



UNIVERSITAT DE
BARCELONA

Análisis de la generación energética a partir del biogás obtenido en la Planta de Tratamiento de Agua Residual El Salitre (Bogotá)

Autor: Lina María Rodríguez Cortés

Tutor: Dr. José María Chimenos Ribera

Curs acadèmic: 2021-2022

Màster en Energies Renovables i
Sostenibilitat Energètica

Dos Campus d'Excel·lència Internacional:





CONTENIDO

1. INTRODUCCIÓN	5
2. PROBLEMÁTICA CONTAMINACIÓN RIO BOGOTÁ	6
3. OBJETIVOS.....	9
3.1. Objetivo General.....	9
3.2. Objetivos Específicos.....	9
4. DESCRIPCIÓN PLANTA DE TRATAMIENTO DE SALITRE	9
4.1. Captación.....	11
4.2. Pretratamiento	11
4.3. Tratamiento Primario.....	11
4.4. Tratamiento secundario	11
4.5. Desinfección.....	12
4.6. Tratamiento de lodos.....	12
5. ANÁLISIS DEL BIOGÁS OBTENIDO PARA GENERACIÓN ENERGÉTICA	12
5.1. Uso actual.....	14
5.1.1. Digestión anaerobia	14
5.1.2. Limpieza del biogás para generación de energía.....	17
5.1.3. Cogeneración	18
5.2. Uso Potencial	20
5.2.1. Water Scrubbing (Remoción por lavado)	22
5.2.2. Adsorción por oscilación de presión.....	23
5.2.3. Usos potenciales de la energía obtenida	24
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	25
6.1. Análisis alternativa actual.....	26
6.2. Evaluación de alternativas.....	28
6.2.1. Water Scrubbing.....	28
6.2.2. Adsorción por oscilación de presión. PSA	28
7. ANÁLISIS AMBIENTAL.....	30
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	32
RESUMEN	35
ABSTRACT.....	36



INDICE DE TABLAS

Tabla 1. Las principales especificaciones de la PTAR Salitre.....	10
Tabla 2. Características del biogás PTAR El Salitre.....	13
Tabla 3. Uso actual del biogás en PTAR salitre	19
Tabla 4. Energía generada por cogeneración y cobertura de energía requerida por la planta	21
Tabla 5. Comparación tecnologías upgrading de Biogás	24
Tabla 6. Ciclo integral del Agua- Antropológico. Gasto de energía.....	25
Tabla 7 Descripción y cuantía correspondiente a los lotes de control del proyecto PTAR Salitre Fase 2	26
Tabla 8. Ahorros en factura de energía por cogeneración y recuperación de lodos en 3 escenarios de aprovechamiento de Biogás	27
Tabla 9. Inversiones base para realizar técnicas de mejora de biogás	28
Tabla 10. Ahorros en factura de energía por cogeneración y recuperación de lodos en escenarios de aprovechamiento de Biometano.....	29

INDICE DE FIGURAS

Figura 1. Emplazamiento de la PTAR El Salitre.....	10
Figura 2. Gasometro y Tea de la PTAR El Salitre.....	13
Figura 3. Equivalencias entre Biogás y otros combustibles.	13
Figura 4. Digestor anaerobio PTAR El Salitre. Fuente (EEAB, 2018)	15
Figura 5. Esquema de digestión anaerobia.....	15
Figura 6 Esquema de funcionamiento digestores anaerobios PTAR El Salitre	17
Figura 7. Proceso de limpieza de biogás para generación energética.....	18
Figura 8. Water Scrubbing (Remoción por lavado).....	23
Figura 9. Adsorción por oscilación de presión.....	24



INDICE DE ANEXOS

ANEXO 1. Diagrama de funcionamiento de la PTAR Salitre y plano de funcionamiento	41
ANEXO 2. Datasheet motogenerador GG 170.....	43
ANEXO 3. Especificaciones técnicas para inyección de biogás en red de gas natural y uso como combustible vehicular (Marcogaz 2006 ; Persson et al. 2006 ; Huguen y Le Saux 2010 ; INN 2010 ; Bailón y Hinge 2012 ; BOE 2013).....	45
ANEXO 3. Análisis Económico.....	48

1. INTRODUCCIÓN

Los ríos suponen un 2% de la superficie total de agua dulce en el planeta y son uno de recursos naturales fundamentales para la vida (Duarte, y otros, 2006). Muchas poblaciones se asentaron cerca de un río del que se abastecen. Entre los muchos beneficios que aportan estas fuentes hídricas se destacan como fuente de agua potable, uso para riego en la agricultura y medio para el transporte y comercio (Torre, 2017). Sin embargo, estos ríos también se han convertido en sifones: lugares donde va a dar toda la contaminación y las basuras provenientes de actividades domésticas e industriales, a tal punto que algunos de estos se consideran cuerpos muertos. El río Río Salween en China, considerado el más contaminado del mundo; el Río de la Plata en Sudamérica, el Río Ganges en India y el Nilo en África son casos conocidos de contaminación hídrica y de cómo ésta afecta a la salud pública de sus poblaciones, extinguiendo especies de agua dulce, proliferando vectores y convirtiéndose en lugares de malos olores. (Gordillo, 2015)

La mitad de los tramos de los ríos de Asia, el 25% de los ríos de América Latina y entre el 10 % y el 25 % de los ríos de África están afectados por algún tipo de contaminación (Rojas, 2016). Pese a que el “Agua limpia y saneamiento” es uno de los Objetivos de Desarrollo Sostenible, y Naciones Unidas sigue trabajando por garantizar el acceso universal al agua potable, cerca de 1.000 niños mueren debido a enfermedades prevenibles relacionadas con el agua y el saneamiento. Según este organismo internacional, el 80 % de las aguas residuales se vierten sin tratamiento alguno. Los procesos de eutrofización, el aumento desproporcionado de nutrientes como el fósforo producido por fertilizantes, pesticidas o heces de animales, cambian la estructura de los ríos y de sus ecosistemas y afectan a la biota que vive en su interior. Esta es sólo una de las causas del problema de contaminación, que ahoga estas importantes fuentes hídricas (Acciona, 2019).

Para el río Bogotá, que pasa por la ciudad capital de Colombia, los indicadores de calidad del agua muestran que éste se encuentra en buen estado en su nacimiento, pero que a medida que aparecen los asentamientos humanos y las actividades productivas se va degradando. La degradación en la calidad del agua de la cuenca alta se debe principalmente a contaminación orgánica y bacteriológica procedente de vertimientos de aguas residuales domésticas y de las curtiembres. La contaminación bacteriológica presenta índices elevados a lo largo del río. Con respecto a la contaminación por carga orgánica, el Distrito Capital aporta más de 200.000 ton/año, equivalentes al 85% del total en la cuenca (Ramírez, 2013). En cuanto a los vertimientos de tipo industrial, sus aportes son grasas, aceites y contenidos de metales pesados como Cadmio, Cromo, Cobre, Plomo, Níquel y otros residuos peligrosos (García & Díaz, 2020).

Teniendo en cuenta la importancia de descontaminar los ríos y de integrar a las ciudades dentro de paisajes hídricos que mejoren no solo la calidad del agua sino la calidad de vida de los habitantes y las actividades productivas está en marcha desde hace varias décadas el plan de saneamiento del río Bogotá. Adicionalmente, el Consejo de Estado, uno de los máximos tribunales del país, emitió la Sentencia sobre la descontaminación del río Bogotá el 28 de marzo del 2014. El

Consejo ordenó el diseño y la implementación de medidas para descontaminar esta fuente y evitar la contaminación a futuro. Dentro de estas medidas está la puesta en marcha de Plantas de Tratamiento de Agua Residual (PTAR), dentro de las cuales ya está construida y en fase operativa la PTAR El Salitre, que cuenta con tratamiento secundario de las aguas en el norte de la capital antes de devolverlas al cauce del río (Secretaría Distrital de Ambiente, 2020). El principal producto de la planta es el agua tratada. Sin embargo, además existen otros subproductos del proceso tales como sólidos gruesos, sólidos finos, grasas y arenas.

Particularmente el biogás y los biosólidos, como subproductos del proceso, son muy importantes en cuanto a su posibilidad de aprovechamiento, por lo que cobran gran importancia dentro de un esquema de sostenibilidad, donde es posible que estos sean transformados en productos aprovechables que se reintegren al ciclo productivo de manera limpia, disminuyendo el impacto sobre el medio ambiente. Los biosólidos generados, debido a la procedencia del agua que se trata en la planta, contienen un alto porcentaje de nitratos y fosfatos, pero no excede de los niveles permitidos por la norma para metales pesados, por lo que son potencialmente aptos como fertilizantes orgánicos para agricultura y como enmienda de suelos para recuperación de terrenos. Actualmente son aprovechados en un proceso autorizado por la autoridad ambiental para su recuperación al sur de la ciudad. El biogás, por su parte, puede ser aprovechado para generación de energía, que es utilizada en la misma PTAR, reduciendo a su vez los gases de efecto invernadero generados por el proceso de depuración de aguas; potencial uso alineado con el objetivo de desarrollo sostenible sobre energía accesible y no contaminante. Considerando lo anterior, este trabajo está concentrado en la evaluación desde el punto de vista técnico, económico y ambiental del aprovechamiento actual y potencial del biogás generado.

