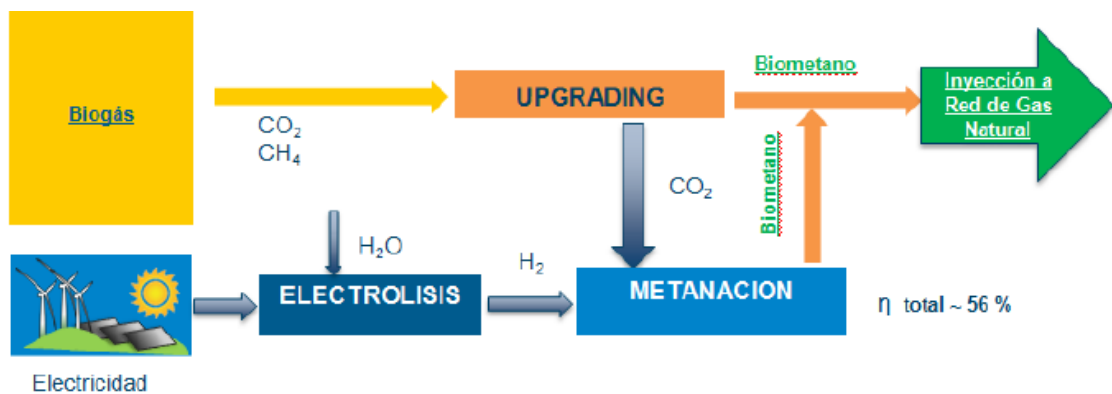


Fig33. Diagrama de proceso Power to Gas

3.2 Retos y oportunidades del biometano.

Debido a que la composición química y el poder energético del biometano son muy similares al del gas natural, puede utilizarse igualmente que aquel y con los mismos fines:

- Inyección en la red de gas y ser usado como sustituto del gas natural mezclándolo en cualquier proporción.
- Combustible para vehículos.

Por otra parte ya que para la producción de biometano mediante digestión anaerobia puede emplearse una amplia variedad de materias primas, también varían sus características medioambientales, pero son notablemente mejores que en el caso de fuentes fósiles de energía. Además, debería tenerse en cuenta al calcular la sostenibilidad del biometano, la reducción de emisiones debido a la valorización como fertilizante del digestato. Cuando se utilizan digestatos como fertilizantes orgánicos para cultivos y mejora del suelo, se ahorran los costes de producción de fertilizantes minerales y se evitan las emisiones de dicha producción. Pueden ahorrarse

hasta 13 kg CO₂ equivalente por tonelada, cuando los fertilizantes minerales se sustituyen por digestatos.

3.2.1 Producción del biometano

Actualmente el biometano se produce en 15 países europeos y es inyectado en la red de gas natural en la mayoría de ellos.

El biometano producido es casi en su totalidad inyectado en redes de gas natural y utilizado para generar electricidad y calor (CHP), pero se está haciendo cada vez más popular su uso como combustible para transporte: en Suecia el uso de biometano como combustible ya ha superado al CNG (Gas Natural Comprimido) con una participación de mercado del 57%, y en Alemania su participación se duplicó en un solo año (2012) del 6% a más del 15%. (Energía y Medio Ambiente, 2015)

3.2.2 Ventajas del biometano.

El biometano es un combustible comercialmente viable, con la condición de que esté exento de impuestos y/o se le garanticen otros incentivos fiscales: puede apoyarse en las infraestructuras existentes para el gas natural, la tecnología para su depuración está madura y ha sido probada.

El gas verde proporciona varias ventajas en Europa: contribuye a los objetivos climáticos europeos reduciendo las emisiones de CO₂ equivalente mejorando la calidad del aire (sustituyendo a combustibles fósiles se reducen masivamente partículas (<PM10) y emisiones de NOx) anticipándose a la seguridad de suministro e independencia energética europea de terceros (inestables) países.

Además, el uso del digestato como fertilizante cierra el ciclo nutritivo en ecosistemas regionales y evita las emisiones de CO₂ que serían liberadas debido a la producción de fertilizantes minerales.

La producción de biogás y biometano genera además empleos verdes en zonas agrícolas.

Por otra parte, el biometano es el combustible energéticamente más eficiente, siendo ahora ya el primer biocombustible de segunda generación ampliamente disponible. (Ministerio de Agricultura, 2009)

3.2.3 Retos y soluciones

La EBA (European Biogas Association) está especialmente comprometida en la eliminación de los principales inhibidores que impiden el completo desarrollo del biometano: (Energía y Medio Ambiente, 2015)

- **Insuficientes incentivos fiscales:** Los actuales planes nacionales de apoyo establecidos para las energías renovables, tienden a limitarse a la electricidad verde mientras que el gas verde se queda a menudo fuera de dichos sistemas. Además, los regímenes fiscales en Europa deberían ofrecer incentivos para el biometano similares que para los combustibles líquidos (en base a unidades de energía). La futura Directiva sobre Fiscalidad de la Energía, así como los regímenes de ayudas deberían reconocer el importante papel que juega el biometano en la descarbonización del sector de la energía en Europa.
- **Falta de cooperación transfronteriza:** Las diferentes normas técnicas y sistemas de certificación, así como la reticencia de los Estados Miembros para aprovechar los mecanismos de cooperación de la UE (establecidos en la Directiva de Energías Renovables), impiden el desarrollo de un comercio transfronterizo. Dentro del proyecto de la UE, GreenGasGrids, EBA contribuye a la creación de una plataforma para registrar el biometano a nivel nacional que ayude a eliminar las barreras entre fronteras. La UE debería apoyar con todos los medios disponibles la cooperación entre países, lo que además impulsaría el mercado interno de la energía.
- **Falta de una normativa común europea sobre la calidad del gas para acceder a la red de gas:** Todos los países que inyectan biometano en la red han desarrollado normas de calidad nacionales, que, desafortunadamente, difieren considerablemente entre ellas. El grupo de trabajo CEN (Comité Europeo de Normalización) TC408, que recibió el mandato de la Comisión Europea en 2010 y está asesorado por la EBA, está trabajando en el desarrollo de las normas en la UE para la inyección en red y el uso como combustible para vehículos.
- **Insuficiente infraestructura para combustibles CNG/LNG para vehículos:** No es suficiente en la mayor parte de Europa la red de estaciones de servicio de gas ni el número de vehículos propulsados por gas. La EBA da la bienvenida a las medidas introducidas en la Comisión Europea para una energía limpia para el transporte (European Commission's Clean Power for

Transport Package) que tiene como objetivo el fomento de la infraestructura europea del gas.

- Falta de reconocimiento político: A niveles nacionales sólo unos pocos Estados Miembros han establecido objetivos específicos para el biometano. Incluso a nivel Europeo, rara vez se menciona al biometano de forma explícita en documentos políticos o legislativos; habitualmente está incluido en términos de gas natural o biocombustibles e incluso ignorado en modelos de trabajo y evaluaciones de impacto. La falta de reconocimiento político es en gran medida consecuencia del desconocimiento: la EBA, conjuntamente con sus socios, continua constantemente informando a los responsables políticos de la producción y uso del biometano.

4. Marco jurídico

A continuación se exponen las disposiciones legales y documentos estratégicos que pueden afectar de forma directa o indirecta al desarrollo del biogás agroindustrial en España durante el periodo 2011-2020.

Este apartado se ha dividido en los siguientes apartados: legislación sanitaria, legislación medioambiental, cambio climático y reducción de gases de efecto invernadero (GEI), uso del biogás y uso del digestato.

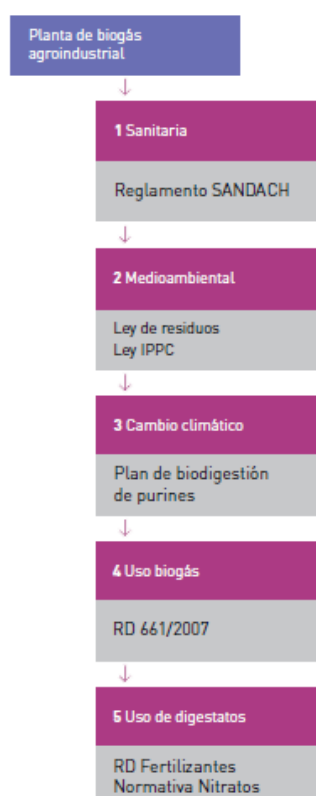


Fig34. Principales aspectos legales y estratégicos relativos al biogás

4.1 Legislación sanitaria

Reglamento SANDACH (CE) 1069/2009

Reglamento (CE) nº 1069/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo y el Reglamento (UE) Nº 142/2011, de la Comisión, constituyen desde el 4 de marzo de 2011 el marco legal comunitario aplicable a los subproductos animales no destinados al consumo humano y los productos derivados de los mismos, (SANDACH), quedando derogado desde esa fecha el Reglamento (CE) 1774/2002.

El Reglamento afecta a subproductos de origen animal que no son destinados al consumo humano por su naturaleza o por decisión del operador (motivos comerciales, defectos, etc.). Se regula su gestión para evitar posibles problemas principalmente para la salud humana y animal, o para el medio ambiente, protegiendo así la cadena alimentaria y animal. Los subproductos se regulan en función de su riesgo en tres categorías (C1, C2, C3), de mayor a menor riesgo. El Reglamento regula los canales de gestión permitidos para cada categoría: tratamientos, sistemas de eliminación, usos permitidos, etc.

Las actividades generadoras de subproductos de origen animal no destinados al consumo humano (SANDACH) pertenecen principalmente a los siguientes sectores: cárnico (mataderos, salas de despiece e industrias de transformación en productos cárnicos), industrias lácteas, industrias de huevos y ovoproductos, sector pesquero (transformación e industrias conserveras), sector apícola (miel y polen), platos preparados (que empleen materias primas de origen animal), hoteles, restauración y catering (HORECA), entre otros.

La definición de “estiércol” incluida en el Reglamento (CE) nº 1069/2009 es: “todo excremento u orina de animal de granja distinto a los peces de piscifactoría, con o sin lecho”. Por tanto, afecta a los estiércoles/camas de ganado bovino, purines de cerdo, y deyecciones de otras especies que se críen en granjas y sean valorizados en plantas de biogás.

Por supuesto, el biogás constituye una de las alternativas de valorización incluidas en el Reglamento para muchos tipos de subproductos. La siguiente tabla muestra las categorías a las que se les permite su valorización en plantas de biogás, los pretratamientos obligatorios (si procede) antes de la digestión anaerobia, así como los usos finales permitidos para los digestatos obtenidos.

Descripción	Procesamiento previo a su transformación en biogás	Usos permitidos para digestatos
SANDACH C1	No puede usarse para la producción de biogás	Eliminación
SANDACH C2	Esterilización a presión y marcado permanente del material	Fertilizantes/Enmiendas
Estiércol, tubo digestivo y su contenido, leche, calostro, huevos y ovoproductos	No requiere procesamiento previo	Fertilizantes/Enmiendas
SANDACH C3	La pasteurización no es obligatoria en todos los casos ¹	Fertilizantes/Enmiendas

Tabla2. Requisitos para las plantas de biogás que procesan SANDACH

El reglamento nº 1069/2009 incorpora los siguientes requisitos adicionales para las plantas de biogás que procesan SANDACH:

- Disponer de autorización concedida por la autoridad competente.
- Equipos e instalaciones: unidad de pasterización de paso obligatorio (si procede), instalaciones de limpieza y desinfección de vehículos y contenedores a la salida, laboratorio propio o externo. En explotaciones ganaderas, separación física de los animales si usan estiércoles de otra explotaciones.
- Condiciones de higiene: almacenamiento adecuado, zona específica para limpieza y desinfección de vehículos y contenedores, transformación sin demora indebida, programas documentados, calibración de equipos, manipulación de digestatos para evitar contaminación cruzada.
- Implantación y mantenimiento de un sistema de análisis de peligros y puntos de control crítico (APPCC).

Desde el punto de vista del explotador, todos estos requisitos constituyen un coste de inversión (equipos e instalaciones de limpieza y desinfección) y de explotación (personal, costes analíticos, productos de desinfección, etc.) que debe tenerse en cuenta en el análisis de viabilidad económica de las plantas de biogás que procesen SANDACH.

En España el **Real Decreto 1528/2012** estableció las condiciones de aplicación de la normativa comunitaria sobre SANDACH. Entre otras medidas, define la distribución de competencias entre diversos departamentos de la Administración General del Estado (AGE) y las comunidades autónomas (CCAA) en relación con los SANDACH, y crea la Comisión Nacional de Subproductos de origen Animal No Destinados Al Consumo Humano como órgano colegiado interministerial y multidisciplinar, entre cuyas funciones figuran el seguimiento y la coordinación de la ejecución de la normativa sobre SANDACH. La Comisión Nacional se reúne como mínimo dos veces al año. Además mantiene un contacto permanente con los diferentes sectores implicados en la gestión de los SANDACH.

Una de las primeras tareas abordadas por la Comisión Nacional fue la realización de un estudio integral sobre la cadena de gestión de estos subproductos, cuyo resultado se refleja en el Libro Blanco de los SANDACH. Las recomendaciones y conclusiones del mismo constituyen a su vez la base del Plan Nacional Integral de los SANDACH, herramienta de gestión que define las líneas estratégicas de actuación para conseguir una aplicación eficaz de la normativa sobre subproductos, garantizando la protección de la salud pública, la sanidad animal y el medio ambiente sin menoscabo de la actividad económica de los sectores implicados. (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011)

4.2 Legislación medioambiental

Directiva marco de residuos. 2008/98/CE

Establece medidas destinadas a proteger el medio ambiente y la salud humana mediante la prevención o la reducción de los impactos adversos de la generación y gestión de los residuos, la reducción de los impactos globales del uso de los recursos y la mejora de la eficacia de dicho uso.

Autorización de “gestor de residuos”:

Uno de los principales requisitos de la Normativa de Residuos y que afecta a las plantas de biogás es la obligación de obtener una autorización como gestor de residuos para desarrollar la actividad de valorización de subproductos SANDACH. En este sentido, la Directiva Marco de Residuos 2008/98/CE (en adelante DMR) clarifica el vínculo que existe con el Reglamento SANDACH 1069/2009, y establece que los subproductos que son valorizados en plantas de biogás NO están excluidos de cumplir la Normativa de Residuos. En concreto, indica que quedan excluidos de la Directiva los:

Subproductos animales, incluidos los productos transformados cubiertos por el Reglamento (CE) nº 1069/2009, excepto los destinados a la incineración, los vertederos o utilizados en una planta de gas o de compostaje.

Por tanto, los promotores de plantas deben obtener la correspondiente autorización ambiental como gestores de residuos, que determinará la cantidad y el tipo de residuos tratados, el método utilizado, así como las operaciones de seguimiento y control.

La DMR presta una especial atención a un tipo determinado de residuos que denomina “biorresiduos”. Por biorresiduos se entiende los residuos biodegradables de jardines y parques, residuos alimenticios y de cocina procedentes de hogares, restaurantes, servicios de restauración colectiva y establecimientos de consumo al por menor, y residuos comparables procedentes de plantas de transformación de alimentos.

Cabe esperar en el desarrollo de la Directiva, un impulso a la recogida separada de los biorresiduos de hogares, del canal HORECA (hoteles, restauración catering, consumo al por menor), y otros similares procedentes de plantas de transformación de alimentos. En concreto la DMR indica que:

Los Estados miembros adoptarán medidas, en la forma conveniente, y con arreglo a los artículos 4 y 13, para impulsar: a) la recogida separada de biorresiduos con vistas al compostaje y la digestión de los mismos; b) el tratamiento de biorresiduos, de tal manera que se logre un alto grado de

protección del medio ambiente; c) el uso de materiales ambientalmente seguros producidos a partir de biorresiduos.

La digestión anaerobia, operación de reciclado de materiales orgánicos biodegradables:

Otra novedad de la DMR es la clarificación de la jerarquía de residuos que marcará las prioridades de la legislación nacional sobre prevención y gestión de residuos. Se ha definido del siguiente modo:

1. PREVENCIÓN > 2. REUTILIZACIÓN > 3. RECICLAJE > 4. VALORIZACIÓN (energética) > 5. ELIMINACIÓN.

De acuerdo con el Anexo II sobre Operaciones de Valorización, al tratamiento realizado en una planta de biogás le correspondería el código R3, y en menor medida el R1.

R 3 Reciclado o recuperación de sustancias orgánicas que no se utilizan como disolventes (incluidos el compostaje y otros procesos de transformación biológica).

R1 Utilización principal como combustible u otro modo de producir energía.

Directiva de vertederos. 99/31/CE:

Las razones para el desvío de los residuos biodegradables de los vertederos hacia la valorización son en primer lugar, evitar los impactos negativos que provoca en el medio ambiente su vertido, y en segundo lugar, valorizar unos residuos que tienen un alto potencial de reciclaje y un posible uso beneficioso en la agricultura o en la mejora de suelos.

Libro verde Gestión Biorresiduos en la UE:

Destaca que la digestión anaerobia es especialmente adecuada como tratamiento de biorresiduos húmedos, incluidas las grasas (por ejemplo, residuos de cocina). Además, señala que gracias al biogás producido se pueden reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), en particular si se utiliza como combustible para el transporte o se inyecta directamente en la red de distribución de gas.

4.3 Cambio climático y reducción de gases de efecto invernadero (GEI)

Protocolo de Kioto

El 11 de diciembre de 1997 los países industrializados se comprometieron, en la ciudad de Kioto, a ejecutar un conjunto de medidas para reducir los gases de efecto invernadero. En concreto del dióxido de carbono (CO₂), gas metano (CH₄) y óxido nitroso (N₂O), además de tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos (HFC), Perfluorocarbonos (PFC) y hexafluoruro de azufre (SF₆).

Los gobiernos signatarios de dichos países pactaron reducir en al menos un 5% en promedio las emisiones contaminantes entre 2008 y 2012, tomando como referencia los niveles de 1990.

La Unión Europea, como agente especialmente activo en la concreción del Protocolo, se comprometió a reducir sus emisiones totales medias durante el periodo 2008-2012 en un 8% respecto de las de 1990.

No obstante, a cada país se le otorgó un margen distinto en función de diversas variables económicas y medioambientales según el principio de «reparto de la carga», de manera que dicho reparto se acordó de la siguiente manera Unión Europea: Alemania (-21%), Austria (-13%), Bélgica (-7,5%), Dinamarca (-21%), Italia (-6,5%), Luxemburgo (-28%), Países Bajos (-6%), Reino Unido (-12,5%), Finlandia (-2,6%), Francia (-1,9%), **España (+15%)**, Grecia (+25%), Irlanda (+13%), Portugal (+27%) y Suecia (+4%). (Pascual, Ruiz, Gómez, Flotats, & Fernández, 2011)

Dictamen del Comité Económico y Social Europeo. Cambio climático y agricultura

Señala la necesidad de generar empleo basado en una agricultura y política agrícola que luchen contra el cambio climático, para ello, destaca la posibilidad de creación de nuevos puestos de trabajo que conlleva la producción de bioenergías. Particularmente, el Comité Consultivo Científico del Ministerio Federal de Agricultura de Alemania espera que los mayores efectos en el empleo y la protección del clima se produzcan cuando se haga hincapié en la producción de bioenergía en centrales térmicas de cogeneración, en instalaciones de calefacción que utilicen las virutas de madera y a partir del biogás procedente del estiércol y los residuos.

Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia. Horizonte 2007-2012-2020.

En el año 2005 las emisiones totales de GEI alcanzaron en España las 440,6 Mt de CO₂-equivalente. Esta cifra supone un 52,2% de aumento respecto a las emisiones del año base, o lo que es lo mismo, casi 37,2 puntos porcentuales de exceso sobre el compromiso adquirido en el Protocolo de Kioto, de 1997.

El Plan Nacional de Asignación (PNA) de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, 2008-2012, aprobado por Real Decreto 1370/2006, persigue que las emisiones globales de GEI en España no superen en más de un 37% las del año base en promedio anual en el período 2008-2012, alcanzándose esta cifra a través de la suma del objetivo Kioto (15%), la cantidad absorbida por los sumideros (2%) y el equivalente adquirido en créditos de carbono procedentes de los mecanismos de flexibilidad del Protocolo de Kioto (20%).

La Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia (Horizonte 2007-2012-2020), la cual define el marco de actuación que deben abordar las Administraciones Públicas en España para asegurar el cumplimiento por nuestro país de sus obligaciones en el Protocolo de Kioto e incluye un Plan de Medidas Urgentes de la Estrategia de Cambio Climático y Energía Limpia (EECCCEL) que contempla más del 65 por ciento de las medidas contenidas en la Estrategia, entrando en acción antes de finales de 2007 y para cada una de las cuales se establece el Ministerio responsable, el plazo y los recursos requeridos y las emisiones de GEI evitadas en el periodo 2008-2012.

A su vez, dicho Plan de Medidas Urgentes recoge el Plan de Biodigestión de Purines. Aplicable tanto en instalaciones con digestores rurales sobre balsas como en instalaciones con digestores industriales en régimen centralizado o para explotaciones individuales, cuyo objeto principal es la reducción de emisiones de GEI en la gestión de purines y, al mismo tiempo, en las zonas vulnerables o con alta concentración ganadera, se facilitará, para el caso de las instalaciones con digestores industriales, la gestión del nitrógeno contenido en el digestato mediante post-tratamientos como por ejemplo separación sólido-líquido, la eliminación o reducción-separación de nitrógeno de los purines.

4.4 Uso del biogás

Certificados verdes y sistemas de precios mínimos (tarifas/primas)

Las políticas europeas que fijan objetivos de generación de energía a partir de fuentes renovables han dado lugar a la aparición de distintos sistemas de incentivos económicos a la producción de electricidad a partir de biogás en los estados miembros. A continuación se muestran dos tipos de apoyo:

a) Certificados verdes:

Es un tipo de apoyo de producción energética, a nivel europeo, mediante fuentes renovables que divide la electricidad producida a partir de fuentes renovables en dos productos, por una parte la energía eléctrica generada y por otra su “calidad verde o el carácter de renovable”. La “calidad verde” se

certifica mediante los “certificados verdes”, los cuales son asignados al productor de electricidad por las autoridades públicas.

Ambos productos, se comercializan de forma separada, la electricidad en el mercado eléctrico, y los certificados en un mercado de certificados separado. El mecanismo de promoción consiste en la obligación de la parte obligada, normalmente el suministrador eléctrico, de demostrar que una cierta cuota (definida por las autoridades públicas) de la electricidad vendida proviene de fuentes renovables. Esto queda demostrado mediante la presentación de “certificados verdes”, los cuales han sido asignados al suministrador por producir energía a partir de fuentes renovables o porque han sido comprados en el mercado de certificados.

Al productor de electricidad a partir de fuentes renovables se le compensa por su más alto coste de producción vía certificado verde. El sistema de promoción de las renovables vía cuota es en esencia el precio del certificado, el cual se destina al productor de energía a partir de fuentes renovables y se añade al precio que obtiene en el mercado eléctrico.

Entre los países que utilizan el certificado verde se encuentran: Bélgica, Reino Unido, Italia (también sistema de tarifa fija), Polonia, Rumanía y Suecia.

b) Sistemas de precios mínimos (tarifas/primas)

Es otro tipo de apoyo a la producción eléctrica que garantiza, durante un período de tiempo determinado, una tarifa fija por energía eléctrica procedente de fuentes renovables e introducida en la red, obliga además a las empresas y a los operadores de la red eléctrica a comprar la electricidad procedente de fuentes renovables. En algunos países como Alemania y España, existe además una retribución complementaria a esta tarifa fija (por ejemplo, en Alemania existe el bono tecnológico por uso del calor, o en España, una mayor prima por venta de la energía eléctrica cuando en la cogeneración se aprovecha el calor). Los factores que se tienen en cuenta para esta prima son el nivel de tensión de entrega de la energía a la red, la contribución a la mejora del medio ambiente, el ahorro de energía primaria, la eficiencia energética y los costes de inversión en que se haya incurrido.

Los países europeos que aplican el sistema de tarifa fija/prima son los siguientes: Austria, Chipre, República Checa, Estonia, Dinamarca, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Eslovaquia, Eslovenia, España, Letonia y Bulgaria.

Directiva de Energías Renovables. 2009/28/CE

La Directiva tiene en cuenta el importante potencial de ahorro en materia de emisiones de gases de efecto invernadero, así como otras ventajas

medioambientales (producción de calor y de electricidad, utilización como biocarburantes), asociadas al aprovechamiento de materias agrarias como el estiércol y los purines u otros residuos de origen animal, para la producción de biogás. Además, señala que como consecuencia de su carácter descentralizado y de la estructura de las inversiones regionales, las instalaciones de biogás pueden aportar una contribución decisiva al desarrollo sostenible en las zonas rurales y ofrecer a los agricultores nuevas posibilidades de ingresos.

Directiva sobre gas natural

Las normas establecidas en esta Directiva en relación al gas natural, también son aplicables al biogás y al gas obtenido a partir de la biomasa. Destaca que los estados miembros deben garantizar un acceso no discriminatorio a la red de gas para el biogás, el obtenido a partir de la biomasa u otros tipos de gas, con la condición de que dicho acceso sea permanentemente compatible con las normas técnicas pertinentes y las exigencias de seguridad.

Plan de Energías Renovables en España.

Real Decreto 413/2014, de 6 de junio por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.

La actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos reviste una importancia fundamental en la consecución de los objetivos de mejora del medio ambiente, seguridad del abastecimiento energético y desarrollo tecnológico e innovación.

Durante los últimos años se ha producido un desarrollo muy importante de las tecnologías de producción de energía eléctrica a partir de estas fuentes, que integraban el anteriormente denominado régimen especial.

Las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración y residuos, reguladas por el Real Decreto

413/2014, de 6 de junio, se clasifican en las siguientes categorías:

Grupo	a.1.3) Cogeneración con biogás y/o biomasa (mínimo 90% de la energía primaria utilizada)				b.7) Instalaciones que utilicen como combustible principal biogás, estiércol y biocombustibles líquidos			
Subgrupo	b.7.2) Biogás generado en digestores				b.7.2) Biogás generado en digestores			
Potencia	P≤500 kW		P>500 kW		P≤500 kW		P>500 kW	
Plazo	Primeros 15 años	A partir de entonces	Primeros 15 años	A partir de entonces	Primeros 15 años	A partir de entonces	Primeros 15 años	A partir de entonces
Tarifa regulada (c€/kWh)	14,4147	7,1803	10,7563	7,2337	14,1141	7,0306	10,4541	7,0306
Prima de referencia (c€/kWh)	11,3753	0	7,0735	0	11,0355	-	6,7241	-
Límite superior (c€/kWh)	-	-	-	-	16,5559	-	11,9121	-
Límite inferior (c€/kWh)	-	-	-	-	13,3376	-	10,3137	-

Tabla3. Resumen de las tarifas actualizadas relativas a la energía eléctrica producida a partir de biogás agroindustrial (según RD 661/2007 y ORDEN ITC/3353/2010, de 29 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2011 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial).

Las instalaciones podrán percibir durante su vida útil regulatoria, adicionalmente a la retribución por la venta de energía valorada a precios de mercado, una retribución específica compuesta por los siguientes términos:

- Un término por unidad de potencia instalada que cubra, cuando proceda, los costes de inversión para cada instalación tipo que no puedan ser repercutidos por la venta de energía en el mercado, al que se denomina retribución a la inversión.
- Un término a la operación que cubra, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos de explotación de la instalación tipo que corresponda, al que se denomina retribución a la operación.

La retribución a la inversión y, en su caso, la retribución a la operación permitirán cubrir los mayores costes de las instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energías renovables, cogeneración de alta eficiencia y residuos, de forma que puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías y puedan obtener una rentabilidad razonable por referencia a la instalación tipo aplicable en cada caso.

Por orden del Ministro de Industria, Energía y Turismo se establecen los parámetros retributivos, entre ellos la retribución a la inversión y a la operación,

para cada una de las instalaciones tipo que se determinan en función de su tecnología, sistema eléctrico, potencia, antigüedad, etc.

Real Decreto 1955/2000 sobre conexión y acceso a la red de distribución.

Dicho decreto regula las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Regula la conexión y el acceso a la red así como la distribución de la energía eléctrica. Esta regulación se aplica también a los sistemas que generan electricidad eléctrica a partir de fuentes renovables.

4.5 Uso del digestato.

Reglamento SANDACH nº 1069/2009

Refleja los parámetros en el producto final y digestatos de plantas de biogás que utilizan como sustratos subproductos de origen animal. Los residuos de fermentación procedentes de la transformación en biogás (digestato) pueden introducirse en el mercado y utilizarse como abonos y enmiendas del suelo de origen orgánico.

Producto	Requerimiento/Parámetro de producto
Estiércol transformado para su puesta en el mercado	Tratamiento térmico: mínimo 70 °C - 60 minutos o equivalente
	Tratamiento reducción de la presencia de bacterias esporuladas y toxígenas
	Almacenamiento tras transformación en silos cerrados y aislados o en bolsas de plástico o sacos bien cerrados, de modo que se minimice su contaminación o infección secundaria así como la humedad
Estiércol transformado para su puesta en el mercado (durante o inmediatamente después del tratamiento en la planta de biogás)	<i>Escherichia coli</i> : n = 5; c = 5; m = 0; M = 1.000 en 1 g
	<i>Enterococcaceae</i> : n = 5; c = 5; m = 0; M = 1.000 en 1 g
Estiércol transformado para su puesta en el mercado (durante o en el momento salida del almacén)	<i>Salmonella</i> : ausencia en 5 muestras de 25 g cada una (n = 5; c = 0; m = 0; M = 0)

Tabla4. Condiciones aplicables al estiércol, el estiércol transformado y los productos a base de estiércol transformado en el caso de su puesta en el mercado.

El digestato que no cumpla estos requisitos debe ser considerado como “no procesado” y no puede ser puesto en el mercado.

Directiva de Nitratos.

Directiva 91/676/CE, tiene por objeto proteger las aguas comunitarias contra los nitratos de origen agrario, que son la causa principal de la contaminación de las aguas desde fuentes difusas. Establece las cantidades máximas de nitrógeno aplicables por hectárea y año en el caso de zonas clasificadas como vulnerables, y se regula la aplicación tanto de fertilizantes orgánicos como inorgánicos.

Directiva de residuos

Directiva 2008/98/CE, en la que se pide a la Comisión Europea que examine la pertinencia de establecer requisitos mínimos para la gestión de biorresiduos y criterios de calidad para el compost y el digestato procedentes de biorresiduos.

Reglamento sobre agricultura ecológica

a) Reglamento CEE nº 2092/91

Entre los fertilizantes y enmiendas del suelo, se encuentra el grupo “residuos domésticos compostados o fermentados”. Entre los requisitos se encuentran: producto obtenido a partir de residuos domésticos separados en función de su origen sometido a un proceso de compostaje o a una fermentación anaeróbica para la producción de biogás, únicamente residuos domésticos vegetales y animales, únicamente cuando se produzcan en un sistema de recogida cerrado y vigilado, concentraciones máximas de metales pesados (cadmio, cobre, níquel, plomo, zinc, mercurio, cromo total, cromo VI), entre otras.

Para poder certificar el compost a partir de digestato y posteriormente poder utilizarlo en agricultura ecológica, se debe seguir el procedimiento especificado por la entidad de acreditación utilizada. En cualquier caso se debe completar un expediente que incluye una serie de documentos (registro de fertilizantes o documentación que acredita la autorización de gestión de residuos ganaderos, protocolo de fabricación detallado de los productos, analíticas iniciales según el referencial, certificados de proveedor y garantía de origen de las materias primas) y posteriormente realizar una auditoría in situ.

b) Real Decreto 1089/2010, normas de ordenación explotaciones porcinas en España.

Real Decreto 1089/2010, de 3 de septiembre, por el que se establecen normas básicas de ordenación de las explotaciones porcinas.

Su Artículo 5-1-B indica que la gestión de los estiércoles de las explotaciones porcinas podrá realizarse mediante la utilización de cualquiera de los siguientes procedimientos:

1. Valorización como abono órgano-mineral.
2. Tratamiento de estiércoles mediante compostaje, secado artificial y otros.
3. Eliminación de estiércoles mediante vertido.
4. Entrega a centros de gestión de estiércoles.

Para la utilización directa de los purines la normativa establece requisitos tales como disponer de balsas de estiércol con unas determinadas características, respetar en la distribución de estiércol sobre el terreno determinadas distancias mínimas o acreditar ante el órgano competente de la comunidad autónoma, que disponen de superficie agrícola suficiente, propia o concertada, para la utilización de los estiércoles como fertilizantes. (BESEL S.A; Departamento de Energía, 2007).

5. Estudio de alternativas para la generación de energía eléctrica a partir de biogás FORSU.

A continuación se va a llevar a cabo un estudio de viabilidad de una planta de tratamiento de residuos sólidos urbanos que ha decidido producir su propia electricidad a partir del tratamiento de materia orgánica para producir biogás.

5.1 Objetivo del estudio

El objetivo de esta parte del trabajo es el de obtener resultados reales de los ahorros y ventajas de producir biogás. Se tratará de analizar de aquí en adelante los pros y contras de esta técnica de producción de electricidad y se enfocará dicho estudio sobre todo en el aspecto económico ya que no debemos olvidarnos que las plantas de tratamiento de residuos no dejan de ser empresas y como en todas estas de lo que se trata es de minimizar costes e incrementar los beneficios.

Se estudiarán a continuación distintos casos o supuestos de compra o producción de la electricidad que consume la planta. Se tomará el proyecto como una planta que inicia ahora su autoabastecimiento mediante la técnica del biogás y se tomará un tiempo de vida del proyecto de 15 años. Es importante como se verá a continuación considerar este plazo de tiempo ya que influye en las diferentes ventajas o incentivos que proporciona el estado de cara a proyectos de I+D así como rebajas favorecidas por parte de las productoras de electricidad.

También se tendrá en cuenta de cara al análisis financiero que realiza el programa que calcula la amortización del capital inicial en un plazo y con unos gastos y rentabilidad esperada establecidos previamente.

El punto de partida del estudio será el planteamiento del caso real de la planta de tratamiento de RSU de Ávila y los resultados obtenidos con este estudio serán de utilidad para la empresa a la hora de abordar nuevas inversiones, etc...

5.2 Planta de tratamiento de RSU de Ávila

5.2.1 Descripción de la empresa

El centro de tratamiento de residuos de Ávila es una empresa cuya explotación está a cargo de Urbaser.

Urbaser es la cabecera del área de medio ambiente dentro del grupo empresarial ACS, actividades de construcción y servicios, la cual es referencia mundial en las actividades de infraestructuras, servicios industriales, energía y medioambientales.

Urbaser es una empresa dedicada al desarrollo de actividades de:

- limpieza viaria
- recogida R.S.U.
- tratamiento, reciclaje y valorización energética
- gestión energética integral
- gestión de zonas verdes
- gestión integral del ciclo del agua

Urbaser cubre toda la cadena de valor en la prestación de estos servicios, desde el diseño y realización del proyecto hasta la financiación y ejecución del mismo con un equipo profesional altamente cualificado.