2. PROBLEMÁTICA CONTAMINACIÓN RIO BOGOTÁ

El río Bogotá nace al nororiente del municipio de Villapinzón, a 3.300 m sobre el nivel del mar, en el páramo de Guacheneque, y sus aguas fluyen hacia el suroeste para desembocar en el río Magdalena, en Girardot a 280 m. En su recorrido drena las aguas de aproximadamente 6.000 kilómetros cuadrados, donde habitan alrededor de 12 millones de habitantes en 42 municipios, incluyendo el Distrito Capital. Es decir, en la cuenca del río Bogotá habita cerca del 20% de la población del país, a lo cual se suma que se genera alrededor del 26% de la actividad económica nacional (Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia Departamento Nacional de Planeación, 2004)

En la trayectoria del río se pueden distinguir tres tramos: (i) la cuenca alta, desde su nacimiento hasta el norte de la zona urbana del Distrito Capital, (ii) la cuenca media comprendida desde la zona urbana de la ciudad hasta el Salto de Tequendama y (iii) la cuenca baja, desde este último punto hasta su desembocadura en el río Magdalena. El sistema hídrico está compuesto por ríos, quebradas, lagunas, humedales, un sistema de regulación para abastecimiento y generación eléctrica, compuesto por nueve embalses, y adicionalmente un distrito de riego (Ecoforest, 2018).

Al río Bogotá le llegan descargas y contaminantes de once afluentes, dentro de los cuales se destaca: el Juan Amarillo, que le vierte 123 toneladas de desechos al día, el río Fucha, con una descarga de 590 toneladas por día y el río Tunjuelo, con una descarga de 620 toneladas. De esta manera el río Bogotá vierte diariamente más de 1.500 toneladas de sólidos en suspensión al río Magdalena, donde desemboca (Contraloría General de la República, 2005). Otro factor que afecta la calidad del agua y la oferta hídrica de esta fuente está ligado con la contribución de sedimentos, producto de los procesos erosivos del suelo, asociados con el avance de la frontera agrícola hacia zonas de páramo y subpáramo, por encima de los 3.000 m, generando el deterioro de la cobertura vegetal. En resumen, los principales problemas de contaminación del río son: contaminación por patógenos, contaminación por materia orgánica y eutrofización (contaminación por nutrientes).

Los perjuicios que causa este río no se limitan únicamente al problema ambiental que en él reconoce la gran mayoría de habitantes de la ciudad y a las inundaciones que afectan a más de un millón de ellos, sino que trasciende también a otros aspectos como la afectación que la contaminación del río viene causando sobre ecosistemas locales y sobre la calidad de los alimentos que se consumen en la capital del país y municipios aledaños. Sobre este último aspecto se destaca un estudio de la Universidad Nacional de Colombia y Colciencias, el cual muestra que las hortalizas en la sabana de Bogotá presentan contenidos de arsénico, plomo, mercurio y cadmio en niveles que pueden producir diversas enfermedades, tales como arteriosclerosis, hipertensión, cáncer y afectaciones al sistema digestivo y nervioso. Esta situación es atribuida a que, a pesar de que la normatividad lo prohíba, los esfuerzos de la autoridad ambiental regional (CAR) son insuficientes para evitar que las aguas del río Bogotá sean utilizadas para la producción agropecuaria (Contraloría General de la República, 2005).

La situación que ha sido sintetizada con anterioridad ha hecho que el río Bogotá sea una preocupación del gobierno a nivel, central, regional y local, y que, como consecuencia, se haya planteado un gran plan para su recuperación, en el que se viene avanzando desde la década de 1990 y se enmarcan múltiples proyectos, tales como el que permitiría ampliar el cauce del río, reforestaciones y adecuaciones hidráulicas que evitarían inundaciones y mejorarían la calidad del agua. Específicamente en el manejo de la cuenca media, el Distrito Capital, a través de la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, viene operando y construyendo dos plantas de tratamiento de agua residual (PTAR) con sus obras conexas: el Salitre y Canoas.

A nivel mundial, las PTAR se construyen con el objetivo de dar cumplimiento con los parámetros contenidos en el marco regulatorio. Por tanto, la definición del sistema de tratamiento depende de la eficiencia de este para la remoción de agentes contaminantes (O. Ashrafi et al, 2015). Adicionalmente, al realizar el tratamiento de aguas residuales se parte de unos objetivos inherentes a la protección del ambiente, los cuales van desde la protección y/o restauración de un cuerpo receptor de dichas aguas, hasta la salud de quienes habitan en las zonas aledañas a este cuerpo receptor, incluyendo la reutilización del agua con fines agrícolas y urbanísticos entre otros (Rivas, L. E. A., & Pimiento, N. N., 2019).

Sin embargo, la construcción y operación de las PTAR tiene asociados impactos como remoción de coberturas vegetales, generación de olores, ruidos, vibraciones y generación de residuos. En la actualidad, las PTAR de Colombia generan más de 300 toneladas de biosólidos al día. El 97% de esta producción es generada por tres plantas: El Salitre (Bogotá), Cañaveralejo (Cali) y San Fernando (Medellín) (Rivas, L. E. A., & Pimiento, N. N., 2019).

Adicionalmente, los sistemas existentes para el tratamiento de aguas residuales generan emisiones de gases efecto invernadero (GEI), como consecuencia de los procesos de remoción y biodegradación de la materia orgánica presente en el agua objeto de tratamiento (Cristancho Montenegro, 2019). Cabe destacar que las plantas a gran escala, las plantas con biorreactores o los procesos anaeróbico-anóxico-óxicos, y las plantas sin tratamiento terciario tienden a ser más eficientes, lo que muestra la ventaja en co-beneficio de los contaminantes del agua y el control de GEI.

Otras emisiones atmosféricas son los sulfuros orgánicos volátiles, ácidos grasos volátiles, alcoholes, aldehídos, cetonas, terpenos y aromáticos. Estos compuestos, junto con los compuestos orgánicos volátiles, son aceleradores del agotamiento de la capa de ozono, y contribuyen a la formación de ozono troposférico. En consecuencia 74 ciudades en China han tenido problemas ambientales debido a este fenómeno, siendo alguno de ellos causado por la presencia de PTAR ubicadas en el río Yangtsé (Nie, 2019). En otros casos, a nivel mundial, se ha evidenciado que la producción de energía en las plantas de tratamiento puede cubrir la demanda de la propia planta, que es muy alto. Así, por ejemplo, en Brasil se puede obtener 23,6 GWh al año sólo con los lodos del estado de Minas Gerais, teniendo una eficiencia entre el 35% y el 46% dependiendo de las características del lodo (Aline Tathiana Alves, 2018).

Considerando un alcance local, según un análisis de la hoja de ruta para la reducción de emisiones de GEI en Cundinamarca, producto del tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales, se generan 497 ktCO_{2e} que representa el 4% de las emisiones del departamento en la categoría de descomposición aerobia de vertimientos o tratamiento de aguas residuales industriales¹. En dicha ruta, esta categoría se encuentra priorizada para focalizar los esfuerzos y evitar la dispersión de acciones en fuentes que no generarán un impacto significativo en las emisiones departamentales.

¹ Hoja de ruta para alcanzar meta de reducción de emisiones de gases efecto invernadero en Cundinamarca.

3. OBJETIVOS

3.1. Objetivo General

Analizar, desde el punto de vista técnico, económico y ambiental, la generación energética a partir del biogás obtenido dentro del proceso de depuración de aguas del río Bogotá en la PTAR El Salitre.

3.2. Objetivos Específicos

- Evaluar el uso del biogás obtenido en la PTAR El Salitre como alternativa de generación de energía en el proceso de la depuración de aguas residuales.
- Realizar análisis de los costos de inversión, tiempos de retorno de esta y ahorros energéticos.
- Analizar el impacto en reducción de emisiones de GEI por el aprovechamiento del biogás en la PTAR El Salitre.

4. DESCRIPCIÓN PLANTA DE TRATAMIENTO EL SALITRE

Teniendo en cuenta la problemática descrita anteriormente, el Distrito Capital de Colombia contempló en un inicio el esquema de saneamiento del Río Bogotá, bajo la operación de tres plantas de tratamiento proyectadas inicialmente para cada una de las cuencas (El Salitre, Fucha y Tunjuelo). Esta planificación, considerando los costos de operación y los tiempos de implementación, se redujo a dos PTARs: la primera para el tratamiento de las aguas residuales generadas en la cuenca El Salitre y la segunda -PTAR Canoas- para las cuencas del Fucha, Tunjuelo y Soacha (Barreto, 2009). El primer proyecto que se implementó fue la PTAR El Salitre, eje de este análisis, y actualmente está en fase de diseño la PTAR Canoas.