La prolongada experiencia de URBASER en el mercado español, tanto en tratamiento de residuos como de servicios urbanos, junto con su compromiso con la innovación tecnológica le ha llevado a reforzar su posición en el mercado europeo durante los últimos años, especialmente en Francia y Reino Unido, así como consolidar sus actividades en Latinoamérica y norte de África, destacando como objetivo para los próximos años su desarrollo en Norte América.

El grupo URBASER dedica gran esfuerzo al área I+D+i con el objetivo de seguir distinguiéndose por el nivel tecnológico de sus soluciones, así como por su apoyo a la sostenibilidad urbana de sus clientes. Destaca la fuerte inversión en la creación del Centro de Innovación Tecnológica para el Tratamiento de los Residuos "Alfonso Maillo", único y pionero en España desde cuyo laboratorio se estudia la implantación de las últimas tecnologías en dicho campo. (URBASER, 2016)

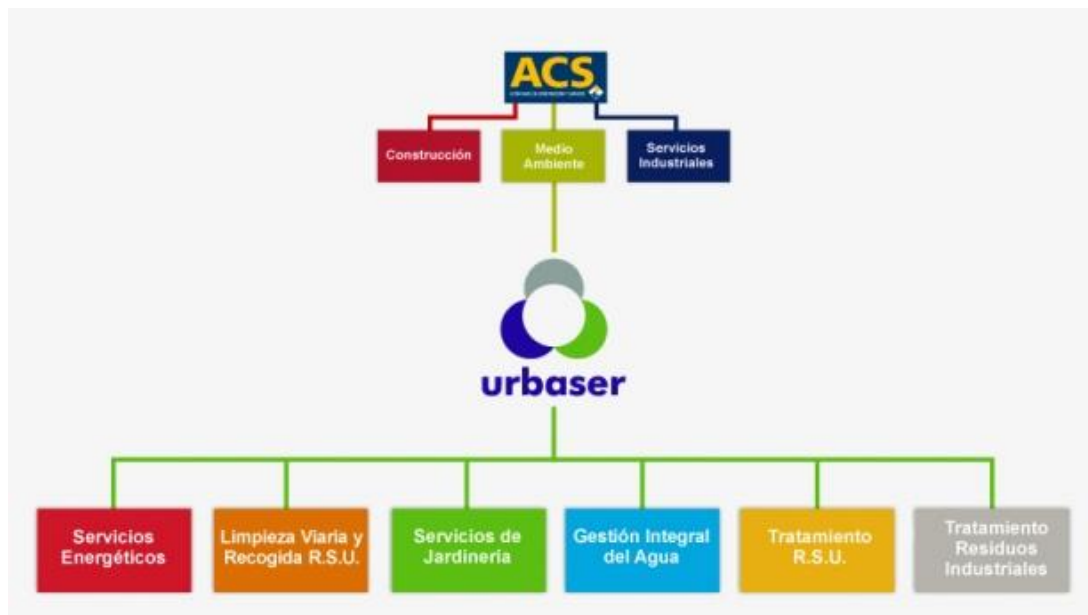


Fig35. Tareas desarrolladas por Urbaser

El centro de Tratamiento de Residuos (CTR) de Ávila, ubicado en el anejo de Urraca-Miguel lleva en funcionamiento 15 años y ha tratado unas 700000 toneladas de residuos procedentes de unos 220 municipios de la provincia. Dicha planta es la “más adelantada” de Castilla y León ya que cuenta con la tecnología más avanzada y las instalaciones más eficientes que se están poniendo en práctica en la actualidad en otras centrales, por separado. En 2014 se llevó a cabo una modernización del centro actual con una inversión cercana a los diez millones de euros. Dicha inversión ha permitido aumentar su capacidad de acogida de residuos o estar preparada, incluso, para la extracción de biogás. La inversión permitirá aumentar el porcentaje de producto reciclado y su calidad, además de minimizar el impacto medioambiental y aumentar la vida útil de las instalaciones en, al menos, dos décadas. (EFEverde, 2014)

5.2.2 Descripción del proceso de producción de biogás en la planta

El biogás obtenido de materias primas renovables y desechos orgánicos permite la creación de energía eléctrica con la ventaja de poder ser almacenado y producirse de forma variable.

El principio de operación básico es relativamente simple, las materias primas renovables procedentes de granjas, de eyecciones de animales y desechos de industria agropecuaria así como toda la materia orgánica obtenida tras el proceso de separación y valorización de residuos sólidos urbanos pueden ser utilizadas como materiales de entrada.

Si se emplean residuos industriales como subproductos de la industria alimentaria, se deben pasteurizar primero, esto supone calentar la materia a más de 70°C durante al menos una hora con la finalidad de eliminar las bacterias.

Una cinta transportadora, mediante un tornillo sinfín, lleva la materia orgánica hasta un tanque mezclador. Dicho tanque tiene en su base un sistema de pesado el cual pesa de forma precisa la mezcla, lo cual asegura un control del sustrato a cada momento en el interior del tanque.

Por medio de un agitador en el interior del tanque, los materiales se mezclan de tal manera que se obtiene un sustrato homogéneo. Cuando el proceso de agitación ha concluido el sustrato se bombea al fermentador. Antes de mandarlo al digestor pasa por un filtro cortador en el cual se elimina cualquier impureza que pudiera afectar al proceso.

La fermentación se produce en un digestor herméticamente sellado lo cual asegura una atmosfera sin oxígeno. Las bacterias descomponen los productos insertados y como resultado de este proceso surge el biogás. El tiempo de procesado de las materias primas es de unos 60-70 días y la fermentación se da en rango mesofílico entre 35 y 38 °C.

La principal ventaja de este proceso por encima de otras es el bajo coste energético en comparación con la alta eficiencia lograda.

El fermentador dispone de un eje anexo mediante el cual se realiza la recirculación. Esta acción se realiza por desbordamiento bombeando el sustrato de nuevo al tanque mezclador para volver a iniciar el proceso. Con este método la entrada líquida se puede volver a utilizar para humedecer la mezcla. Dentro del digestor hay un sistema de calefacción por medio de tuberías de acero inoxidable que se encarga de mantener la temperatura del digestor constante.

En el digestor también hay unos agitadores regulables en altura que propician el movimiento del sustrato y la difusión del calor dentro del tanque.

La formación de los gases es un proceso complejo y sensible. El punto de partida de la formación de gas son los componentes orgánicos contenidos en los sustratos como por ejemplo las grasas y los hidratos de carbono que son digeridos por bacterias de diferentes tipos. Al removerlo continuamente las partículas de gas ascienden lentamente y está compuesto de aproximadamente un 60% de metano, un 38% de dióxido de carbono y en menor cantidad vapor de agua, nitrógeno y ácido sulfhídrico.

El vapor de agua y el ácido sulfhídrico resultan problemáticos para el posterior empleo del gas por lo que deben extraerse.

En un pozo de condensado se elimina el vapor de agua contenido en la corriente gaseosa y esta posteriormente es lavada del ácido sulfhídrico agresivo en un desulfurador. En el desulfurador con la ayuda del aire introducido se pueden asentar cultivos de bacterias en las cadenas de estos depósitos las cuales descomponen el ácido sulfhídrico en azufre y agua inofensivos. Posteriormente el biogás se transporta a un gasómetro en el cual se almacena.

El gasómetro de doble membrana con su forma de $\frac{3}{4}$ de esfera, es un depósito de gas externo, para altas presiones y capacidad de almacenamiento.

El gasómetro de doble membrana está compuesto por una membrana exterior, así como por una membrana interior y una membrana de fondo que constituyen el espacio de almacenamiento para el biogás. Una soplante de apoyo, transporta permanente aire, con una ligera sobrepresión en el área entre la membrana externa y la membrana interna del gasómetro.

La configuración del gasómetro ofrece una soplante de diseño único y alta eficiencia, con una línea de presión constante y alta seguridad de operación. Hecho que permite que la presión operativa del gasómetro de doble membrana, se mantenga independiente del suministro de la red de gas.

Mediante el suministro del aire de apoyo, la membrana exterior del gasómetro, conserva su forma. Esto permite que resistan las cargas externas de viento o de nieve. Al mismo tiempo, se ejerce una ligera sobrepresión sobre la membrana interior. Dicha presión se define como presión operativa del gasómetro de doble membrana y permite el suministro del gas almacenado a las instalaciones.

La medición del nivel de llenado o del volumen de biogás almacenado en el gasómetro, se lleva a cabo bien, mediante un sistema de medición con ultrasonido o a través de la medición por longitud. La membrana interior con su diseño único, garantiza una señal de medición óptima. De esta manera, se cuenta con las bases para una operativa del gasómetro, altamente eficiente en términos económicos.

Las tres membranas, están sujetas a la bancada mediante un sólido anillo de anclaje, de forma permanente y hermética. Una válvula de seguridad de accionamiento hidráulica, asegura que el gasómetro no sufra ningún daño, en caso de que de forma excepcional, haya una sobrepresión de biogás.

Si dicho gasómetro se llenase en algún momento se activaría la válvula de seguridad y se quemaría en una antorcha ya que el vertido directo a la atmósfera de este gas es nocivo para el medio ambiente.

Por último el biogás almacenado en el gasómetro se conduce mediante una serie de tuberías hacia un motor de combustión, motor a pistones, en el cual se quema dicho gas para lograr la obtención de energía.

Esta energía se lleva a un generador para la producción de energía eléctrica. Por otra parte una instalación de biogás de las características del centro de tratamiento de residuos de Ávila precisa una dedicación diaria de entre 3 y 5 horas.

Para minimizar el tiempo de dedicación es especialmente recomendable el uso de una técnica de medición y regulación efectiva. De esta forma el operador puede intervenir inmediatamente en los procesos de la instalación de biogás en caso necesario. De esta forma se puede por ejemplo activar o desactivar los agitadores, los niveles de llenado de los depósitos pueden controlarse y se puede controlar también los dispositivos de alimentación de sustancias sólidas. Los avisos de fallos como por ejemplo las costosas paradas de la planta se pueden enviar al ordenador de servicio de tal manera que se garantiza una rápida reacción en caso de accidentes imprevistos

La instalación de biogás produce además de electricidad un fertilizante de alta calidad ya que los nutrientes del sustrato se conservan y son más aptos para las plantas ya que la fluidez del estiércol líquido y su contenido en amonio se incrementan durante la fermentación. Los malos olores del estiércol líquido y de los residuos también se han eliminado ya que se han descompuesto los ácidos orgánicos. (Bioconstruct, 2015)

5.3 Información proporcionada por la planta para el análisis

A continuación se presentan los datos de consumo proporcionados por el centro de tratamiento de residuos de Urraca-Miguel (Ávila).

- Energía generada: 2.100.000 kWh
- Energía vendida: 700.000 kWh
- Consumo total de la planta: 2.500.000 kWh
- Autoconsumo: 1.400.000 kWh
- Energía comprada: 1.100.000 kWh.

De estos datos observamos que con la producción de biogás que tienen en la planta no llegan a autoabastecerse debido a que necesitarían 400.000 kWh a mayores de los que generan ahora.

Otra conclusión interesante es que esa electricidad generada mediante biogás, un tercio es vendida en vez de ser empleada para autoabastecerse y así conseguir que la cantidad o el gasto de compra de electricidad disminuyan. Todas estas conclusiones sobre la compra o autoabastecimiento de electricidad se expondrán a lo largo de todo el estudio y se realizarán distintos supuestos hasta encontrar el máximo beneficio para la planta.

La planta utiliza una tarifa aplicada para comprar energía 6.1 para potencias contratadas mayores de 450 kW según RD 900/2015, de 9 de octubre.

Si bien los datos económicos no han sido proporcionados por el centro, ya que en este aspecto está su ventaja competitiva, y prefieren no desvelar ningún dato por miedo a que en un futuro el proporcionar esa información se pueda volver en su contra.

El cálculo exacto del coste de comprar o vender electricidad es complejo debido a que una planta con unos consumos de estas características reciben ofertas especiales y a medida por parte de las comercializadoras de electricidad.

El método por el cual el gobierno, mediante el RD correspondiente, dice que debe tarificarse el consumo eléctrico se divide en diferentes grupos (tarifas de acceso) en función de alta (AT) o baja tensión (BT) y de la potencia. Además hay diferentes periodos en función del mes y la hora del día.

La tarifa consiste, como se ve en el documento del BOE-A-2015-10927, en un precio estipulado para cada uno de los períodos. Cuenta con un total de 6 períodos.

Como se observa en la Fig36, según la franja horaria del día y el mes del año en el que nos encontremos, el período y por tanto el precio de compra de electricidad va variando.

Así tendremos un precio distinto de compra de electricidad en función de la hora del día en la que nos encontremos.

Para simplificar el cálculo de la factura eléctrica tendremos en cuenta dos costes. Por un lado consideraremos el precio por kWh consumidos en cada periodo y por otro tendremos un coste de potencia, cuyo precio también es función del periodo en el que nos encontremos.

Alternativas para generación de energía eléctrica a partir de biogás

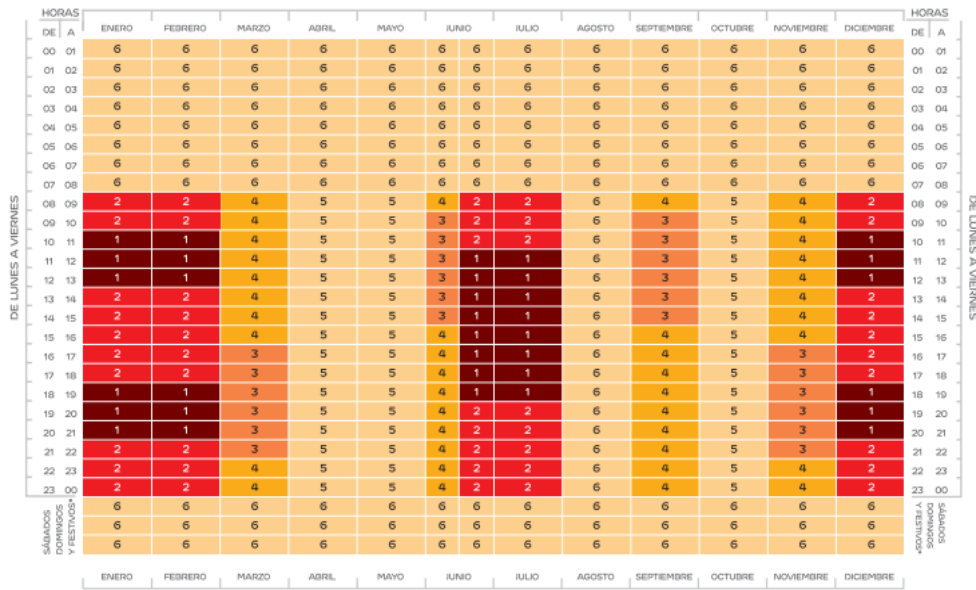


Fig36. Periodos tarifarios del RD 900/2015, de 9 de octubre.

En la tabla5 se puede observar el precio de compra de electricidad, tanto por kWh como por la potencia consumida: (Escalada, 2013)

Precios del término de potencia tarifa de acceso 6.1A (€/KW año)

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	39,139427	19,586654	14,334178	14,334178	14,334178	6,540177

Precios del término de energía tarifa de acceso 6.1A (€/KWh)

Tarifa	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
6.1A	0,026674	0,019921	0,010615	0,005283	0,003411	0,002137

Tabla5. Precios de los términos de potencia y energía correspondientes a la tarifa de acceso 6.1

El periodo 1 se corresponde con el más caro y el 6 el más barato.

Por otra parte, en el documento del BOE anterior también se refleja que el autoabastecerse energéticamente conlleva un coste.