Para la construcción de la PTAR El Salitre, en 1994 se firmó el contrato entre el Distrito Capital y la firma Suez Lyonnaise des Eaux - Ondeo Degrémont, S.A. quien se encargó del diseño, construcción y operación de esta planta, prevista esta concesión en su momento por 30 años. En septiembre de 1997 se inicia la construcción de la Planta, finalizando en el año 2000, y este mismo año se puso en operación. Posteriormente, en el año 2004 se cambia a un esquema de operación por una empresa pública debido a los sobre costos que acarrea la operación por parte del consorcio privado (Secretaría Distrital de Ambiente, 2004). Actualmente la planta funciona bajo la administración de la empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB, Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, 2012).

La PTAR El Salitre está localizada en Distrito Capital, en el barrio El Dorado, en la Localidad de Engativá, y se ubica en la margen izquierda del Río Juan Amarillo o Salitre, antes de su confluencia con el Río Bogotá.



Figura 1. Emplazamiento de la PTAR El Salitre.

Fuente: Google Maps

El tratamiento que se lleva a cabo actualmente en la PTAR El Salitre se corresponde a básicamente, tres fases: una de pretratamiento y tratamiento primario químicamente asistido, logrando remociones del 40 por ciento de materia orgánica y un 60 por ciento de sólidos suspendidos totales (SST); y una fase de Tratamiento Secundario (Lodos Activados) que logra remociones hasta de un 90% de la demanda biológica de oxígeno (DBO) y SST que entró en operación recientemente.

Tabla 1. Las principales especificaciones de la PTAR El Salitre

Tratamiento	Tratamiento Primario químicamente Asistido, tratamiento secundario mediante lodos activados y desinfección Tratamiento de Lodos: Espesamiento, Digestión Anaerobia mesofílica y Deshidratación
Población atendida	3.500.000 habitantes asentados en la cuenca Salitre – Torca Se trata el 50% de las aguas residuales generadas en la capital
Remociones	90% DBO y SST en promedio
Área de la cuenca de alimentación	13.815 ha sin incluir Cerros Orientales
Caudal medio de tratamiento	7 m ³ /s

Fuente: Elaboración propia a partir de información de PTAR El SALITRE, 2022

4.1. Captación

El agua residual llega a través del sistema de alcantarillado sanitario a la Planta. Este sistema está diseñado buscando la separación de las aguas residuales y las pluviales. La separación facilita el tratamiento, pues entre menos diluida llegue el agua residual a la planta, es más fácil remover los residuos contaminantes. Las aguas de lluvia se conducen a través de un sistema de canales abiertos hasta los humedales y los ríos directamente (A.M. Delgado Castellano, 2006). Para ingresar el agua a la planta se utilizan cinco unidades de bombeo llamadas tornillos de Arquímedes o bombas de tornillo. Continuamente estos toman 7m^3 por segundo de agua y la ingresan para su tratamiento (EEAB, 2018). El agua llega a través del canal interceptor El Salitre, estructura de conducción sobre la cual confluyen los aportes de aguas servidas de diferentes puntos de la zona norte de la ciudad.

4.2. Pretratamiento

En esta etapa se lleva a cabo el desbaste fino, mediante rejillas automáticas que tienen un espacio libre entre barrotes 2,50 cm. Posteriormente se lleva a cabo el desarenado, que permite remover arena y otros materiales inertes por ejemplo vidrio y semillas; también se realiza el desengrasado, que se logra mediante tres canales aireados dobles, cada uno de 8 metros de ancho y 30 metros de largo. Adicionalmente al pretratamiento se realiza la clarificación del agua vía coagulación – floculación. Para este fin se aplica Cloruro Férrico y polímero aniónico del tipo poliacrilamida seca, en dosis promedias de 32 mg/L y 0,50 mg/L, respectivamente. De aquí el agua es conducida mediante un conducto rectangular (box-culvert) hacia las cámaras de reparto de agua (A.M. Delgado Castellano, 2006).

4.3. Tratamiento Primario

El agua floculada es conducida a tanques sedimentadores, donde permanece varias horas con el propósito de asentarla o sedimentarla, separando la materia orgánica (formada por los flocos) que se deposita en el fondo, generando una mezcla oscura denominada “lodo” primario. Los sedimentadores están dotados de puentes barre lodos para raspar el lodo que cae al fondo y concentrarlo en una tolva o bolsillo central (EEAB, 2018).

4.4. Tratamiento secundario

Consiste en la activación de bacterias aerobias presentes en el agua que consumen la materia orgánica. El modo de lograr el desarrollo de estas bacterias en el agua consiste en la aireación de esta, logrando así elevados niveles de oxígeno disuelto que permiten la proliferación de microorganismos aerobios. Este proceso, que se lleva a cabo en tanque clarificadores, genera a su vez unos lodos secundarios.

4.5. Desinfección

La desinfección del agua se realiza posterior al tratamiento secundario por adición de hipoclorito sódico.

4.6 Tratamiento de lodos

El lodo resultante pasa a los tanques espesadores. Allí se le retira el agua de exceso, produciendo lodo espesado. Este va a los tanques digestores, en los cuales permanecen de 20 a 22 días a 35 °C, donde es necesario mantener las condiciones de temperatura, agitación y alimentación de lodos; en este punto se acelera el proceso de descomposición por medio de bacterias anaerobias que degradan la materia orgánica. Aquí es donde se produce el denominado lodo digerido. Este último es secado – deshidratado, convirtiéndose de esta manera en un fertilizante orgánico que es usado en la recuperación de suelos degradados. El nombre técnico de este material es biosólido. (EEAB, 2018).

Existen bombas con dos funciones en este proceso: unas que bombean lodo al intercambiador de calor para recirculación de lodos y otras que dan ingreso a nuevos lodos en el proceso de digestión anaerobia. El proceso de entradas y salidas de lodos es continuo.

Se prevé a corto plazo que el agua tratada se destine al distrito de riego La Ramada, ubicado en los municipios cercanos de Cota, Funza, Mosquera y Soacha. Así se garantiza que el agua ya tratada y desinfectada de la PTAR El Salitre pueda ser reaprovechada para usos agrícolas y pecuarios, sin riesgo para la salud pública. Aunque, sin duda, el beneficio más importante de este proyecto es contribuir a la descontaminación del Río Bogotá (Aqualia, 2021).

El esquema de tratamiento de la PTAR y sus unidades de funcionamiento se muestran en el Anexo 1.

5. ANÁLISIS DEL BIOGÁS OBTENIDO PARA GENERACIÓN ENERGÉTICA

Según información de la empresa de acueducto y alcantarillado de Bogotá, quienes operan la PTAR El Salitre, en condiciones normales, se producirán alrededor de 33.000 m³ de biogás al día², el cual se almacena en gasómetros y se utiliza de acuerdo con las necesidades de calentamiento y mezcla en los digestores (EEAB, 2018), además de la generación de electricidad y calor mediante cogeneración.

En la siguiente tabla se relacionan las características del biogás generado a partir de la digestión anaerobia de la materia orgánica, producto del tratamiento primario y secundario del agua del río Bogotá.

² Según el último informe de operación de la PTAR El Salitre de diciembre de 2021, se generan en promedio 15.000 m³ de biogás, ya que no ha entrado en plena operación la segunda fase de la planta.

Tabla 2. Características del biogás PTAR El Salitre

Parámetro	Valor
Metano (% vol)	69,03
Dióxido de carbono (CO ₂) (% vol)	30,97
Nitrógeno (N ₂) (% vol)	0,754
Ácido Sulfhídrico (H ₂ S) (% vol)	0,0009
Poder calorífico teórico (KJ / m ³)	22.400
Gravedad específica (aire: 1.00)	0.8255

Fuente: Empresa de acuerdo y alcantarillado de Bogotá, 2018

En las siguientes fotografías se pueden apreciar el gasómetro y la Tea dentro de la PTAR

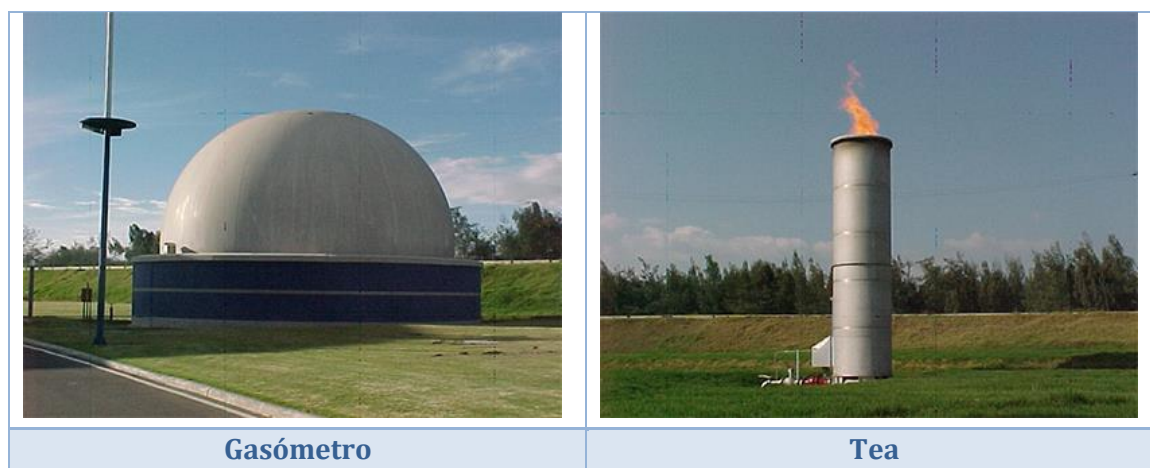


Figura 2. Gasómetro y Tea de la PTAR El Salitre.