Dicho coste consta de tres términos fundamentalmente. Por un lado tenemos un cargo fijo por kW dependiendo de la potencia contratada. (RD 900/2015, 2015)

Alternativas para generación de energía eléctrica a partir de biogás

NT	Peaje de acceso	Cargo fijo (€/kW)					
		Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
BT	2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	8,989169					
	2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	15,390453					
	3.0 A (Pc > 15 kW)	32,174358	6,403250	14,266872			
AT	3.1 A (1 kV a 36 kV)	36,608828	7,559262	5,081433	0,000000	0,000000	0,000000
	6.1A (1 kV a 30 kV)	22,648982	8,176720	9,919358	11,994595	14,279706	4,929022
	6.1B (30 kV a 36 kV)	16,747077	5,223211	7,757881	9,833118	12,118229	3,942819
	6.2 (36 kV a 72,5 kV)	9,451587	1,683097	4,477931	6,402663	8,074908	2,477812
	6.3 (72,5 kV a 145 kV)	9,551883	2,731715	3,994851	5,520499	6,894902	1,946805
	6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	3,123313	0,000000	1,811664	3,511473	4,991205	1,007911

Tabla6. Cargo fijo asociado a la potencia contratada

Por otra parte tendremos dos cargos transitorios, el primero es función de la energía autoconsumida en los diferentes periodos, y el segundo es un componente de cargo variable asociado a los costes del sistema

ii) A partir del 1 de enero de 2016:

Peaje de acceso	Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,049033					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,063141	0,008907				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,063913	0,009405	0,008767			
2.1 A (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,060728					
2.1 DHA (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074079	0,018282				
2.1 DHS (10 < Pc ≤ 15 kW)	0,074851	0,021301	0,014025			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,029399	0,019334	0,011155			
3.1A(1 kV a 36 kV)	0,022656	0,015100	0,014197			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,018849	0,016196	0,011534	0,012518	0,013267	0,008879
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,018849	0,013890	0,010981	0,011905	0,012871	0,008627
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,020138	0,016194	0,011691	0,011696	0,011996	0,008395
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,022498	0,017414	0,012319	0,011824	0,011953	0,008426
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,018849	0,013138	0,010981	0,011104	0,011537	0,008252

Tabla7. Cargo transitorio por energía autoconsumida

Peaje de acceso	Componente de cargo variable (€/kWh) asociado a los costes del sistema					
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4	Periodo 5	Periodo 6
2.0 A (Pc ≤ 10 kW)	0,033367					
2.0 DHA (Pc ≤ 10 kW)	0,047227	0,000000				
2.0 DHS (Pc ≤ 10 kW)	0,047999	0,000000	0,000144			
2.1 A (10< Pc ≤ 15 kW)	0,045062	0,000000				
2.1 DHA (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058165	0,009375				
2.1 DHS (10< Pc ≤ 15 kW)	0,058936	0,011896	0,005402			
3.0 A (Pc > 15 kW)	0,007116	0,004244	0,003569			
3.1 A (1 kV a 36 kV)	0,003807	0,001496	0,006713			
6.1A (1 kV a 30 kV)	0,000000	0,003466	0,000554	0,002411	0,003160	0,001395
6.1B (30 kV a 36 kV)	0,000000	0,001159	0,000000	0,001798	0,002764	0,001142
6.2 (36 kV a 72,5 kV)	0,001288	0,003464	0,000711	0,001589	0,001889	0,000910
6.3 (72,5 kV a 145 kV)	0,003648	0,004684	0,001338	0,001717	0,001846	0,000941
6.4 (Mayor o igual a 145 kV)	0,000000	0,000408	0,000000	0,000997	0,001430	0,000768

Tabla8. Cargo variable asociado a los costes del sistema

Por otra parte la planta produce electricidad mediante la inyección del biogás producido en un motor a pistones con las características que se detallan a continuación. La planta tiene previsto un funcionamiento para este motor de alrededor de las 4000 horas anuales.

Con las cantidades de materia orgánica tratadas por la planta obtenemos una producción de biogás que se sitúa en torno a 1.000.000 Nm³ anuales.

Para dicha producción de biogás y esa cantidad de horas anuales nos sale un caudal de gas en el motor que se corresponde con el funcionamiento de este a plena carga. Más adelante se detallarán estos cálculos.

Otro factor importante a la hora de estimar los costes de la producción de electricidad es el mantenimiento del motor. La planta nos proporciona un coste de entre 7.5 y 9 € /MWh producido.

El motor a pistones utilizado en la planta es de la marca Jenbacher y corresponde con el modelo JMC 212 GS-B.L.

5.4 Descripción del software de estudio

Para llevar a cabo el estudio de viabilidad se va a utilizar un software gratuito desarrollado por el gobierno de Canadá.

El software de gestión de energías limpias RETScreen (generalmente abreviado como RETScreen) es un paquete de programas de energías limpias que incluye RETScreen 4 y RETScreen Plus. El software se ofrece en 36 lenguas diferentes incluyendo el idioma Español.

RETScreen 4 fue diseñado para analizar proyectos de energías limpias. El software está basado en Excel y ayuda a los responsables de la toma de decisiones a determinar la viabilidad financiera y técnica de sus proyectos de energía renovable, así como de proyectos de eficiencia energética y cogeneración (obtención simultánea de energía eléctrica y de energía térmica útil).

Los proyectos de generación de energía convencionales también pueden ser diseñados y comparados a soluciones con energías limpias. Los usuarios de RETScreen realizan un ciclo de análisis que incluye cinco etapas: de energía, de costos, de reducción de emisiones, financiero y de conflictos/riesgos.

RETScreen Plus es un software de administración basado en Windows que permite a los responsables de proyectos verificar de manera continua el rendimiento energético de sus instalaciones. (Government of Canada, 2016)

5.5 Estudio económico de la planta

En este apartado se realizarán una serie de supuestos como se ha indicado anteriormente y se tratará de encontrar un punto óptimo entre energía comprada y autoabastecimiento para lograr el máximo beneficio de la planta.

A la hora de realizar el estudio económico de la planta autoabasteciéndose con la electricidad generada a partir del biogás será necesario tener en cuenta la inversión inicial en equipos y maquinaria.

En primer lugar realizaremos el cálculo del coste en consumo eléctrico que tendría la planta en el caso de no contar con el sistema de producción de electricidad mediante biogás.

5.5.1 Estudio económico de una planta sin producción de biogás

En este apartado consideraremos los costes de la tarifa proporcionada por la planta que como se dijo anteriormente es la 6.1A.

En este apartado calcularemos la factura eléctrica de la planta basándonos en los costes asociados a la tarifa 6.1A anteriormente citados. El coste, como hemos visto antes, estará formado por un lado por el precio de la energía y por otro por el cargo asociado a la potencia consumida en cada periodo.

Hemos de decir que la factura eléctrica está formada por otra serie de cargos a parte de los anteriores como son el precio de la energía, el cual va variando en función del mercado, un término de potencia reactiva y un impuesto sobre la electricidad, si bien asumiremos la simplificación anterior debido a que estos costes en comparación con los primeros representan un porcentaje mínimo. También realizaremos una serie de suposiciones en cuanto a consumos de potencia dependiendo del horario en el que nos encontremos debido a que en periodo 6, es decir, por la noche y fines de semana asumiremos que la potencia consumida por la planta es mucho menor que durante su actividad diaria.

También supondremos que durante el día la planta consume siempre la máxima potencia que tal y como nos han dicho en la planta es de 650 kW.

En cuanto a la energía consumida en kWh, al igual que decíamos con la potencia, se ha asumido un consumo mayor para las horas diarias que para las nocturnas. Dicho consumo de energía se ha calculado dividiendo el consumo total que nos proporcionó la planta entre los días del año y las 24 horas que tiene un día y a partir de ahí tomar un valor menor para las horas nocturnas y fines de semana ya que en ese espacio de tiempo la planta va a consumir

menos energía y asumir un consumo mayor para las horas diarias en las cuales el funcionamiento de la planta es normal.

En primer lugar se ha hecho una tabla en la que se muestran las horas diarias correspondientes a cada período dependiendo del mes en el que nos encontremos.

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	6	6	0	0	0	0	8	8	0	0	0	6
P2	10	10	0	0	0	0	8	8	0	0	0	10
P3	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	6
P4	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	10
P5	0	0	0	16	16	0	0	0	0	0	16	0
P6	8	8	8	8	8	8	8	8	24	8	8	8

Tabla9. Horas diarias correspondientes a cada periodo y mes.

Posteriormente en la tabla 10 se han contabilizado los días que corresponden a días laborables y los que corresponden a días festivos durante todo el año debido a que en los días festivos la electricidad es más barata al pertenecer al periodo 6.

	EN	FE	MA	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NO	DIC
P1	42	42	0	0	0	0	31	59	0	0	0	46
P2	70	70	0	0	0	0	31	59	0	0	0	77
P3	0	0	48	0	0	23	0	0	0	46	0	46
P4	0	0	80	0	0	38	0	0	0	77	0	77
P5	0	0	0	117	123	0	0	0	0	0	117	0
P6	102	84	89	91	93	44	44	97	172	87	98	87
kWh totales= 2506000												

Tabla10. MWh correspondientes a cada periodo

En periodo 6 se han contabilizado los kWh consumidos durante los días laborables y festivos.

Como observamos en la tabla hemos conseguido un consumo anual similar a esos 2500 MWh proporcionados por la planta.

Posteriormente se han sumado los kWh totales correspondientes a cada periodo con el fin de calcular su coste.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
MWh	219.8	306.6	163.8	273	358.4	1185
€/kWh	0.026674	0.019921	0.010615	0.005283	0.003411	0.002137
COSTE	5862	6107	1738	1442	1222	2532
TOTAL=18906€						

Tabla11. Cálculo del coste energético total

Si multiplicamos ambas filas y sumamos los resultados nos da el coste de la energía total, que tal como se ve en la tabla corresponde con 18906.57€.

A continuación hay que calcular el coste fijo asociado a la potencia consumida en cada periodo.

Al igual que en el apartado anterior se va a asumir que se consume siempre la potencia contratada en todos los períodos salvo en periodo 6 durante el cual asumiremos que se consumen 300 kW. El cálculo es sencillo y consiste en multiplicar los 650 kW contratados por el coste en €/kW asociado a cada periodo.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/kW	39.139427	19.586654	14.334178	14.334178	14.334178	6.540177
COSTE	25440.6	12731.3	9317.2	9317.2	9317.2	1962
TOTAL= 68085€						

Tabla12. Coste potencia asociado a los cargos fijos

Este cálculo da un total anual de 68085.65€ .

Si sumamos ambos costes nos da un coste eléctrico en la factura anual que se corresponde con 86992€.

En dicha factura tenemos que aplicar el IVA correspondiente del 21% por lo que la factura total anual ascendería a 105260,586€.

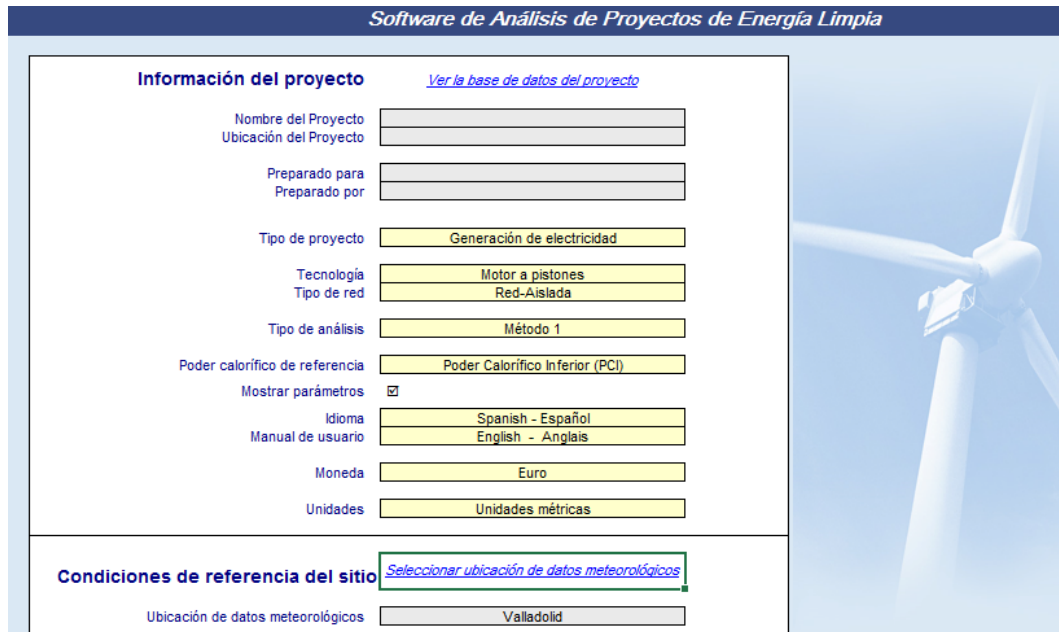
5.5.2 Estudio económico de una instalación con autoconsumo y venta de biogás

En este apartado se va a realizar el estudio de la instalación de biogás de la planta con los datos que nos han proporcionado de generación, venta, autoabastecimiento y consumo de electricidad.

Analizaremos la rentabilidad de este tipo de instalación mediante la consideración de una inversión inicial en equipos aproximada y tendremos en cuenta también los costes asociados a la instalación como pueden ser mantenimiento del motor, coste de un operario así como incentivos y donaciones por parte del estado de las cuales este tipo de instalación de producción eléctrica proveniente de fuentes renovables puede verse beneficiada.

En dicho estudio se tendrán en cuenta una serie de consideraciones sobre las horas a las cuales funciona el motor y las horas a las cuales consumimos electricidad buscando siempre la máxima rentabilidad de la explotación.

En primer lugar vamos a mostrar los resultados que proporciona el programa de estudio, RETScreen, descrito anteriormente para esta instalación y estos datos.



The screenshot shows the 'Software de Análisis de Proyectos de Energía Limpia' interface. It features a form for entering project details and site reference conditions. The form is divided into two main sections: 'Información del proyecto' and 'Condiciones de referencia del sitio'. The 'Información del proyecto' section includes fields for project name, location, preparer, project type (selected as 'Generación de electricidad'), technology (selected as 'Motor a pistones'), grid type (selected as 'Red-Aislada'), analysis method (selected as 'Método 1'), reference calorific value (selected as 'Poder Calorífico Inferior (PCI)'), language (selected as 'Spanish - Español'), and units (selected as 'Unidades métricas'). The 'Condiciones de referencia del sitio' section includes a field for the meteorological data location (selected as 'Valladolid'). A background image of a wind turbine is visible on the right side of the interface.

Información del proyecto	
Nombre del Proyecto	
Ubicación del Proyecto	
Preparado para	
Preparado por	
Tipo de proyecto	Generación de electricidad
Tecnología	Motor a pistones
Tipo de red	Red-Aislada
Tipo de análisis	Método 1
Poder calorífico de referencia	Poder Calorífico Inferior (PCI)
Mostrar parámetros	<input checked="" type="checkbox"/>
Idioma	Spanish - Español
Manual de usuario	English - Anglais
Moneda	Euro
Unidades	Unidades métricas

Condiciones de referencia del sitio	
Ubicación de datos meteorológicos	Valladolid

Fig37. Página de inicio de RETScreen

En primer lugar al abrir el programa nos encontramos con la página de inicio en la que aparece la información de proyecto y debemos rellenar una serie de datos como son el nombre y ubicación del proyecto así como por quién es realizado y a quién va dirigido.

A continuación debemos indicar qué tipo de proyecto queremos realizar entre las opciones que proporciona el programa y en nuestro caso hemos seleccionado “Generación de electricidad”.

Después nos encontramos las casillas de tecnología y tipo de red. Tal como nos han dicho en la planta, utilizan un motor a pistones y en red seleccionaremos red aislada.

En nuestro caso hemos cambiado las unidades monetarias a euros y por último en la parte inferior aparecen las condiciones de referencia del sitio, es decir, los datos meteorológicos de la ubicación donde queremos realizar el estudio del proyecto y seleccionaremos Valladolid que tiene un clima similar al de Ávila ya que esta última no aparece en la base de datos.

Posteriormente a esta hoja que no tiene mayor complicación nos encontramos con la hoja del Modelo de energía.

Sistema eléctrico de potencia del caso propuesto			
Tecnología	Motor a pistones		
Disponibilidad	h	4.455	50,9%
Método de selección de combustible	Un sólo combustible		
Tipo de combustible	Biogas		
Precio del combustible	€/m³	0,000	
Motor a pistones			
Capacidad de generación eléctrica	kW	486	
Electricidad exportada a la red	MWh	2.165	
Fabricante	JENBACHER		
Modelo	JMC 2122 GS-BL		
Rendimiento calórico	kJ/kWh	38	1 unidad(es)
Combustible requerido	GJ/h	0,0	
Tarifa de exportación de electricidad	€/MWh	0,00	

Fig38. Página del modelo de energía de RETScreen

Esta hoja es la más compleja a rellenar en el programa ya que se deben tener bastante claros los datos que queremos obtener y que los que estemos introduciendo, aunque no siempre los conozcamos con exactitud, tengan sentido.

En primer lugar debemos seleccionar las horas anuales durante las cuales va a funcionar el motor a pistones.

En nuestro caso vamos a suponer, para intentar aproximarnos lo máximo posible a los datos proporcionados por la planta, que este funciona 4455 horas anuales lo cual corresponde a un 50.9% de las horas totales como refleja RETScreen.

Vamos a suponer que nuestro motor funciona durante el día y que las horas en las que vamos a demandar electricidad externa sean las del periodo nocturno, es decir, el periodo 6 ya que siempre será lo más barato.

El motor funcionará de 6 de la mañana a 12 de la noche todos los días salvo los fines de semana y festivos y se comprará electricidad de 12 de la noche a 6 de la mañana todos los días y durante las 24 horas los días festivos y fines de semana en los cuales el motor no está funcionando.

Ajustaremos también el trabajo del motor durante el mes de agosto, el cual es todo periodo 6, a 9 horas diarias. Compraremos por tanto las 15 horas del día restantes.

Tras decidir el uso que le daremos al motor seguimos rellenando la hoja de RETScreen y seleccionaremos un solo combustible y este será biogás y su coste será gratuito ya que lo producimos nosotros.

A continuación nos pide la potencia del motor y con la información que nos ha proporcionado la planta esta corresponde a 486 kW.

En principio el motor tiene una potencia nominal de 511 kW pero debido a los resultados obtenidos en la planta nunca se llegaba a alcanzar esa potencia nominal y decidieron solicitar incluirse dentro del registro de instalaciones de régimen especial para potencias inferiores a 500kW con el objetivo de ser incluida en la clasificación b.7.2.

Posteriormente a la potencia introducimos la marca y el modelo del motor y el programa nos da un resultado de los MWh anuales generados por el motor y se trata de 2165 MWh que se aproxima bastante a esos 2100 MWh proporcionados por la planta.

En tarifa de exportación de electricidad seleccionaremos 0 debido a que el programa considera que toda esa energía generada se vende y no es así ya que nosotros solo queremos vender una tercera parte. Ese beneficio obtenido por venta de electricidad lo consideraremos en el estudio financiero.

A continuación el programa ofrece un apartado de análisis de emisiones.

Análisis de Emisiones					
Caso base del sistema eléctrico (Línea de base)		Factor emisión de GEI (excl. T y D) tCO ₂ /MWh	Pérdidas T y D %	Factor emisión de GEI tCO ₂ /MWh	
Pais - Región	Tipo de				
Spain	Gas natural	0,358		0,358	
Electricidad exportada a la red	MWh	2.165	Pérdidas T y D	0,0%	
Emisiones GEI					
Caso base	tCO ₂	774,3			
Caso propuesto	tCO ₂	0,2			
Reducción anual bruta de emisiones GEI	tCO ₂	774,2			
Derechos de transacción por créditos GEI	%				
Reducción de emisiones GEI anual neta	tCO ₂	774,2	es equivalente a	142	Autos y camiones livianos no utilizados
Renta por reducción de GEI					
Tasa crédito reducción de GEI	€/tCO ₂	9,70			

Fig39. Análisis de emisiones de RETScreen

Este apartado tiene importancia debido a que existe una prima proporcionada por el estado por tonelada de CO₂ reducida.

Simplemente tenemos que seleccionar el país en el que nos encontramos y seleccionar gas natural que es lo más parecido al biogás que proporciona la base de datos del programa.

El dato a rellenar más delicado es el del precio por tonelada reducida y en el caso de España este se encuentra en torno a los 9.7€. (EFEverde, 2014)

El programa hace una comparación en este apartado para esos MWh generados provenientes de una fuente renovable y se corresponde con eliminar las emisiones de CO₂ producidas por 142 automóviles o camiones.

A continuación el programa ofrece una ventana de análisis financiero lo cual es el objetivo del trabajo y por tanto la más interesante y a donde queremos llegar. En este análisis el programa nos solicita una serie de datos económicos los cuales no conocemos con exactitud pero buscando en diversas fuentes y ajustando a nuestro volumen de producción de la planta podemos tomar un valor aproximado.

Análisis Financiero		
Parámetros financieros		
Tasa de inflación	%	2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año	20
Relación de deuda	%	100%
Tasa de interés de la deuda	%	3,00%
Duración de deuda	año	15
Costos iniciales		
Sistema eléctrico de potencia	€	0
Otro	€	2.400.000
Costos iniciales totales	€	2.400.000
Incentivos y donaciones	€	1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda		
Costo de O y M (ahorros)	€	-75.812
Costo de combustible - caso propuesto	€	0
Pagos de la deuda - 15 años	€	201.040
Costos anuales totales	€	125.228
Ahorros y renta anuales		
Costo de combustible - caso base	€	0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€	7.509
Total renta y ahorros anuales	€	7.509
Viabilidad financiera		
TIR antes de impuestos - capital	%	positivo
TIR antes - impuestos - activos	%	-12,0%
Pago simple de retorno del capital	año	14,4
Repago - capital	año	inmediato

Gráfico de flujo de caja acumulado

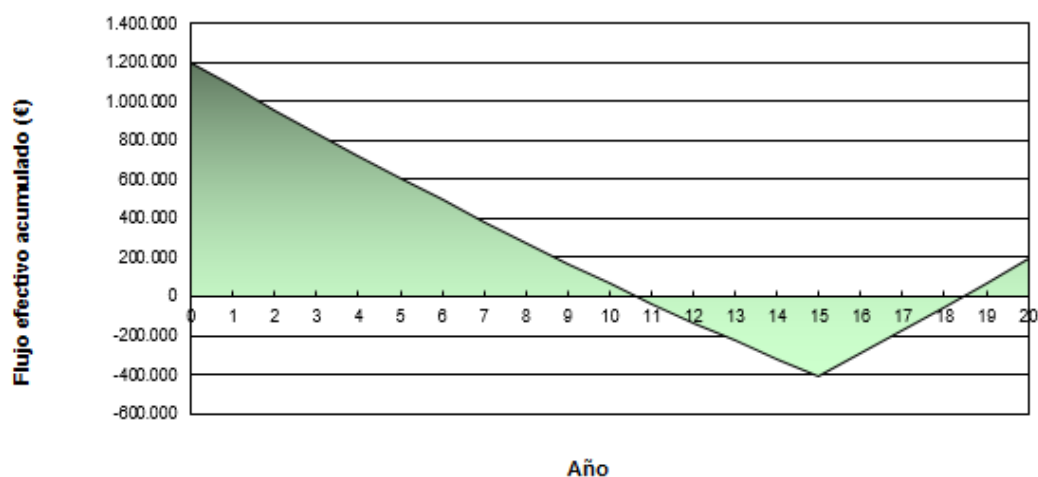


Fig40. Análisis financiero de RETScreen

En primer lugar daremos unas nociones básicas de los resultados que aparecen en la parte inferior de dicha hoja, proporcionados con los cálculos realizados por el programa.

Lo calculado por el programa son los parámetros de análisis de rentabilidad de inversiones.

En primer lugar definiremos el VAN como el valor actualizado neto de una inversión I

$$VAN = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+r)^n} \quad (1)$$

Con Q_n =flujo de caja en el año n (ingresos – gastos). “ r ” es el interés con el que se compara si el capital se pusiera a renta fija durante N años.

El VAN debe ser positivo:

- TIR- Valor de r para el que se obtendría $VAN=0$
- Tiempo de retorno de la inversión: año en que el flujo de caja acumulado pasa de negativo a positivo.

Una vez que nos hemos puesto en situación procedemos a rellenar las casillas de dicha página.

En primer lugar nos piden la tasa de inflación la cual se define de la siguiente manera: La inflación, en economía, es el aumento generalizado y sostenido de los precios de los bienes y servicios existentes en el mercado durante un período de tiempo, generalmente un año. Cuando el nivel general de precios sube, con cada unidad de moneda se adquieren menos bienes y servicios. Es decir, que la inflación refleja la disminución del poder adquisitivo de la moneda: una pérdida del valor real del medio interno de intercambio y unidad de medida de una economía.

En la página de Urbaser, empresa que gestiona la planta, encontramos empezaron a trabajar con biogás en el año 2003. (URBASER, 2016)

Buscando en internet encontramos una tasa de inflación para ese año 2003 de 2.604%. (Global Rates, 2003)

A continuación nos piden el tiempo de vida del proyecto el cual estableceremos en 15 años. Este número de años no se ha elegido al azar y tiene su sentido en que nosotros vamos a suponer que arrancamos la explotación de cero y durante los primeros 15 años de funcionamiento existe una prima mayor por venta de electricidad.

También es el período habitual de la concesión pública de explotación de la planta ya que las explotaciones de vertederos se sacan a concurso público y

son las diferentes empresas explotadoras las que ofrecen sus datos y ventajas competitivas para que les sean adjudicadas.

A continuación el programa nos solicita el porcentaje de relación de deuda la cual se sitúa en el 100% ya que suponemos que no se adelanta dinero ni se dispone de capital inicial. A continuación desglosaremos esta deuda inicial. Posteriormente a esto se nos pide el interés de deuda que tenemos y sin conocer un valor exacto lo situamos en torno al 3%.

La duración de la deuda lo tomaremos en 15 años que es el periodo que hemos establecido de duración del proyecto y en dicho plazo se supone que debemos amortizar la inversión inicial.

A continuación debemos rellenar la casilla de costos iniciales la cual estableceremos, comparando con otras plantas de un volumen de tratamiento de residuos y producción eléctrica similares, en 2.400.000€ . (Flotats, 2011) Supondremos que el estado proporciona una subvención de I+D de alrededor del 50% de la inversión inicial por tanto asumimos que recibimos 1.200.000€ .

A continuación observamos el apartado mas complejo que es el correspondiente al de costos anuales/ pagos de deuda.

En este apartado intervienen muchos factores ya que debemos considerar entre otras cosas el beneficio obtenido por venta de electricidad, el coste que debemos asumir por autoabastecernos, el coste de mantenimiento del motor y el coste que nos supone comprar la electricidad restante requerida para el funcionamiento de la planta.

En la tabla 13 podemos ver en su parte superior que es similar a la que utilizamos anteriormente para el cálculo del coste de la electricidad que consumiamos durante todo el año.

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
HORAS P6	6	6	6	6	6	6	6	15	6	6	6	6
DIAS LAB	20	20	23	21	22	11	11	21	23	22	22	22
DIAS FEST	11	8	8	9	9	4	4	10	8	8	10	8
MWh fest	66	48	48	54	54	24	24	60	48	48	60	48
MWh P6	93	75	79	82	83	38	38	88	125	77	88	77
P6	102	84	89	92	93	44	44	97	172	87	97	87
kWh totales de compra=1032225												

Tabla13. Cálculo de los kWh comprados durante el año

En este caso solo nos interesan las horas relativas al periodo 6 ya que es en este horario durante el cual vamos a comprar electricidad. Hemos seleccionado 6 horas diarias en periodo 6 de las 8 totales debido a que solo vamos a comprar electricidad como hemos dicho antes de 12 de la noche a 6 de la mañana.

Repitiendo el proceso descrito en el anterior cálculo obtenemos un consumo eléctrico anual de 1.032.225 kWh comprando todos los días laborables en esa franja horaria y los fines de semana y festivos durante todo el día, es decir, compramos durante las horas que no tenemos funcionando el motor. Para obtener dicho resultado hemos considerado un consumo de electricidad menor durante la noche que durante el día, cuando nos autoabastecemos, como veremos a continuación.

A continuación realizamos el cálculo del coste de dicha electricidad en periodo 6 y obtenemos un coste de 2205€ .

Seguidamente calculamos el coste de la potencia asumiendo que consumimos 300 kW durante la noche en periodo 6 y obtenemos un coste de 1962€.

	P6
MWh	1032.225
COSTE €/kWh	0.002137
TOTAL	2205€

Tabla14. Coste energético nocturno.

	P6
Potencia contratada	300 kW
COSTE €/kW y año	6.540177
TOTAL	1962 €

Tabla15. Coste potencia nocturno.

El total del coste que nos supone comprar electricidad externamente sería la suma de ambos costes lo que da un total anual de 4167€ .

Ahora teniendo en cuenta la tarifa con la que trabajamos que es la 6.1 realizamos los cálculos de los costes que nos supone autoabastecernos.

En primer lugar recordar que tenemos que considerar tres cargos y estos son cargos fijos asociados a la potencia consumida en los distintos periodos, el coste asociado al sistema y el coste transitorio. Estos dos últimos en €/kWh y variando en los diferentes periodos.

El cargo fijo resulta de consumir 650 kW en todos los periodos, al igual que hicimos en el supuesto del apartado anterior, ya que suponemos que tenemos mayor consumo de potencia.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/KW	22.64898	8.17672	9.91935	11.99459	14.27970	4.92902
COSTE	14721	5314	6447	7796	9281	500
TOTAL= 43562€						

Tabla16. Cálculo del coste de la potencia asociado a los cargos fijos

En la tabla17 en la cual vemos las horas diarias correspondientes a cada periodo rellenaremos con el numero de horas que vienen asociadas a cada periodo en la tabla del RD 900/2015 pero en periodo 6 debemos considerar 2 horas ya que es de 6 a 8 de la mañana cuando nos autoabastecemos.

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	6	6	0	0	0	0	8	8	0	0	0	6
P2	10	10	0	0	0	0	8	8	0	0	0	10
P3	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	6
P4	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	10
P5	0	0	0	16	16	0	0	0	0	0	16	0
P6	2	2	2	2	2	2	2	2	9	2	2	2

Tabla17. Horas de autoabastecimiento correspondientes a cada periodo

Los dias laborables siguen siendo los mismos y en dias festivos consideraremos cero en este apartado debido a que en los dias festivos compramos electricidad.

Suponemos un consumo de kWh uniforme a lo largo de todo el año y durante el periodo que nos autoabastecemos, al ser durante el día, sera mayor que por la noche.

Hacemos el mismo proceso descrito en el primer apartado y obtenemos los kWh correspondientes a cada periodo.

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	42	42	0	0	0	0	30	58	0	0	0	46
P2	70	70	0	0	0	0	30	58	0	0	0	77
P3	0	0	48	0	0	23	0	0	0	46	0	46
P4	0	0	80	0	0	38	0	0	0	77	0	77
P5	0	0	0	117	123	0	0	0	0	0	117	0
P6	9	9	10	9	9	5	5	9	46	10	9	10
kWh totales= 1473775												

Tabla18. MWh autoabastecidos en cada periodo

Si sumamos el total de los kWh autoabastecidos nos da 1474375 kWh.

Calculamos el coste de esa electricidad para los kWh consumidos en cada periodo teniendo en cuenta el cargo del coste transitorio y el coste asociado al sistema y obtenemos un coste total anual de 67246€ .

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0	0.003466	0.000554	0.002411	0.003160	0.001395

Tabla19. Coste transitorio

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0.018849	0.016196	0.011534	0.012518	0.013267	0.008879

Tabla20. Coste asociado al sistema

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
MWh	219.8	306.6	163.8	273	358.4	152.775
COSTE	4143	6028	1980	4075	5887	1569
TOTAL=23684€						

Tabla21. Coste energético de autoabastecimiento

Si sumamos ambos costes, el de potencia y el de energía, autoabastecidas nos da un total de 67246€.

A continuación debemos considerar el coste de mantenimiento del motor que tomaremos en 9€ /MWh generado lo que hace un total para la producción citada de 2165 Mwh de 19485€ .Dicho dato de mantenimiento del motor nos fue proporcionado por la empresa como ya indicamos anteriormente.

Posteriormente unicamente nos queda considerar el beneficio que obtenemos por la venta de electricidad que según nos dijeron vendemos alrededor de 700000 kWh. En nuestro caso hemos sumado los kWh generados anualmente y los totales que compramos y a esto le restamos el consumo de 2500 MWh. El resultado es el excedente de electricidad que tenemos y que por tanto vendemos y en este caso es de alrededor de 700.000 kWh.

A la hora de vender electricidad hemos de tener en cuenta todo lo dispuesto en el Real Decreto RD 661/2007, el cual permite a las instalaciones de biogás que retribuyan su producción eléctrica, o bien, según los precios que determina el mercado libre de la electricidad más una prima, o bien, a tarifa fija regulada. En el primer caso se les aplicará el sistema Cap&Floor donde se limitarán los ingresos máximos y se asegurarán unos mínimos, y en el segundo caso se percibirá por la producción un precio fijo que anualmente se actualizará con la inflación.

En nuestro estudio vamos a considerar esa tarifa regular según la cual vamos a percibir siempre un precio constante. (AE3000, 2011)

	Plantas de potencia inferior a 500 kW	Plantas de potencia superior a 500 kW
Regular	Primeros 15 años: 13.9533 c€/kWh A partir de los 15 años: 6.9505 c€/kWh	Primeros 15 años: 10.3350 c€/kWh A partir de los 15 años: 6.9505 c€/kWh
Prima	Primeros 15 años: 109098 c€/kWh	Primeros 15 años: 6.6475 c€/kWh

Tabla22. Incentivo recibido por producción de electricidad a partir de biogás en función de la potencia de la planta.

En este caso la instalación que estamos tratando esta dentro del régimen de plantas de potencia inferior a 500 kW como ya comentabamos anteriormente. Durante los primeros 15 años de explotación el precio que nos pagan por kWh es de 0.139533€.

kWh excedente	691225
Precio primeros 15 años (€/kWh)	0.139533
Ganancia	96448.69793€

Tabla23. Ganancia anual obtenida por venta de electricidad.

Vamos a comparar también esa ganancia con la que obtendríamos a partir de los 15 años de explotación de la planta. A partir de ese tiempo el precio que obtenemos por venta de electricidad es de 0.069505 y nos daría una ganancia total de 48000€.

A continuación vamos a calcular el beneficio que obtenemos con la instalación de biogás.

Si sumamos los costes eléctricos, tanto de compra como de autoabastecimiento, y los aplicamos el IVA correspondiente del 21% nos da un coste eléctrico total de 86411€.

Como gasto de mano de obra vamos a suponer el salario de un operario que rondaría los 20000€ anuales.

A la ganancia que obtenemos por esa venta de electricidad le tenemos que sumar también el dinero que nos ahorramos en la factura que sería la cantidad del primer supuesto ya que es algo que al tener la explotación de biogás dejamos de pagar.

Sumando la ganancia por la venta y ese ahorro en la factura y descontando el total de los costes nos da un beneficio anual de 75812€.

Este dato es el que introducimos en el programa con signo negativo ya que es beneficio y el programa nos pide el coste.

Por último el programa considera el dinero que obtenemos por venta de CO₂ que es de 7509€ .

El programa da como conclusión una viabilidad al proyecto positiva y tardamos en amortizar la inversión 14.4 años.

Asumiendo ese nivel de gastos de inversión y beneficio obtenido por venta de electricidad nos da como resultado que amortizaríamos la inversión en prácticamente el periodo de concesión de las gestión de la planta y a partir de esos 14.4 años el beneficio será mayor ya que no tenemos que asumir el pago de la deuda, si bien, el precio al que vendemos la electricidad se reduce a la mitad como veíamos anteriormente.

Una vez que hemos hecho el análisis financiero podemos pasar a la hoja “herramientas” de Ret Screen y ahí tendremos múltiples opciones como las que se muestran a continuación.