Fuente: Empresa de acuerdo y alcantarillado de Bogotá, 2018

De acuerdo con las características del biogás, se pueden observar algunas equivalencias entre este biocombustible y otros.

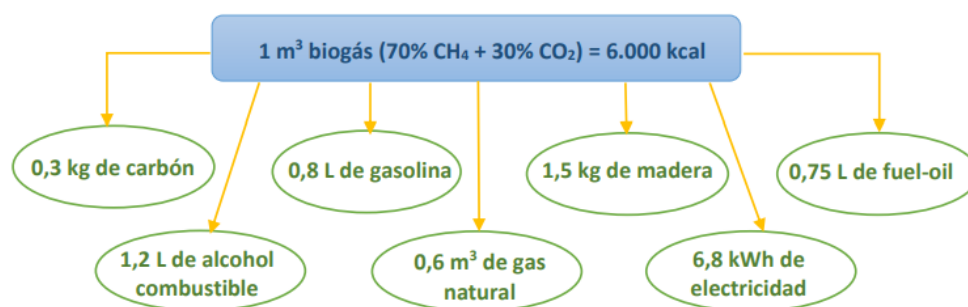


Figura 3. Equivalencias entre Biogás y otros combustibles.

Fuente: CIEMAT, 2021

5.1. Uso actual

5.1.1. Digestión anaerobia

Actualmente, la PTAR El Salitre cuenta con 8 digestores anaerobios de 11.000 m³, dentro de los cuales se estabiliza el lodo generado en el tratamiento del agua residual³. Este proceso se realiza gracias a la acción de una serie de procesos microbiológicos encadenados, los cuales son requeridos para descomponer la materia orgánica y transformarla en agua y biogás, según se muestra en el esquema de la Figura 4. El biogás se produce en la última fase de la digestión anaerobia, siendo un biocombustible rico en metano que posee un alto poder calorífico, como se ve en las características de la Tabla 2.

Procesos que tienen lugar durante la digestión anaerobia de la materia orgánica:

- **Hidrólisis** de la materia orgánica es la fase en la cual los compuestos complejos se transforman en moléculas solubles y degradables.
- **Acidogénesis:** las bacterias acidogénicas transforman a los monómeros solubles mediante oxidación anaerobia en cadenas cortas de ácidos grasos como el propiónico, butírico, valérico y fórmico, y también alcoholes, dióxido de carbono, gas hidrogeno y amoníaco. Los monómeros solubles hidrolizados son degradados por las bacterias anaerobias facultativas mediante fermentación lo que resulta en la producción de dióxido de carbono, gas hidrogeno, alcoholes, ácidos orgánicos, compuestos orgánicos y algunos compuestos de azufre orgánico. (Loguzo, 2017).
- **Acetogénesis:** en esta etapa, bacterias específicas son responsables de la oxidación de los productos generados en la etapa previa en productos asimilables por las bacterias metanogénicas. Los productos de estas bacterias son H₂, CO₂, y ácido acético.
- **Metanogénesis:** las bacterias convierten el ácido acético, el H₂ y el CO₂ en metano.

³ El informe de operación de la PTAR para el año 2021 indica una operación con 3 digestores anaerobios ya que no había entrado en operación la segunda fase de la planta.



Figura 4. Digestor anaerobio PTAR El Salitre. Fuente (EEAB, 2018)

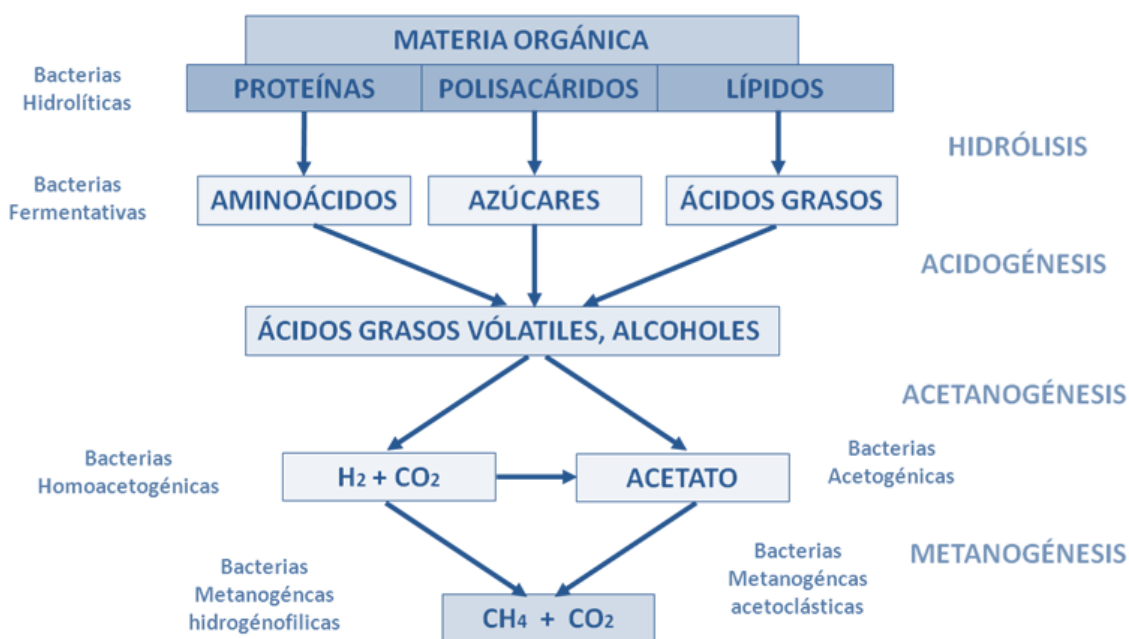


Figura 5. Esquema de digestión anaerobia.

Fuente: Adaptado de Metcalf-Eddy (1991)

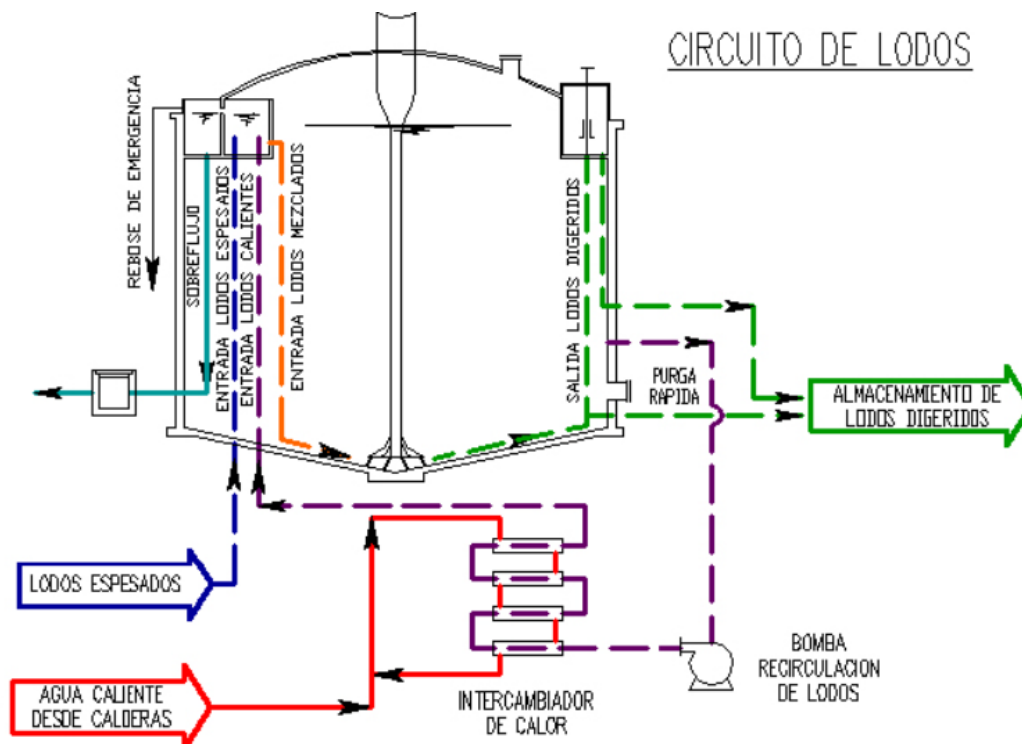
Desde la implementación de la primera fase de la PTAR, se utiliza entre el 30 % y el 35 % de la producción de biogás para calentar los lodos espesados, debido a las características mesofílicas (aproximadamente 35°C) de las bacterias encargadas de remover la carga orgánica del agua residual.