Herramientas RETScreen - Proyecto de generación eléctrica

Selección - opciones

Combustible encendido
 Biogas
 Propiedades de cobertura de edificios
 Artefactos y equipos
 Tarifa de electricidad mensual
 Tarifa de electricidad - tiempo de uso
 Equivalencia GEI

Intercambiador de calor de suelo
 Rendimiento calórico
 Poder calorífico y precio del combustible
 Método de estimación de costos por fórmulas para hidro
 Gas de relleno sanitario (biogas)
 Conversión de unidades
 Combustible definido por el usuario

Combustible definido por el usuario - gas
 Combustible definido por el usuario - sólido
 Agua y vapor
 Bombeo de agua
 Propiedades de la ventana
 Personalizado1
 Personalizado2

Biogas

Unidad	Peso promedio	Cantidad	Material seco -		Factor de producción de biogas m ³ /kg	Producción de biogas - anual m ³	Contenido de metano %
	por unidad kg		Material seco %	sólidos volátiles %			
Desechos biológicos municipales	7.007.853	1	57,5%	60,0%	0,38	906.641	62%
Ensilaje de maíz	10.000	1	27,5%	90,0%	0,58	1.423	53%
Centeno	10.000	1	32,5%	95,0%	0,62	1.899	55%
Cerdo	65.300	1	7,0%	100,0%	0,69	65.460	68%
Definido por el usuario						0	
Definido por el usuario						0	
Total		4				975.423	62%

Fig41. Página de herramientas de RetScreen

En nuestro caso hemos seleccionado biogás y dentro de este apartado podemos seleccionar la procedencia de los diferentes residuos a partir de los que obtenemos biogás.

En primer lugar y mayoritariamente hemos seleccionado desechos biológicos municipales alrededor de 7000 toneladas anuales.

También hemos seleccionado ensilaje de maíz, centeno y cerdo, es decir, purines.

Como vemos en la parte derecha de la página el programa nos da un porcentaje de la composición de dichos residuos así como el factor de producción de biogás de cada uno de ellos.

Lo mas interesante de esta página es el dato de la producción anual de biogas que tenemos con estas cantidades seleccionadas ya que diviendo dicho dato entre las horas que funciona el motor nos va a proporcionar el caudal de gas al cual trabaja este último para saber su régimen de trabajo fijandonos en su ficha técnica.

975423/4455=219 m³ es el caudal resultante.

Si ahora nos vamos a los regímenes de trabajo del motor teniendo en cuenta los diferentes caudales vemos que este trabaja a plena carga.

Datos referidos a:	Plena carga	Carga parcial	
		75%	50%
Caudal de gas (Nm ³ /h)	219	169	119

Tabla24. Caudal de gas del motor en función de la potencia de trabajo

Este dato de plena carga lo necesitamos para comprobar que efectivamente el motor trabaja a esos 486 kW de potencia con los que hemos realizado los cálculos.

Dentro de la hoja de herramientas del programa también hemos seleccionado un apartado que nos permite analizar la composición porcentual del combustible. La siguiente hoja nos permite especificar la composición final del biogás depurado (sin agua, H₂S y otros compuestos corrosivos).

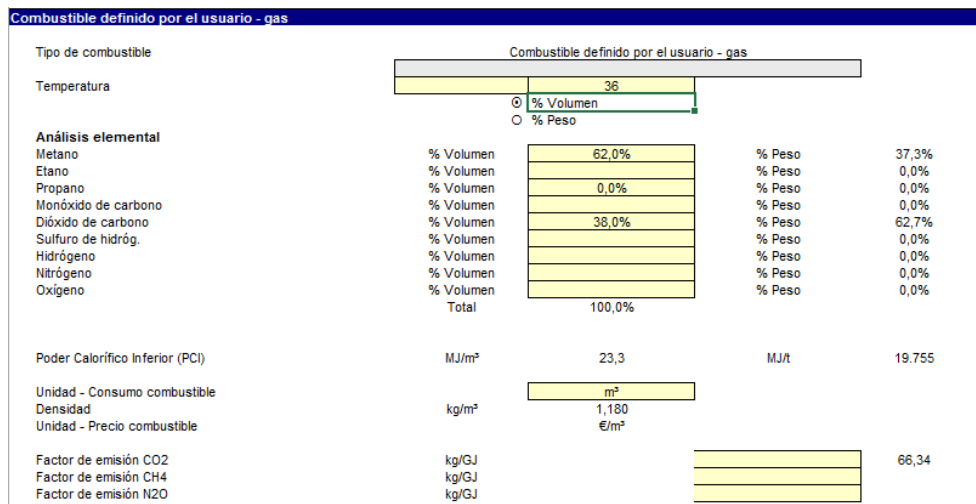


Fig42. Análisis elemental del biogás obtenido en RetScreen

Observamos del apartado anterior que ese biogas producido a partir de dichos residuos tiene un contenido en metano de un 62%. El 38 % restante por tanto será CO₂.

En esta página hemos seleccionado también la temperatura a la que el gas se encuentra en el digester que es de aproximadamente 36°C.

Dicha página nos es útil para conocer propiedades del combustible como pueden ser la densidad y sobretodo y mas importante el Poder Calorífico Inferior que es de 23.3 MJ/m³.

5.5.3 Estudio económico de una instalación de biogas para autoabastecimiento

En este caso haremos una suposición del beneficio y rentabilidad que obtendríamos si en vez de vender parte de la electricidad que generamos, autoconsumieramos todo, es decir, 2100 MW y compramos 400MW para cubrir la demanda eléctrica total de la planta.

Supondremos en este caso que el motor trabaja las mismas horas que en el apartado anterior. Se autoabastecen 24 horas al día durante todos los días.

En este supuesto me autoabastecería electricamente 2 dias festivos al mes y compraría electricidad el resto de días festivos anuales.

El motor sigue funcionando el mismo número de horas, 4455, y para autoabastecerme almaceno el biogas producido en el gasómetro e introduzco al motor la cantidad necesaria para lograr esa producción uniforme de electricidad diaria.

Lo obtenido por Ret Screen es similar al apartado segundo de este punto que ya hemos detallado anteriormente. Simplemente varía el análisis financiero ya que ahora los gastos y ahorros anuales cambian debido a que no obtenemos el beneficio proveniente de la venta de electricidad pero también pagamos menos consumo ya que solo compramos 400 MWh.

Al igual que en los apartados anteriores se ha realizado una hoja excel similar para sacar un coste aproximado de la factura que nos supone trabajar en estas condiciones.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
P6	54	36	36	42	42	12	12	48	36	36	48	36	42
KWh totales=480000													

Tabla25. MWh comprados en periodo 6 en función del mes.

En la imagen vemos los kWh totales comprados en periodo 6 y en los dias citados anteriormente.

El proceso de trabajo es identico al del apartado anterior con la excepción que ahora no vendemos electricidad y compramos como se ve en la tabla alrededor de 480MW.

Por tanto debemos calcular el coste asociado a esos 480MWh comprados en periodo 6.

Por un lado el coste energético resultante de multiplicar esos MWh por su precio en periodo 6 daría un total de 1025€.

Por otra parte debemos calcular el coste de la potencia consumida en periodo 6 multiplicando 300 kW ,que como decíamos anteriormente hemos asumido que consumimos en periodo nocturno o en periodo de no actividad de la planta, por el precio asociado a dicho periodo lo que nos da un total de 1962€.

El total de MWh autoabastecidos con este régimen de trabajo lo tenemos en la hoja también y estaría alrededor de esos 2100 MWh.

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	42	42	0	0	0	0	30	58	0	0	0	46
P2	70	70	0	0	0	0	30	58	0	0	0	77
P3	0	0	48	0	0	23	0	0	0	46	0	46
P4	0	0	80	0	0	38	0	0	0	77	0	77
P5	0	0	0	117	123	0	0	0	0	117	0	0
P6	48	48	53	49	51	31	31	49	136	51	49	51

Tabla26. MWh autoabastecidos en cada periodo.

Si calculamos el coste eléctrico de ese autoabastecimiento de la misma manera que en el apartado anterior, es decir, calculando por una parte el coste que tienen esos kWh y por otra la potencia que consumimos nos da un coste de autoabastecimiento total de 77140€. A dicho coste de autoabastecimiento tenemos que sumarle el coste eléctrico que nos supone comprar la electricidad demandada a mayores y al total debemos aplicarle el IVA del 21% por tanto nos daría un coste eléctrico total de 93339€.

Si a ese dato le sumamos el coste de mano de obra y el coste asociado al mantenimiento del motor y descontamos ese ahorro en la factura anual del primer apartado nos da unas pérdidas de 27564€.

En este caso no obtenemos beneficio por la venta de electricidad ya que toda la electricidad que producimos la empleamos para autoabastecernos.

Análisis Financiero			
Parámetros financieros			
Tasa de inflación	%		2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año		20
Relación de deuda	%		100%
Tasa de interés de la deuda	%		3,00%
Duración de deuda	año		15
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	€		0
Otro	€		2.400.000
Costos iniciales totales	€		2.400.000
Incentivos y donaciones	€		1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)	€		27.584
Costo de combustible - caso propuesto	€		0
Pagos de la deuda - 15 años	€		201.040
Costos anuales totales	€		228.624
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base	€		0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€		7.509
Total renta y ahorros anuales	€		7.509
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		17,9%
TIR antes - impuestos - activos	%		negativo
Pago simple de retorno del capital	año		-59,8
Repago - capital	año		inmediato

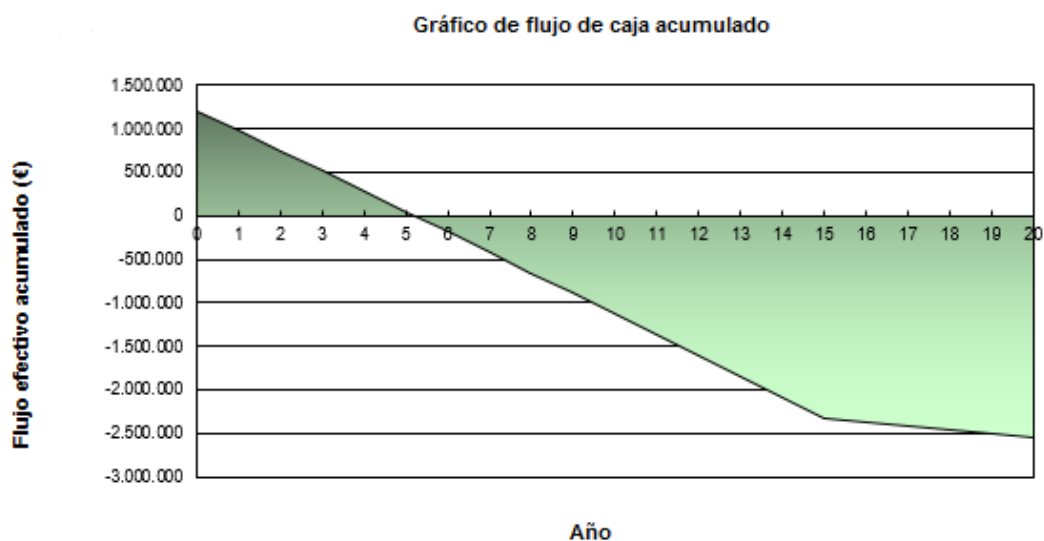


Fig43. Análisis financiero de RetScreen.

Como vemos Ret Screen nos da una conclusión similar suponiendo esas pérdidas. Tiene una tasa de rentabilidad negativa y nunca llega a amortizarse ya que en ningún momento obtenemos beneficio.

5.6 Supuestos para obtener el máximo beneficio con una instalación de biogás.

En este apartado se va a tratar de buscar un punto de máximo beneficio en la instalación jugando con dos variables, la compra y la venta de electricidad producida.

Todo el proceso de cálculo de la factura eléctrica será similar al del segundo apartado en el que manejábamos los datos proporcionados por la planta con los cuales comprábamos y vendíamos electricidad según la hora del día en la que nos encontrásemos para cubrir esos datos energéticos.

5.6.1 Supuesto 1.

En este caso vamos a suponer que solo compramos electricidad los fines de semana, que es cuando esta es más barata.

Asumiendo este supuesto nos da un total de alrededor de 600000 kWh comprados.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
P6	66	48	48	54	54	24	24	60	48	48	60	48	54
TOTAL kWh=636000													
Precio (€/kWh) P6							0.002137						
COSTE TOTAL							1359.132€						

Tabla27. Coste energético de compra

	P6
Potencia contratada	300 kW
COSTE €/kW y año	6.540177
TOTAL	1962.0531€

Tabla28. Coste potencia nocturno

Los cálculos son idénticos a los de los anteriores apartados, calculando por una parte el coste energético aplicando el precio de compra asociado al periodo 6 y por otra la potencia consumida en dicho periodo que como ya se dijo anteriormente hemos asumido que es inferior a la contratada por la planta debido a que en dicho periodo la actividad de la planta también lo es.

A continuación debemos calcular el coste que nos supone autoabastecernos. Para cubrir la demanda de electricidad anual de 2500 MWh debemos autoabastecernos de casi 1900 MWh, teniendo en cuenta que ya hemos comprado 600 MWh.

Para calcular el coste de autoabastecimiento preparamos una tabla similar a la de los casos anteriores:

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	6	6	0	0	0	0	8	8	0	0	0	6
P2	10	10	0	0	0	0	8	8	0	0	0	10
P3	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	6
P4	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	10
P5	0	0	0	16	16	0	0	0	0	16	0	0
P6	8	8	8	8	8	8	8	8	24	8	8	8
kWh autoabastecidos= 1870600												

Tabla29. Horas autoabastecidas en función del mes y el periodo

Como vemos en la tabla nos autoabastecemos todos los días laborables durante todo el día.

Si calculamos los kWh autoabastecidos en cada periodo nos da un resultado como el siguiente:

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0	0.003466	0.000554	0.002411	0.003160	0.001395

Tabla30. Coste transitorio

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0.018849	0.016196	0.011534	0.012518	0.013267	0.008879

Tabla31. Coste asociado al sistema

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
MWh	219.8	306.6	163.8	273	358.4	549
COSTE	4143	6028	1980	4075	5887	5640
TOTAL=27754€						

Tabla32. Coste energético de autoabastecimiento asociado a los costes variables

A dicho coste debemos sumarle el coste de la potencia:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/kW	22.648982	8.176720	9.919358	11.994595	14.279706	4.929022
COSTE	14721	5314	6447	7796	9281	1478
TOTAL= 45041€						

Tabla33. Cálculo del coste de la potencia asociado a los cargos fijos

El coste anual total de autoabastecimiento asciende por tanto a un total de 73000€.

A continuación si sumamos el coste de autoabastecimiento y el coste eléctrico de compra y aplicamos el IVA nos da una factura total de 92000€.

Por otra parte en este caso calculamos el excedente eléctrico que tenemos y por dicho excedente, aplicando el precio de venta, nos da una ganancia de 41000€.

kWh excedente	295000
Precio primeros 15 años (€/kWh)	0.139533
Ganancia	41162.235€

Tabla34. Ganancia obtenida por venta de electricidad.

Calculando el beneficio, es decir, sumando el coste eléctrico total, el coste del mantenimiento del motor, el coste de la mando de obra y descontando el ahorro en la factura del supuesto 1 de 105260€ y sumando a esta cifra la ganancia obtenida por la venta de electricidad nos da un beneficio de alrededor de 15000€.

COSTE ELÉCTRICO TOTAL	76117€
IVA 21%	92101€
BENEFICIO (Ingresos - Gastos + Ahorro)	14835€

Tabla35. Coste eléctrico total y beneficio obtenido en el supuesto 1.

Analizaremos este supuesto con Ret Screen al igual que en los casos anteriores suponiendo ahora en el análisis financiero esos 14835€ de beneficio.

Análisis Financiero			
Parámetros financieros			
Tasa de inflación	%		2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año		20
Relación de deuda	%		100%
Tasa de interés de la deuda	%		3,00%
Duración de deuda	año		15
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	€		0
Otro	€		2.400.000
Costos iniciales totales	€		2.400.000
Incentivos y donaciones	€		1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)	€		-14.835
Costo de combustible - caso propuesto	€		0
Pagos de la deuda - 15 años	€		201.040
Costos anuales totales	€		186.205
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base	€		0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€		7.509
Total renta y ahorros anuales	€		7.509
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		12,6%
TIR antes de impuestos - activos	%		negativo
Pago simple de retorno del capital	año		53,7
Repago - capital	año		inmediato

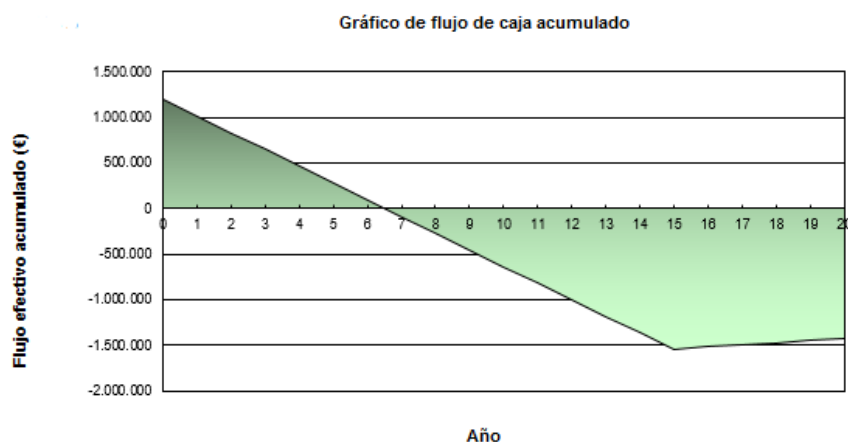


Fig44. Análisis financiero de RetScreen supuesto 1.

Observamos que la viabilidad en este caso es negativa debido a que el beneficio anual es mínimo en comparación con los gastos y tardaríamos en amortizar la inversión casi 54 años por lo que no merecerá la pena trabajar de esta manera.

5.6.2 Supuesto 2

En este caso vamos a suponer que compramos electricidad en los periodos en los que esta es más barata, es decir, en los periodos 5 y 6. Por tanto vamos a comprar electricidad de 12 de la noche a 8 de la mañana durante todos los días laborables, compraremos también electricidad durante todos los días festivos incluidos fines de semana y también durante los meses de abril, mayo y octubre.

Todos estos espacios de tiempo nombrados anteriormente comprenden completamente los periodos tarifarios más baratos.

Si realizamos el mismo procedimiento que en el supuesto 1 los resultados son los siguientes:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
P5	0	0	0	117.6	123.2	0	0	0	0	117.6			
P6	66	48	48	54	54	24	24	60	48	48	60	48	54
TOTAL kWh=1543400													
Precio (€/kWh) P5									0.003411				
kWh totales comprado en P5									358400				
Precio (€/kWh) P6									0.002137				
kWh totales comprados en P6									1185000				
COSTE TOTAL									3754.8474€				

Tabla36. Cálculo del coste energético de compra

	P5	P6
Potencia contratada	650 kW	300 kW
COSTE €/kW y año	14.334178	6.540177
TOTAL	11279.2688€	

Tabla37. Cálculo del coste de potencia de compra total

Vemos en la tabla anterior que compraríamos alrededor de 1500MWh. Si calculamos el coste anual total de compra sumando ambos costes nos da un total de 15034€.

A continuación, al igual que en el caso anterior, calculamos el coste de autoabastecimiento durante todo el año restante:

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	6	6	0	0	0	0	8	8	0	0	0	6
P2	10	10	0	0	0	0	8	8	0	0	0	10
P3	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	0
P4	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	10
P5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh totales= 963200												

Tabla38. Horas autoabastecidas en función del mes y el periodo y kWh.

Si calculamos el total de kWh asociados a cada periodo y su coste energético correspondiente a los cargos variables descritos en el segundo apartado nos da un montante de 16000€.

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
MWh	219.8	306.6	163.8	273	0	0
COSTE	4143	6028	1980	4075	0	0
TOTAL=16227.0108€						

Tabla41. Coste energético de autoabastecimiento

A dicho coste debemos sumarle el coste de la potencia:

	P1	P2	P3	P4
€/kW	22.648982	8.176720	9.919358	11.994595
COSTE	14721	5314	6447	7796
TOTAL= 34280.77575€				

Tabla42. Cálculo del coste de la potencia asociado a los cargos fijos

En este caso solo consideramos los cuatro primeros periodos debido a que en los periodos 5 y 6 no nos autoabastecemos y por tanto estaremos exentos de pagar durante dicho tiempo.

Sumando ambas cifras nos da un coste de autoabastecimiento que rondaría los 50000€.

A continuación debemos aplicar el IVA al coste eléctrico total, es decir, la suma del coste de autoabastecimiento y el coste eléctrico de compra y nos da un total de:

COSTE ELÉCTRICO TOTAL	65541.90275€	IVA 21%	79305.70233€
------------------------------	--------------	---------	---------------------

Ahora al igual que en los casos anteriores calculamos la ganancia obtenida por la venta eléctrica restante lo que nos daría una cantidad de:

kWh excedente	1202400
Precio primeros 15 años (€/kWh)	0.139533
Ganancia	167774.4792€

Tabla43. Ganancia obtenida por venta de electricidad.

Haciendo el balance global de gastos e ingresos, de la misma manera que ya hemos hecho anteriormente, calculamos el beneficio obtenido con la explotación en este supuesto.

BENEFICIO= INGRESOS - GASTOS + AHORRO = 168007.5765€

Realizando el análisis financiero con RETScreen obtenemos lo siguiente:

Análisis Financiero			
Parámetros financieros			
Tasa de inflación	%		2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año		20
Relación de deuda	%		100%
Tasa de interés de la deuda	%		3,00%
Duración de deuda	año		15
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	€		0
Otro	€		2.400.000
Costos iniciales totales	€		2.400.000
Incentivos y donaciones	€		1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)	€		-168.007
Costo de combustible - caso propuesto	€		0
Pagos de la deuda - 15 años	€		201.040
Costos anuales totales	€		33.033
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base	€		0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€		7.509
Total renta y ahorros anuales	€		7.509
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		positivo
TIR antes de impuestos - activos	%		1,0%
Pago simple de retorno del capital	año		6,8
Repago - capital	año		inmediato

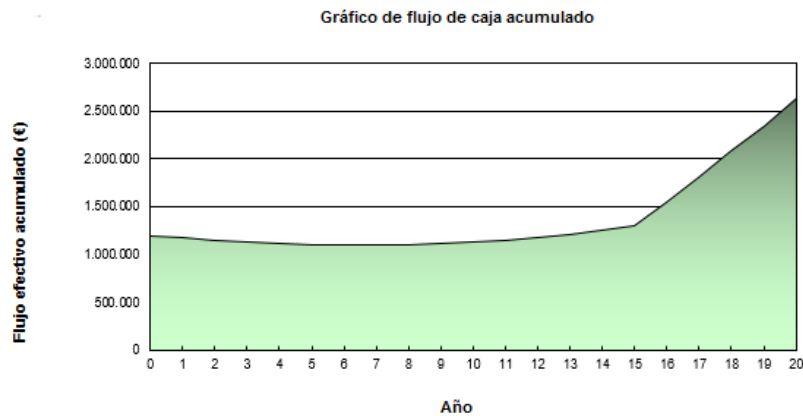


Fig45. Análisis financiero de RetScreen supuesto2.

En este caso la viabilidad del proyecto es positiva y llegaríamos a amortizarlo en tan solo algo menos de 7 años.

5.6.3 Supuesto 3

En el primer caso planteado con venta de electricidad, hicimos la aproximación a las cifras de consumo proporcionadas por la planta. En dicho caso planteábamos que comprábamos electricidad de 12 de la noche a 6 de la mañana y todos los fines de semana y festivos. Durante el mes de agosto comprábamos electricidad durante 15 horas diarias ya que este mes está incluido por completo en el periodo 6.

A continuación vamos a realizar un supuesto parecido pero incrementando el número de horas en el cual vamos a comprar electricidad. Compraremos electricidad todos los días de 12 de la noche a 8 de la mañana, todos los fines de semana y el mes de agosto completo, es decir, compraremos electricidad siempre que nos encontremos en periodo 6.

Realizamos el mismo proceso que en apartados anteriores.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P6	36	36	41	37	39	19	19	37	124	39	37	39
P6	66	48	48	54	54	24	24	60	48	48	60	48
FESTIVOS												
TOTAL kWh=1185000												
Precio (€/kWh) P6									0.002137			
kWh totales comprados en P6									1185000			
COSTE TOTAL									2532.345€			

Tabla44. Cálculo del coste energético de compra

Calculando el coste fijo en término de potencia:

	P6
Potencia contratada	300 kW
COSTE €/kW y año	6.540177
TOTAL 1962€	

Tabla45. Cálculo del coste de potencia de compra total

Sumando ambas cantidades nos da un total anual de casi 4500€.

Ahora calcularemos el coste de autoabastecimiento:

Nos autoabastecemos durante el tiempo que nos encontramos en cualquiera de los cinco primeros periodos tarifarios:

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	6	6	0	0	0	0	8	8	0	0	0	6
P2	10	10	0	0	0	0	8	8	0	0	0	10
P3	0	0	6	0	0	6	0	0	0	6	0	6
P4	0	0	10	0	0	10	0	0	0	10	0	10
P5	0	0	0	16	16	0	0	0	0	0	16	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh autoabastecidos= 1321.6												

Tabla46. Horas autoabastecidas en función del mes y el periodo

En la tabla anterior vemos las horas diarias de autoabastecimiento en función del mes en el que nos encontremos.

Si hacemos balance de los kWh autoabastecidos en cada periodo nos da un resultado como el siguiente:

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0	0.003466	0.000554	0.002411	0.003160	0.001395

Tabla47. Coste transitorio

P1	P2	P3	P4	P5	P6
0.018849	0.016196	0.011534	0.012518	0.013267	0.008879

Tabla48. Coste asociado al sistema

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
MWh	219.8	306.6	163.8	273	358.4	0
COSTE	4143	6028	1980	4075	5887	0
TOTAL=22114.4476€						

Tabla49. Coste energético de autoabastecimiento

El coste anterior se corresponde con el asociado a los costes variables.

Si ahora calculamos el coste asociado al cargo fijo nos quedaría:

Alternativas para generación de energía eléctrica a partir de biogás

	P1	P2	P3	P4	P5
€/kW	22.648982	8.176720	9.919358	11.994595	14.279706
COSTE	14721	5314	6447	7796	9281
TOTAL= 43562€					

Tabla50. Cálculo del coste de la potencia asociado a los cargos fijos

Sumando ambas cantidades y sumando también el coste eléctrico de compra de electricidad anterior nos da una factura total cercana a los 85000€, IVA incluido.

Al comprar electricidad durante un periodo de tiempo mayor que en el supuesto con los datos de la planta también tendremos más electricidad para vender debido a que nos autoabastecemos de una cantidad menor.

Calculando la ganancia obtenida por esa electricidad vendida:

KWh excedente	834000
Precio primeros 15 años (€/kWh)	0.139533
Ganancia	116370.522€

Tabla51. Ganancia obtenida por venta de electricidad.

Ahora solo nos quedaría calcular el beneficio considerando, al igual que en apartados anteriores, los costes eléctrico, de mantenimiento del motor y la mano de obra así como los ingresos obtenidos con la venta de electricidad y el ahorro obtenido de no pagar la factura inicial calculada en el primer apartado:

$$\text{BENEFICIO} = \text{INGRESOS} - \text{GASTOS} + \text{AHORRO} = 97238 \text{ €}$$

Análisis Financiero			
Parámetros financieros			
Tasa de inflación	%		2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año		20
Relación de deuda	%		100%
Tasa de interés de la deuda	%		3,00%
Duración de deuda	año		15
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	€		0
Otro	€		2.400.000
Costos iniciales totales	€		2.400.000
Incentivos y donaciones			
	€		1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)	€		-97.238
Costo de combustible - caso propuesto	€		0
Pagos de la deuda - 15 años	€		201.040
Costos anuales totales	€		103.802
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base	€		0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€		7.509
Total renta y ahorros anuales	€		7.509
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		positivo
TIR antes de impuestos - activos	%		-8,2%
Pago simple de retorno del capital	año		11,5
Repago - capital	año		inmediato

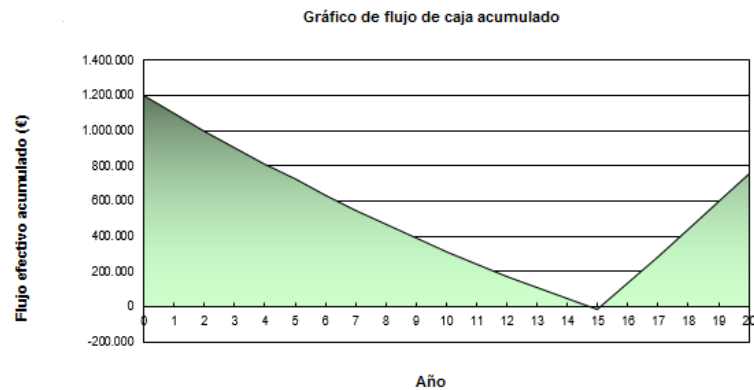


Fig46. Análisis financiero de RetScreen supuesto3.

En este caso la viabilidad del proyecto al igual que en el caso anterior también es positiva aunque tardaríamos alrededor de 11 años y medio en rentabilizar dicha inversión.

5.6.4 Supuesto 4

Si nos fijamos en los casos anteriores empezamos a notar que el beneficio está en la venta de electricidad, al menos durante los primeros 15 años que es cuando nos interesa para amortizar la inversión inicial de la planta.

Por lo tanto ahora consideraremos que compramos electricidad de 9 de la noche a 8 de la mañana y durante todo el tiempo que incluye al periodo 6, es decir, el mes de agosto y festivos.

Si realizamos el mismo proceso que en anteriores apartados:

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
P2	3	3	0	0	0	0	3	3	0	0	0	3
P3	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
P4	0	0	2	0	0	3	0	0	3	0	2	0
P5	0	0	0	3	3	0	0	0	0	3	0	0
P6	8	8	8	8	8	8	8	24	8	8	8	8
kWh comprados= 1432800												

Tabla52. Horas en las que compramos electricidad en función del mes y el periodo

En la tabla 52 observamos las franjas horarias durante las cuales vamos a comprar electricidad.

Si contabilizamos el total de kWh y calculamos su coste energético nos queda:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
MWh	0	98.7	15.75	66.15	67.2	1185
€/kWh	0.026674	0.019921	0.010615	0.005283	0.003411	0.002137
COSTE	0	1966	167	349	229	2532
TOTAL=5244.4236€						

Tabla53. Cálculo del coste energético total

Ahora debemos calcular el coste fijo asociado a la potencia. En este caso tomaremos la cantidad de 400 kW en vez de los 300 que como decíamos anteriormente asociábamos al periodo 6 debido a que solo van a ser 3 horas diarias durante las cuales vamos a comprar electricidad fuera del periodo 6 y por tanto el consumo de potencia será mayor en esas horas:

	P1	P2	P3	P4	P5	P6
€/kW	0	19.586654	14.334178	14.334178	14.334178	6.540177
COSTE TOTAL= 27651.746€						

Tabla54. Cálculo del coste de la potencia asociado a los cargos fijos

Sumando ambos nos da un coste eléctrico total de compra de 32896.1696€.

Ahora hacemos el cálculo para la energía autoconsumida:

	EN	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
P1	6	6	0	0	0	0	8	8	0	0	0	6
P2	7	7	0	0	0	0	5	5	0	0	0	7
P3	0	0	5	0	0	6	0	0	6	0	5	0
P4	0	0	8	0	0	7	0	0	7	0	8	0
P5	0	0	0	13	13	0	0	0	0	13	0	0
P6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
kWh autoabastecidos= 1073800												

Tabla55. Horas de autoabastecimiento

En la tabla vemos las horas diarias durante las cuales nos autoabastecemos en función del periodo.

Calculando el coste total anual de energía autoconsumida de la misma manera que en apartados anteriores nos da una cantidad cercana a los 53000€.

En el término del coste fijo, en energía autoconsumida, hemos supuesto que consumimos 550 kW en vez de los 650 que considerábamos anteriormente debido a que nos autoabastecemos como ya hemos dicho durante 3 horas menos diarias.

kWh excedente	1081800
Precio primeros 15 años (€/kWh)	0.139533

Ganancia	150946€
----------	---------

Tabla56. Ganancia obtenida por venta de electricidad.

Haciendo el balance del beneficio nos quedaría:

BENEFICIO= INGRESOS - GASTOS + AHORRO = 111827€

Como podemos observar si comparamos ese resultado con el apartado anterior, en el cual solo comprábamos en periodo 6, obtenemos mayor beneficio a pesar de comprar más electricidad.

Analizándolo con el programa nos queda un resultado como este:

Análisis Financiero			
Parámetros financieros			
Tasa de inflación	%		2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año		20
Relación de deuda	%		100%
Tasa de interés de la deuda	%		3,00%
Duración de deuda	año		15
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	€		0
Otro	€		2.400.000
Costos iniciales totales	€		2.400.000
Incentivos y donaciones			
	€		1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)	€		-111.827
Costo de combustible - caso propuesto	€		0
Pagos de la deuda - 15 años	€		201.040
Costos anuales totales	€		89.213
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base	€		0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€		7.509
Total renta y ahorros anuales	€		7.509
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		positivo
TIR antes - impuestos - activos	%		-5,9%
Pago simple de retorno del capital	año		10,1
Repago - capital	año		inmediato

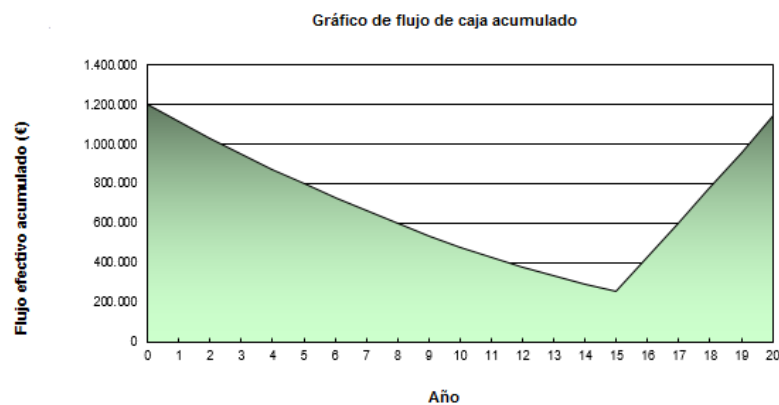


Fig47. Análisis financiero de RetScreen supuesto4.

El resultado es similar al caso anterior y tan solo varía en que recuperaremos esa inversión un año antes.

5.6.5 Supuesto 5

Por último, una vez que hemos visto todo lo anterior, vamos a calcular el beneficio que obtendríamos si comprásemos toda la electricidad que demanda la planta al igual que hacíamos en el primer apartado y por otra parte vendiésemos esos 2100 MWh generados mediante biogás.

Como coste eléctrico tendríamos el mismo que en el primer apartado debido a que como ya hemos dicho vamos a comprar toda la electricidad demandada. También tendríamos el coste de la mano de obra que serían esos 20000€ y el coste de mantenimiento del motor que serían otros 20000€.

Por otra parte haciendo un cálculo sencillo por esos 2165 MWh generados, vendiéndolos a 0.139533€ durante los primeros 15 años obtendríamos una ganancia anual de 302000€.

En este caso no tendríamos coste asociado al autoabastecimiento debido a que no nos autoabastecemos en ningún momento.