El mantenimiento de la temperatura adecuada en los digestores anaerobios se consigue mediante la recirculación de una fracción del lodo digerido, el cual es calentado externamente antes de

ingresar nuevamente al digestor. El calentamiento del lodo se realiza mediante un intercambiador de calor, el cual funciona gracias al poder calorífico del biogás.

Otra de las funciones del biogás empleado en la PTAR es propiciar una mezcla adecuada entre el lodo digerido recirculado y el lodo crudo, con el fin de mantener una temperatura homogénea en todo el volumen del reactor. Esta mezcla se consigue mediante la inyección de una fracción del biogás en el centro de cada reactor, asegurando un contacto íntimo entre el lodo digerido y el lodo crudo. Esta energía utilizada en el proceso de digestión de la planta permite reducir costos de tratamiento. (A.M. Delgado Castellano, 2006)

En resumen, en digestores de 11.000 m³ de capacidad, se produce la estabilización biológica de los lodos al cabo de aproximadamente 22 días de tiempo de retención hidráulico (TRH), a una temperatura de 35°C y con una mezcla homogénea de los lodos, lograda mediante agitación por inyección de gas. Adicionalmente, utilizando la energía propia de la planta por combustión de biogás, los lodos son calentados en intercambiadores tubulares de contracorriente agua – lodos para mantener su temperatura al interior de los digestores por encima de los 35°C.



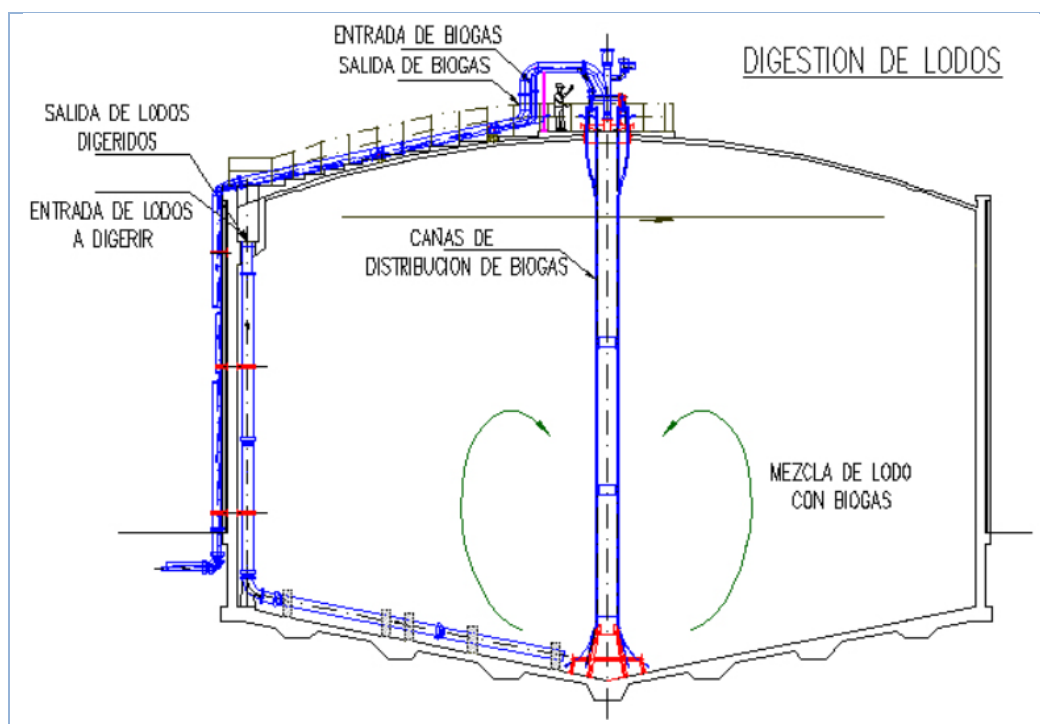


Figura 6 Esquema de funcionamiento digestores anaerobios PTAR El Salitre.

Fuente: Empresa de acuerdo y alcantarillado de Bogotá, 2018

En la implementación de la segunda fase de la planta, que entró en operación recientemente, del 25 al 35% del biogás generado en el proceso es usado en cogeneración, junto con gas natural, para generar calor y electricidad dentro de la PTAR, para su uso durante el tratamiento secundario y la línea de lodo. Finalmente, el 35% restante es quemado de forma controlada en una Tea.

5.1.2. Limpieza del biogás para generación de energía

De manera general, el biogás que se genera a partir distintas fuentes tiene componentes que reducen su poder calorífico, principalmente los siloxanos y el ácido sulfhídrico.

Para reducir principalmente estos componentes, con el fin de mitigar los impactos por olores generados en los lodos, generalmente se agrega cloruro férrico, que permite reducir el contenido de ácido sulfhídrico. Sin embargo, este proceso tiene el inconveniente de afectar al potencial de metano que se produce en el biogás. Resulta importante eliminar el H_2S ya que, además de generar malos olores e impactos en su emisión, provoca corrosión en las tuberías y motores.

En la PTAR El Salitre existe un proceso de limpieza de biogás, que tiene por objeto prevenir la corrosión de tuberías y motores, y a la vez aumentar el PCI del biogás, según el siguiente esquema:

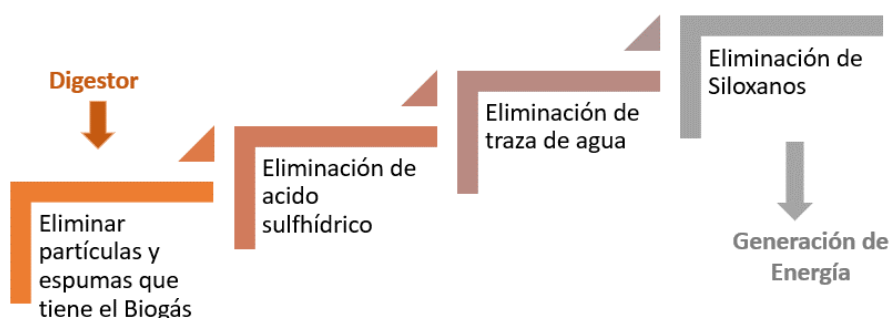


Figura 7. Proceso de limpieza de biogás para generación energética.

Fuente: Elaboración propia, 2022

La eliminación de partículas y espumas se hace a través de un tanque de gravas, donde circula el biogás. Adicionalmente, se tiene en la PTAR El Salitre un recipiente con carbón activo el cual tiene una capacidad de absorción del 15 %, un filtro adicional de carbón activo catalítico que tiene una capacidad de absorción mayor, que oscila entre 50 y 70%, y finalmente se tiene óxido de hierro que elimina ácido sulfhídrico, este compuesto se regenera con aire. Para evitar la corrosión posterior, el nivel permitido de ácido sulfhídrico contenido en el biogás debe ser inferior a 15 ppm.

La eliminación de la humedad se realiza través de un recuperador. Este realiza un preenfriamiento del biogás y luego con un deshumidificador se reduce la humedad en un 70%. En este punto el biogás ya está a una temperatura entre 11 y 20°C. Finalmente, la eliminación de siloxanos también se realiza con carbón activo después de la etapa de deshumidificación.

5.1.3. Cogeneración

El eje del sistema consiste en un motogenerador que convierte la energía química del combustible en energía eléctrica y calor. Se tienen 5 generadores dentro de la PTAR, pero existen restricciones para que funcionen en paralelo. El modelo usado es el CG 170, el cual está rateado para una potencia de 1564kW para uso con biogás, aunque puede acercarse a los 2MW con gas natural exclusivamente. En el anexo 2 se relacionan las especificaciones técnicas del equipo.

El sistema implementado tiene las siguientes características:

1. **Combustible dual:** funciona tanto con gas natural como con biogás, incluyendo un sistema de mezclas de ambos combustibles. Se aprovecha el biogás generado en la PTAR, pero a la vez se emplea también como combustible el gas natural, dado que este tiene un mayor poder calorífico y es mejor para la vida útil media de los equipos. Cabe destacar que a medida que se usa más biogás, se debe usar más aceite en el motogenerador.

2. **Paralelismo con la red:** se refiere a que se puede comprar o adquirir energía cuando la planta de cogeneración es deficitaria y pudiendo aportar/ vender a la red los sobrantes, en caso de existir.
3. **Recuperación de calor:** se realiza con el agua de camisas⁴ y en la zona de gases de escape. Hay tres fuentes de generación de calor, de las cuales se recuperan 2 y una, la correspondiente al aerogenerador de baja temperatura, se disipa al ambiente.