Haciendo balance entre costes e ingresos nos da un beneficio total de 157343€.

Si comparamos ese beneficio con el obtenido en apartados anteriores observamos que es menor al que obteníamos comprando durante todos los periodos 5 y 6.

Análisis Financiero			
Parámetros financieros			
Tasa de inflación	%		2,6%
Tiempo de vida del proyecto	año		20
Relación de deuda	%		100%
Tasa de interés de la deuda	%		3,00%
Duración de deuda	año		15
Costos iniciales			
Sistema eléctrico de potencia	€		0
Otro	€		2.400.000
Costos iniciales totales	€		2.400.000
Incentivos y donaciones			
	€		1.200.000
Costos anuales/pagos de deuda			
Costo de O y M (ahorros)	€		-157.343
Costo de combustible - caso propuesto	€		0
Pagos de la deuda - 15 años	€		201.040
Costos anuales totales	€		43.697
Ahorros y renta anuales			
Costo de combustible - caso base	€		0
Renta por reducción de GEI - 0 años	€		7.509
Total renta y ahorros anuales	€		7.509
Viabilidad financiera			
TIR antes de impuestos - capital	%		positivo
TIR antes de impuestos - activos	%		-0,2%
Pago simple de retorno del capital	año		7,3
Repago - capital	año		inmediato

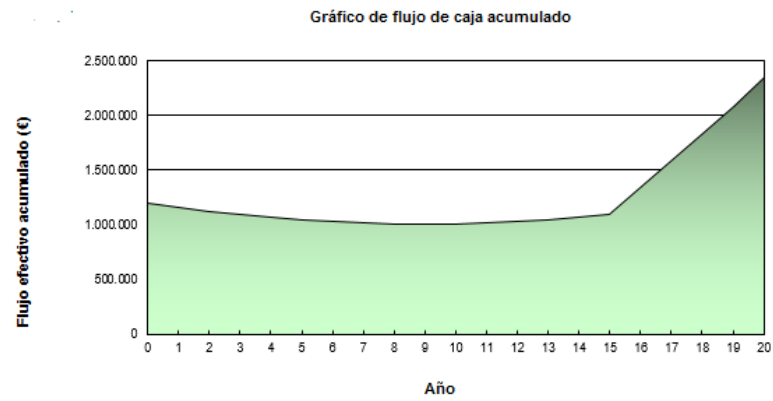


Fig48. Análisis financiero de RetScreen supuesto2.

En el caso más favorable anterior rentabilizábamos la inversión en algo menos de 7 años por tanto trabajar como hemos planteado en el supuesto 2 será lo más ventajoso para la explotación.

6. Conclusiones

6.1.1 Rentabilidad durante los primeros 15 años.

En este apartado vamos a comparar todos los resultados obtenidos anteriormente y extraer una serie de conclusiones sobre la rentabilidad o viabilidad del proyecto en función del régimen de trabajo que adoptemos.

En primer lugar vamos a elaborar una tabla resumen con los datos de consumo y económicos correspondientes a cada caso.

	COMPRA		AUTOABASTECIMIENTO		VENTA		COSTE ELÉCTRICO	BENEFICIO
	MWh	€	MWh	€	MWh	€	€	€
SIN BIOGÁS	2506	105260	0	0	0	0	105260	---
AUTOABASTECIMIENTO Y VENTA	1032	5042	1474	81367	691	96448	86411	75812
AUTOABASTECIMIENTO	480	3614	2026	89723	0	0	93339	-27564
SUPUESTO 1	636	4018	1870	88083	295	41162	92101	14835
SUPUESTO 2	1543	18191	963	61113	1202	167774	79305	168007
SUPUESTO 3	1185	5437	1321	79467	834	116370	84907	97238
SUPUESTO 4	1432	39804	1073	65088	1081	150946	104894	111827
SUPUESTO 5	2506	105260	0	0	2165	302000	105260	157343

Tabla57. Resumen de los diferentes casos de estudio

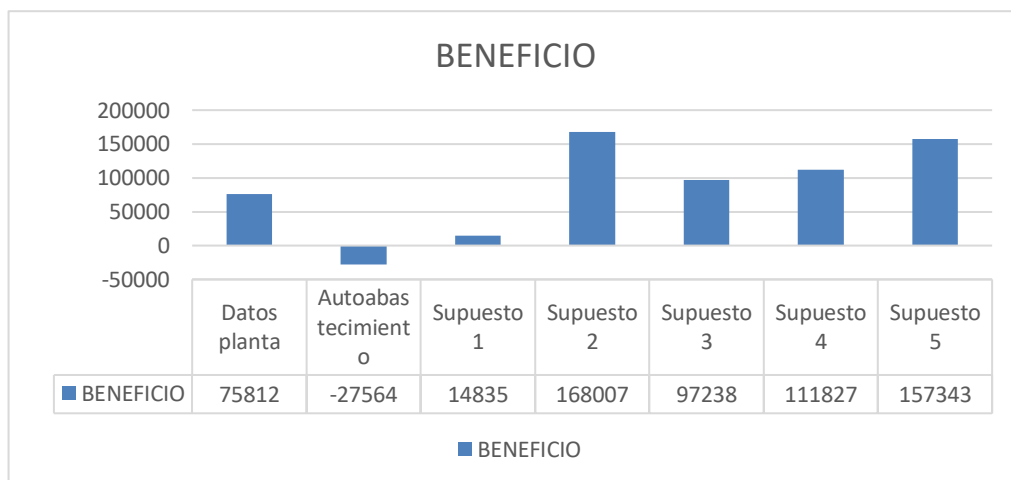


Fig49. Diagrama comparativo de los diferentes modos de operación en la planta

Vamos a recordar los horarios en los cuales compramos y nos autoabastecemos en cada uno de los casos anteriores.

- Caso 1. Datos planta:

En este caso trabajamos con los datos de consumo y producción que nos facilitó la planta y para ajustarnos a esos datos supusimos que compraríamos electricidad de 12 de la noche a 6 de la mañana todos los días y durante todo el día los fines de semana y festivos.

También supusimos que durante el mes de agosto, el cual se rige por el periodo 6, compraríamos electricidad durante 15 horas diarias.

- Caso 2. Autoabastecimiento sin venta de electricidad:

En este caso no tenemos beneficio por venta de electricidad ya que toda la electricidad producida la empleamos para autoabastecernos. Solo necesitamos comprar alrededor de 400 MWh anuales debido a que con el motor generamos 2165 MWh.

Esa demanda a mayores de electricidad la obtenemos comprando durante los fines de semana y festivos anuales salvo 2 días festivos mensuales durante los cuales nos autoabastecemos.

Equivaldría a decir que compramos electricidad todos los fines de semana y días festivos salvo un fin de semana mensual.

- Caso 3. Supuesto 1:

Con este supuesto comprábamos electricidad solo los fines de semana y festivos anuales y nos autoabastecíamos durante todos los días laborables.

- Caso 4. Supuesto 2:

En este caso hemos supuesto que compramos electricidad en los periodos en los que esta es más barata, es decir, en los periodos 5 y 6.

Esto quiere decir que compramos electricidad durante todos los días de 12 a 8 de la mañana, durante todos los fines de semana y festivos y durante los meses completos de abril, mayo, agosto y octubre.

- Caso 5. Supuesto 3:

Compraremos electricidad todos los días de 12 de la noche a 8 de la mañana, todos los fines de semana y el mes de agosto completo, es decir, compraremos electricidad siempre que nos encontremos en periodo 6.

- Caso 6. Supuesto 4:

Compramos electricidad de 9 de la noche a 8 de la mañana y durante todo el tiempo que incluye al periodo 6, es decir, el mes de agosto y festivos.

- Caso 7. Supuesto 5:

Compramos electricidad durante todo el tiempo al igual que en el primer caso en el cual hicimos el cálculo de la factura eléctrica total en el caso de no tener la instalación de biogás.

Toda la electricidad producida por tanto a partir del motor la venderemos.

Una vez visto y analizado todo lo anterior podemos empezar a extraer las conclusiones.

En primer lugar observamos que el supuesto con el cual obtenemos un beneficio mayor es con el supuesto 2. Es decir comprando electricidad durante los periodos 5 y 6. Durante los meses que compramos electricidad, que serían en este caso 4 al año, vendemos toda la electricidad generada a partir de biogás.

Cuando comenzamos a realizar el estudio todo parecía indicar que cualquier compra de electricidad que hiciésemos fuera del periodo 6 iba a disparar las pérdidas y también creíamos que sería mejor y más barato el autoabastecimiento.

Sin embargo al ir aumentando en cada supuesto del estudio el número de horas durante las cuales comprábamos electricidad nos dimos cuenta que el beneficio también aumentaba.

De ahí que nos llevara a plantear el quinto supuesto en el cual asumíamos que comprábamos electricidad igual que si no tuviésemos la instalación de biogás y no nos autoabastecemos nunca. Por otra parte obtendríamos el beneficio de vender toda esa energía generada.

Sin embargo el beneficio es un poco menor que el caso del supuesto 2.

Hemos de decir que el punto óptimo es prácticamente imposible de calcular de una manera sencilla como estamos haciendo nosotros debido a que depende de muchas variables si bien todo parece indicar que el supuesto 2 es bastante bueno debido a que una compra mayor de electricidad como la planteada en el supuesto 5 disminuye el beneficio. Quizás comprando un par de horas más diarias obtendríamos algo más de beneficio pero estas, viendo los casos anteriores, estarían en torno a esa cifra obtenida en el supuesto 2.

Los supuestos 3 y 4 son muy parecidos debido a que solo varían en que en el 4 compramos electricidad 3 horas diarias más que en el supuesto 3, sin embargo, el beneficio tampoco es mucho mayor. Se planteó el supuesto 4 con la única intención de ver si el beneficio era menos que en el 3 y por tanto encontrar ahí un punto de inflexión, sin embargo, no fue así y decidimos plantear el supuesto 5 en contraposición con el 2. En ese caso si se produjo un

beneficio menor y por tanto eso significa que obtenemos un óptimo bastante fiable.

Por otra parte descartamos totalmente el caso de autoabastecimiento por completo y compra de la electricidad restante ya que no obtenemos nunca beneficio por venta de electricidad y el ahorro que nos supone en la factura eléctrica ese autoabastecimiento no es suficiente para amortizar la inversión de la instalación.

Con el régimen de trabajo de la planta, en el cual nos dijeron que compraban electricidad en periodo 6 pero no por completo sino jugando un poco con las horas, obtenemos beneficio y rentabilizaríamos la instalación, pero no es máximo ya que con el supuesto 2 expuesto anteriormente doblaríamos las ganancias.

Concluimos por tanto que el óptimo no tiene por qué ser estrictamente el régimen de trabajo planteado en el supuesto 2 sin embargo tomándolo como referencia y jugando un poco con la compra y venta de electricidad en función de la producción y la demanda que tengamos en cada momento obtendríamos una rentabilidad de la explotación bastante rápida y buena.

Por tanto este tipo de instalaciones como ya expusimos en la primera parte del trabajo resultan bastante rentables debido al ahorro que suponen en términos de costes eléctricos y también por los incentivos del estado de los cuales se benefician por producción eléctrica a partir de fuentes renovables.

6.1.2 Rentabilidad a partir de los 15 años

Como ya vimos anteriormente el tipo de instalación planteada con una potencia inferior a los 500 kW obtiene una prima por venta de electricidad producida a partir de biogás. Dicha prima se divide en dos. Durante los primeros 15 años obtenemos 0.139533€/kWh y a partir de esos 15 años, en los cuales se supone que deberíamos haber amortizado la inversión inicial de la planta, la prima disminuye a la mitad y se sitúa en 0.069505€/kWh.

En este caso no vamos a plantear el estudio con RETScreen ya que estamos considerando una rentabilidad de la inversión durante los primeros 15 años. Vamos ahora a realizar un gráfico similar al anterior con el beneficio obtenido a partir de los 15 años de explotación de la planta.

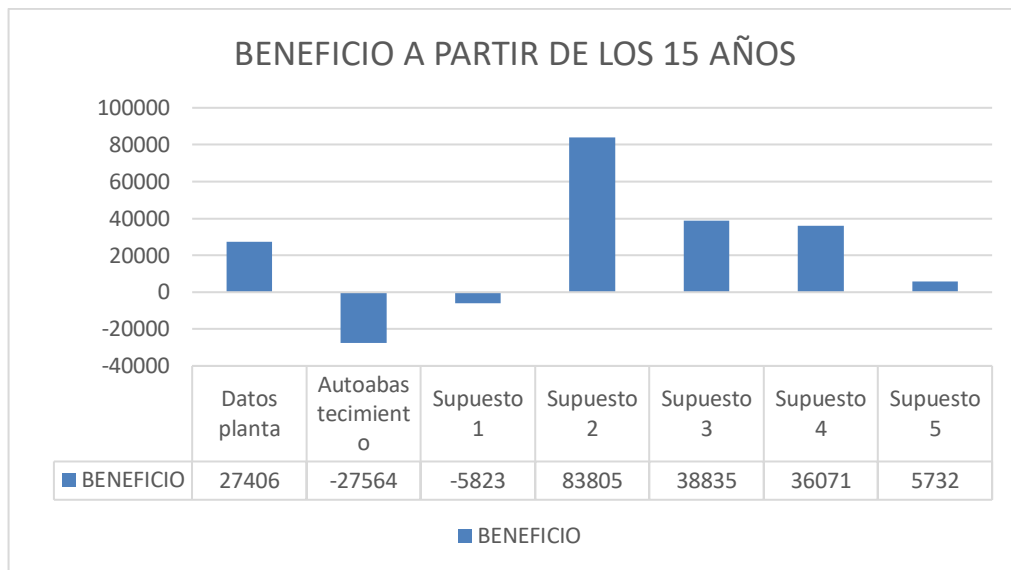


Fig50. Diagrama comparativo del beneficio de los diferentes modos de operación a partir de los 15 años de la instalación.

En los mismos supuestos anteriores ahora varían bastante las cosas. A primera vista el caso más favorable sigue siendo el del supuesto 2 al igual que durante los primeros 15 años.

Lo que más nos llama la atención es el supuesto 5, el cual durante los primeros 15 años resultaba muy rentable junto con el supuesto 2 y en este caso no resulta nada rentable ya que solo obtenemos un beneficio de 5000€ que para un volumen de negocio como el de la planta es insignificante.

En el caso que hablábamos antes de los supuestos 3 y 4 ahora se han cambiado las tornas y es en el supuesto 3 en el cual obtenemos un beneficio mayor que en el 4 por lo tanto podemos concluir que nos es prácticamente indiferente trabajar con un supuesto o con otro.

El caso del supuesto 1 en el cual anteriormente obteníamos beneficio, a partir de los 15 años esto se traduce en pérdidas y por lo tanto no nos va a interesar trabajar con ese régimen de trabajo.

El caso de autoabastecimiento sigue siendo inviable al igual que lo es durante los primeros 15 años. Por otra parte el caso del régimen de trabajo de la planta parece bastante equilibrado y ahora obtenemos un beneficio menor que durante los primeros 15 años pero no llegan a ser esas pérdidas del supuesto 1. Por tanto podríamos seguir trabajando así aunque no estemos ni mucho menos en el punto óptimo.

Con esto lo que podemos concluir con más certeza si cabe que en el apartado anterior es que ese supuesto 2 en el que compramos electricidad en los periodos más baratos, el 5 y el 6, es sin duda el más rentable de todos los casos propuestos debido a que si antes decíamos que el óptimo podría estar entre ese supuesto 2 y el supuesto 5 ahora nos queda claro que va a estar mucho más cercano al supuesto 2 debido a que el beneficio obtenido en el supuesto 5 es mínimo.

7. Bibliografía

- AE3000. (2011). AE3000. Obtenido de <http://www.ae3000.com/energia-renovable-biogas.php>
- BESEL S.A; Departamento de Energía. (2007). *Biomasa: Digestores anaerobios*. Obtenido de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10737_Biomasa_Digestores_Anaerobios_A2007_0d62926d.pdf
- Bioconstruct. (2015). *Youtube*. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=Vfpru30YOPM>
- EFEverde. (2014). *EFEverde reducción de CO2*. Obtenido de <http://www.efeverde.com/noticias/emisiones-co2-reducida/>
- EFEverde. (2014). La planta de tratamiento de residuos "más adelantada" de Castilla y León se encontrará en Ávila. *La Vanguardia*.
- Energía y Medio Ambiente. (2015). El biogás. Gas natural fenosa.
- Escalada, A. (2013). *Tarifa eléctrica*. Obtenido de http://www.tarifa-electrica.es/at_dos.php
- Flotats, X. (2011). Análisis económico de plantas de biogás. Escuela de capacitación agraria de Tarragona.
- Global Rates. (2003). *Global-Rates.com*. Obtenido de <http://es.global-rates.com/estadisticas-economicas/inflacion/2003.aspx>
- Government of Canada. (2016). *Natural Resources Canada*. Obtenido de <http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465>
- Martinez, P. (2015). Biogás. Gas Natural Fenosa.
- Ministerio de Agricultura. (2009). *Biodigestores-Biogás en la actividad rural*. Obtenido de www.prosap.gov.ar/Docs/Biodigestores.pdf
- Pascual, A., Ruiz, B., Gómez, P., Flotats, X., & Fernández, B. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás*. Obtenido de http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_e16_biogas_db43a675.pdf
- RD 900/2015. (2015). *Boletín oficial del Estado*. Obtenido de <https://www.boe.es/boe/dias/2015/10/10/pdfs/BOE-A-2015-10927.pdf>
- URBASER. (2016). *URBASER*. Obtenido de <http://www.urbaser.es/>