Como se mencionó anteriormente, se realiza una mezcla entre biogás y gas natural. En promedio se viene utilizando un 35% biogás y 65% gas natural. Bajo estas condiciones, actualmente la planta funciona con 3 generadores y, según información observada en los informes de avance y seguimiento de la PTAR, actualmente alternan el funcionamiento, por lo que la generación media mensual con cogeneración corresponde a 49,20 MWh al día.

Adicionalmente, hay un uso de biogás en el sistema de digestión, correspondiente a un 30% de su producción y equivalente a 9.900 m³ al día. Lo que significa que se quema en la Tea un 35% en promedio del biogás generado, como se resume en la Tabla 3 y el esquema relacionado en el Anexo 1.

Tabla 3. Uso actual del biogás en PTAR El Salitre

Proceso	Porcentaje	Q de Biogás Estimado m ³ /día
Reincorporación en el sistema de biodigestión	30%	9.900
Cogeneración	35%	11.550
Quema en Tea	35%	11.550
Total	100%	33.000

Fuente: elaboración propia a partir de información proporcionada por consorcio PTAR Salitre

De esta forma, frente a la generación actual de biogás, se tienen 5 motogeneradores, los cuales están subutilizando, ya que hay más de 10.000 m³ día de biogás que se están quemando en una tea, y que podrían aprovecharse en generación de energía.

⁴ Las cavidades del agua de enfriamiento, tanto en el bloque como en la tapa del cilindro, componen el sistema de aguas de camisas

5.2. Uso Potencial

Frente al uso actual se tiene entonces una potencia de generación de energía del biogás de 7.820 kW⁽⁵⁾. Es decir, se podría emplear 30.240 m³ al día de biogás si la cogeneración funcionara a partir únicamente de este biocombustible, tal como se muestra en la siguiente ecuación.

$$Q = \frac{7.820 \frac{kJ}{s}}{22.400 \frac{kJ}{m^3}} = 0,35 \frac{m^3}{s} = 30.240 \frac{m^3}{dia}$$

Bajo este escenario, y teniendo en cuenta que aún se necesita el biogás para el sistema de lodos en reinyección y calentamiento de los biodigestores, con un volumen de 10.500 m³, aún se disponen de 22.500 m³ de gas que podría aprovecharse por completo en 4 de los motogeneradores, mientras que en el último se emplearía sólo gas natural, o bien se puede emplear en los 5 y se aprovecha el sistema de mezclas.

Cabe destacar que se está desperdiciando una fuente de calor en la cogeneración, que podría emplearse en la digestión anaerobia y así reducir el porcentaje de biogás recirculado en la línea de lodos. Aunque esto implica modificaciones en el diseño de la primera fase de planta, se aprovecha mejor la energía de los motogeneradores y se optimiza el uso del biogás.

Bajo este escenario se generarían 80,70 MWh al día, con el funcionamiento a pleno rendimiento de biogás en los 5 generadores, optimizando fuente de calor en digestión de lodos, cubriendo en promedio el 55% de la energía eléctrica necesaria para el funcionamiento de la planta; o 64,56 MWh al día empleando 4 generadores con uso de biogás y con el sistema como se tiene implementado actualmente.

Sin embargo, ya que el biogás cuenta con trazas de otros gases, se podría mejorar su porcentaje de metano mediante la eliminación del CO₂ (upgrading). Después de la transformación, el producto final se denomina 'biometano' y normalmente contiene entre un 95 % y un 97 % de CH₄ y entre un 1 % y un 3 % de CO₂. El biometano se puede utilizar como alternativa al gas natural, y actualmente en Europa el 13% del biometano proviene de lodos de depuradoras (European Biogas Association, 2020). Si se consigue que el porcentaje de metano equivalga al 95% se consigue un combustible similar al gas natural, donde el volumen de biogás a emplear sería:

$$Q = \frac{10.000 \frac{kJ}{s}}{38.988 \frac{kJ}{m^3}} = 0,256 \frac{m^3}{s} = 22.118 \frac{m^3}{dia}$$

⁵ Asumiendo que solo se está empleando biogás y obteniendo la potencia de las especificaciones técnicas del equipo de generación de energía.

*En este cálculo de caudal volumétrico de biogás al día se consideró el poder calorífico del gas natural ya que este se compone de 95% de metano, y se contempló la potencia de los generadores a 2MW según las especificaciones técnicas del datasheet (Anexo 2)⁶

Como es de esperar, la generación energética incrementaría en más del 15% la producción de energía, empleando menos volumen de biogás y aprovechando los 5 motogeneradores que proporcionan 103,2 MWh al día, que, usando los mismos equipos, pero sin mejorar las condiciones del biogás. De acuerdo con lo expuesto anteriormente, los escenarios en generación de energía son:

Tabla 4. Energía generada por cogeneración y cobertura de energía requerida por la planta

Escenarios	MWh por mes	% Demanda de Energía abastecida
<i>Uso actual</i>	1476,12	33,88%
<i>Uso del 100% del biogás a generar en 5 generadores</i>	2.421	55,57%
<i>Usos del biogás en 4 motogeneradores y recirculación en tratamiento de lodos</i>	1936,85	44,46%
<i>Cogeneración con biometano</i>	3.096	71,07 %
Energía demandada por mes:		4.356 MWh mes

Fuente: Elaboración propia, 2022

*En este cálculo de energía por cogeneración, se consideraron los valores del datasheet las condiciones actuales de operación y los escenarios propuestos. Para la energía requerida por la planta se realizó proyección en condiciones de máxima operación, es decir tratando caudal de 7m³/s.

De esta manera la primera alternativa es cogenerar solo con biogás y la segunda en mejorar las características de este (upgrading). El concepto de mejora del biogás, más conocido por su expresión en inglés, “*upgrading*”, consiste en reducir el porcentaje de los gases diferentes al metano, principalmente separando el CO₂, así como el resto de los gases minoritarios ya citados (Angelidaki, y otros, 2018). En el biogás “enriquecido” la proporción de metano aumenta generalmente por encima del 96%, para cumplir con los estándares de calidad del gas natural para uso en transporte y para inyección en la red eléctrica (ver Anexo 3).

Teniendo en cuenta la operación actual de la planta se cubre un porcentaje importante de generación de electricidad a través de la cogeneración, que puede revertir en ahorros en la factura eléctrica, según se analizará en el siguiente numeral de este estudio. Sin embargo, se está subutilizando la generación al no emplear todo el biogás generado, aunque se debe hacer mayores análisis de laboratorio que permitan demostrar que el mismo no contiene trazas de siloxanos, H₂S

⁶ Cabe destacar que, aunque se tomó el poder calorífico del gas natural que compone de un 95% de metano, el resto son otros hidrocarburos, como el butano, cuyo PCI también es elevado, en comparación con el CO₂ del biometano.

o demás compuestos que puedan causar corrosión y daños en los motores, o que el mayor gasto de biogás no compense la cantidad de aceite lubricante necesario.

Haciendo un análisis únicamente con el mayor potencial energético de la cogeneración, que es mejorando el biogás, con porcentajes de metano cercano al 95% puede llegar a generar hasta un 70% de la energía necesaria para la operación de la PTAR.

Para este análisis se tendrán en cuenta 2 métodos que, según la investigación realizada, podrían ser los más desarrollados técnicamente y viables económicamente para su implementación, aunque existen otros pasando por tecnologías que incluyen criogénesis, tecnologías biológicas⁷, o la conversión catalítica de gases de efecto invernadero (CH_4 & CO_2) en gas de síntesis.

5.2.1. Water Scrubbing (Remoción por lavado)

La eliminación de CO_2 mediante *water scrubbing* como absorbente selectivo es una operación unitaria basada en la mayor solubilidad acuosa del CO_2 en comparación con la del CH_4 (26 veces mayor a 25 °C) (Sinnott R, 2005). Esta es hoy en día una tecnología madura, que representa aproximadamente el 41 % del mercado global de enriquecimiento del biogás, siendo considerado el método menos sensible a las impurezas de este biocombustible.

La disponibilidad de un suministro de agua de suficiente calidad a bajo coste a menudo determina la configuración proceso implementado. Por ejemplo, la eliminación de CO_2 del biogás producido en las plantas de tratamiento de aguas residuales se ha realizado en lavadores de un solo paso utilizando agua tratada a presión (6-10 bar), que después de la absorción se envía de vuelta a la línea principal de tratamiento de agua (Tynell Å, 2007)

La absorción de CO_2 a menudo se lleva a cabo a 6–10 bar de presión, aunque también se utilizan presiones en el rango de 10–20 bar. La primera unidad flash funciona a 2–4 bares, lo que da como resultado la emisión de un biogás rico en CO_2 (80–90% CO_2 y 10–20 % CH_4) que se devuelve a la unidad de absorción (ver Figura 8). La descompresión del agua a presión atmosférica en la segunda unidad de extracción, a menudo asistida por inyección de aire, da como resultado la regeneración final del absorbente que regresa a la unidad de absorción (Ryckebosch E, 2011).

La cantidad de agua requerida (m^3/h) depende de la presión y temperatura del agua, y se puede estimar como $\text{Biogás}/(H \times P)$, donde Q biogás ($\text{kg mol}/\text{h}$) representa el caudal de biogás molar bruto, H (M/atm) la constante de la Ley de Henry⁸ y P (atm) la presión total de operación⁹. Donde

⁷ La transferencia de masa de CO_2 del biogás a un caldo microbiano o enzimático seguida de una reducción biológica de CO_2 constituye la base de la mayoría de las biotecnologías actualmente en investigación. De ellos, la bioconversión de CO_2 asistida por H_2 , la fijación de CO_2 basada en microalgas, la disolución enzimática de CO_2 , la reducción fermentativa de CO_2 y la desorción de CO_2 son los más conocidos.

⁸ La ley de Henry enuncia que, a una temperatura constante, la cantidad de gas disuelta en un líquido es directamente proporcional a la presión parcial que ejerce ese gas sobre el líquido (Morcillo, 1989)

⁹ No depende del pH del agua ni de la concentración de CO_2 en el biogás crudo.

de acuerdo con los gases estudiados en depuradoras estos caudales pueden variar entre 0,10 y 0,20 m³ por hora.

Las presiones operativas más altas implican tasas de flujo de agua más bajas, pero costos de bombeo y compresión más altos, y una vida útil reducida de la planta de enriquecimiento. A pesar de que el reciclaje de agua reduce significativamente el consumo de agua, se purgan continuamente 20 a 200 litros por hora para evitar la acumulación de subproductos perjudiciales.

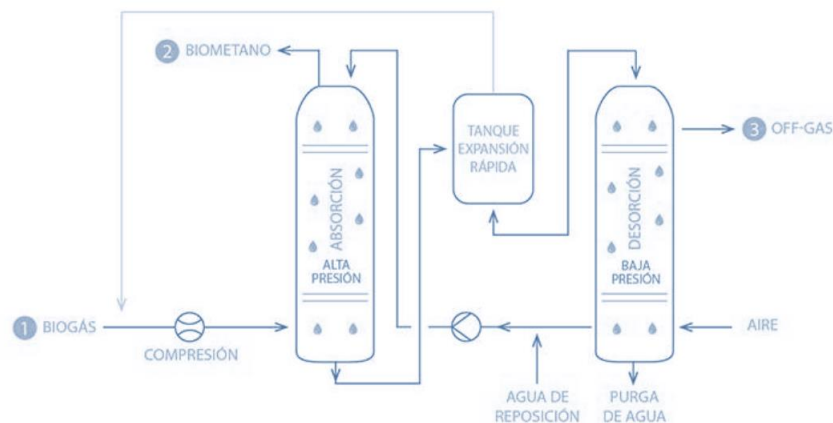


Figura 8. Water Scrubbing (Remoción por lavado).

Fuente: biogasupgrading.es, 2022

5.2.2. Adsorción por oscilación de presión

La adsorción por oscilación de presión o PSA por sus siglas en inglés (Pressure Swing Adsorption), se basa en la adsorción selectiva de CO₂ sobre CH₄ en adsorbentes porosos con un área de superficie específica alta, como carbón activado, gel de sílice, alúmina activada, zeolita y adsorbentes poliméricos (Ryckebosch E, 2011). La exclusión por tamaño molecular y la afinidad de adsorción constituyen los mecanismos de separación de esta tecnología.

Aparte de una alta adsorción selectiva de CO₂, los tamices moleculares utilizados en PSA no deben ser peligrosos, deben estar fácilmente disponibles, ser estables a largo plazo y exhibir una isoterma de adsorción lineal (Bauer F, Persson T, Hulteberg C, Tamm D, 2013). Estos adsorbentes, a menudo, se empaquetan en columnas verticales lo que requiere la disposición de 4 columnas interconectadas en paralelo operando en cualquiera de las 4 etapas que se aprecian en la figura 9.

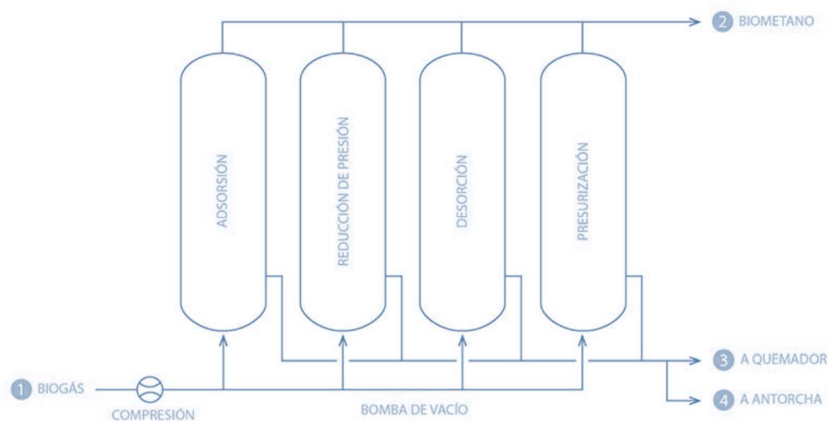


Figura 9. Adsorción por oscilación de presión.

Fuente: biogasupgrading.es, 2022

La presurización de la columna y la alimentación de biogás a menudo se realizan a 4–10 bares, para aumentar la retención de CO_2 dentro de los poros. Cuando la columna se satura con CO_2 , la fase de purga comienza llenando la columna de adsorción adyacente, previamente regenerada con el gas que sale de la columna saturada (para reducir el consumo energético total del proceso), lo que representa la etapa de presurización de esta nueva columna de adsorción operativa. La columna saturada finalmente se ventila a presión ambiental y se purga con biogás enriquecido para completar la regeneración del lecho adsorbente. Los gases de escape de la purga de la columna, a menudo, se recirculan a la alimentación de biogás (Bauer F, Persson T, Hulteborg C, Tamm D, 2013). Este ciclo de adsorción y regeneración (llamado ciclo de Skarstrom) dura de 2 a 10 minutos (CA, Grande, 2011). El PSA, desarrollado originalmente en la década de 1960 para la separación de gases industriales, constituye actualmente una tecnología madura con una cuota de mercado del 21 % (Petersson A, 2009).

En la siguiente tabla se comparan las tecnologías de upgrading que se presentan en este trabajo. De acuerdo con esta comparación, resulta mejor hacer el mejoramiento con lavado con agua ya que tiene menos fuga de metano y presenta mejor eficiencia en remoción de agentes corrosivos y contaminantes como el H_2S , con una demanda de electricidad similar a la del PSA.

Tabla 5. Comparación tecnologías upgrading de Biogás

Parámetro	PSA	Remoción por lavado (PMS)
Demanda de electricidad ($\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{BG}$) ²	0,16-0,3	0,2 – 0,3
Demanda de calor ($\text{kWh}/\text{Nm}^3\text{BG}$)	No	No
Pérdidas de CH_4 %	1-2	~1
Presión de operación, bar	1-10	4-10
Temperatura operación °C	-	-
Separación de N_2 y O_2	Parcialmente	No
Necesidad de H_2O	No	Si
Separación de H_2S	Externo	Si

Fuente: biogasupgrading.es, 2022; (Muñoz, 2015)

5.2.3. Usos potenciales de la energía obtenida

Además del uso en el mantenimiento de la temperatura de la fase de lodos, la inyección de biogás en los digestores y la generación de energía eléctrica que es usada en la fase secundaria del tratamiento de aguas residuales, el potencial incremento de la energía obtenida a través de la cogeneración con biogás puede emplearse en procesos como la mejora con hidrólisis térmica o el mismo biometano como combustible, por ejemplo, para los vehículos utilizados en el transporte de lodos.

La hidrólisis térmica consiste en calentar la superficie del lodo por encima de su punto de ebullición a presión, por inyección de vapor saturado, el cual es eficiente para disminuir la demanda química de oxígeno (DBO) y remoción de materia orgánica y lograr una mejor digestión anaerobia, y la producción de biogás. Esto funciona como pretratamiento para una producción de biogás, ya que controla y ayuda a remover sustancias limitantes para la digestión anaerobia. En China se han realizado estudios para la mejora de la eficiencia del proceso, añadiendo aditivos como cloruro de aluminio polimérico (PACl) y cloruro de hierro (III) (FeCl_3) (LanfengLia, 2020). Estos aditivos mejoran la remoción de sustancias que puedan llegar a afectar la digestión anaerobia, disminuyendo también la DBO, lo cual da como resultado que los lodos sean menos tóxicos. En España se han realizado proyectos piloto de tratamiento de lodos en siete plantas, mostrando cómo la hidrólisis térmica en lodos funciona como pretratamiento debido a su capacidad de remoción de sólidos, material orgánico y nitrógeno, teniendo eficiencia de una remoción del 50% y, en el caso de una doble hidrólisis térmica una eficiencia del 80%; generando un biosólido menos tóxico y más eficiente para un tratamiento final (Israel Diaz, 2020).

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

El ciclo integral del agua (ciclo antrópico) incluye etapas como la captación, potabilización, transporte y distribución, consumo, vertido, depuración y reutilización. En la Tabla 6 se relacionan los datos relativos a los consumos de energía de dichas etapas:

Tabla 6. Ciclo integral del Agua- Antropológico. Gasto de energía

ETAPA	Ratio kWh/m ³	GWh/año
Captación y transporte	0,230	184
Potabilización	0,070	53
Desalinización	3,300	40
Distribución	0,240	151
Depuración	0,440	294
Reutilización	0,100	3
Totales	1.153	724

Fuente: Agencia Catalana del Agua, Datos 2016-2018

Según los datos de la Tabla 6, si se desprecia la poca contribución de la desalinización, considerando que en países como Colombia estos métodos no son muy difundidos aún, la etapa

que consume más energía es el proceso de depuración. El consumo medio de una depuradora es de 0,440 kWh/m³, casi el doble de la distribución. Por tanto, la puesta en marcha de un plan de eficiencia y ahorro energético requiere enfoque en esta etapa, ya sea en estrategias de ahorro o de buscar mecanismos de autogeneración usando los subproductos del proceso.

El valor del promedio de caudal tratado al mes referenciado desde el año 2004 es de 10'477.752,65 m³, este valor con la ampliación de la planta a capacidad de 7 m³/s ascenderá a 18'144.000 m³ (EEAB, 2021). Teniendo en cuenta que según datos de operación desde 2018, para la PTAR El Salitre el ratio de consumo de electricidad es de 0,25KWh/m³, teniendo en cuenta operación no sólo de la planta si no de instalaciones de oficina y que en paradas de la planta donde ha habido una disminución de tratamiento hasta del 95% de la capacidad, el consumo eléctrico mínimo ha sido de 100.000 a 150.000 kWh al mes, el consumo mensual energético en condiciones de full operación será de aproximadamente 4.356 – 4.400 MWh al mes.

6.1. Análisis alternativa actual

Frente a la alterativa actual, la financiación del proyecto se realizó al 42% con recursos propios de la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca¹⁰ y 58% con un préstamo solicitado al BIRF - Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento. El préstamo dispone de un vencimiento a 14 años vista tras la firma del contrato. En cuanto a los intereses que la Administración Pública pagará por este capital serán de un margen fijo sobre la tasa media de los últimos ocho años del London Interbank Offered Rate (en adelante, LIBOR) (Jordi Salvador, 2019).

En la Tabla 7 se relacionan los costos en los que se incurrieron para la puesta en marcha de la planta de tratamiento. Para hacer el análisis económico se realizó mediante criterios estáticos de análisis muy sencillos como tiempo de recuperación de la inversión (pay back) y criterios dinámicos aplicando el Valor Anual Neto. Se tuvo en cuenta únicamente el costo de la estabilización de lodos y la recuperación de energía e infraestructura para operación y mantenimiento versus la energía ahorrada, contemplando una tasa de cambio de 1Euro = 4.100 pesos colombianos.

Tabla 7 Descripción y cuantía correspondiente a los lotes de control del proyecto PTAR Salitre Fase 2

ITEM	DESCRIPCION	EUROS €	PESOS COLOMBIANOS (COP)
1	Adecuación del predio	1.773.971 €	\$ 7.273.281.100
2	Obras de aducción, tratamiento preliminar y primario	8.750.475 €	\$ 35.876.947.500
3	Tratamiento secundario y desinfección	10.379.540 €	\$ 42.556.114.000
4	Espesamiento y deshidratación de lodo	7.497.192 €	\$ 30.738.487.200

¹⁰ Autoridad Ambiental del Ámbito Regional en Colombia. (Nota de la Autora)

ITEM	DESCRIPCION	EUROS €	PESOS COLOMBIANOS (COP)
5	Estabilización de lodos y recuperación de energía	10.742.469€	\$ 44.044.122.900
6	Infraestructura para operación y mantenimiento	665.239 €	\$ 2.727.479.900
7	Sistemas auxiliares	4.351.006 €	\$ 17.839.124.600
TOTAL		44.159.892 €	\$ 181.055.557.200

Fuente: (Jordi Salvador, 2019)

Para las ganancias o ingresos de esta implementación se tuvo en cuenta los ahorros en 3 escenarios definidos, basados en el precio por kWh de 2022 y considerando un incremento en el precio de la energía con la tendencia de los últimos 3 años, pero sin contar con la sobretasa Electricaribe cobrada en el periodo 2021-2022¹¹ (ver Anexo 4).

Tabla 8. Ahorros en factura de energía por cogeneración y recuperación de lodos en 3 escenarios de aprovechamiento de Biogás

Escenarios	kWh por mes	kWh por año	Costo KWh (COL)	Costo en energía ahorrada al año (2022) en COP	Costo en energía ahorrada al año (2022) en EUR
Uso actual	1.476.120	17.713.440	665,3	\$ 11.784.751.632	2.874.329,67
Uso del 100% del biogás a en 5 generadores	2.421.000	29.052.000	665,3	\$ 19.328.295.600	4.714.218,44
Usos del biogás en 4 motogeneradores y recirculación en tratamiento de lodos	1.936.850	23.242.200	665,3	\$ 15.463.035.660	3.771.472,11

Fuente: Elaboración propia

¹¹ El Gobierno nacional introdujo un capítulo especial en el Plan Nacional de Desarrollo (PND), que incluye ocho artículos, con el propósito de “salvar” a Electricaribe, la compañía prestadora del servicio de energía eléctrica en los departamentos de la costa que fue intervenida en noviembre de 2016 en medio de una crisis financiera.

Los artículos estipulan una serie de medidas para lograr su sostenibilidad, entre ellas, asumir el pasivo pensional de la empresa. Como alternativa, se estipula la creación de una sobretasa nacional de cuatro pesos por kilovatio hora de energía eléctrica consumido para los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, los comerciales e industriales y los no regulados.

6.2. Evaluación de alternativas

Para las alternativas propuestas de *upgrade* del biogás, al valor invertido en la cogeneración se le sumaron los sistemas de Water Scrubbing y PSA de acuerdo con las siguientes consideraciones:

6.2.1. Water Scrubbing

Los costes de inversión en lavadores de agua disminuyen linealmente de 5.500 a 2.500 € (Nm³/h) cuando la capacidad de tratamiento de diseño aumenta de 100 a 500 Nm³/h, y se mantienen relativamente constantes en 1.800–2.000 € (Nm³/h) para capacidades de planta superiores a 1000 Nm³/h (Bauer F, Persson T, Hulteberg C, Tamm D, 2013). Por otro lado, los costes de explotación oscilan entre 0,11 y 0,15 €/ Nm (200–300 m³/h), que pueden atribuirse tanto al consumo de energía (disminuyendo de 0,3 kWh/Nm a 500 Nm³/h a 0,2 kWh/ Nm a 2000 Nm³/h) y los costes de mantenimiento anual (2–3 % de los costes de inversión), ya que los costes de los consumibles suelen ser insignificantes. En este contexto, los principales procesos que demandan energía son la compresión de gas (0,10–0,15 kWh/Nm en instalaciones modernas de 6–8 bar), la compresión de agua (0,05–0,1 kWh /Nm) y la refrigeración por agua (0,01–0,05 kWh /m). La necesidad de una unidad de tratamiento de gases de escape, como incineradores, filtros de carbón activado o biofiltros para reducir el H₂S y el CH₄ extraídos del tanque de desorción implican costos adicionales no considerados en la discusión anterior (Muñoz, 2015).

6.2.2. Adsorción por oscilación de presión. PSA

Los costos de capital en PSA disminuyen linealmente de 2.700 € (Nm³/h) a caudales de diseño de 600 Nm³/h a 1.500 € (Nm³/h) para plantas con una capacidad de 2000 Nm³/h (Bauer et al. 2013). Los requisitos de electricidad para la compresión de gas y la deshumidificación del biogás en el rango de 0,24 a 0,6 kWh /Nm generalmente se informan en la literatura, aunque una encuesta reciente de costos limita las necesidades de electricidad a 0,25–0,3 kWh/Nm (incluidos los oxidantes catalíticos de la reducción de las emisiones de gases de escape de CH₄) (Muñoz, 2015). El PSA no conlleva costes adicionales derivados de la adición de agua de reposición o calor para la regeneración del adsorbente.

En la siguiente tabla se resume la inversión aproximada necesaria para las propuestas de enriquecimiento del biogás, adicional al sistema de cogeneración y tratamiento de lodos (digestión anaerobia y limpieza descritos en los numerales 5.1.1 y 5.1.2. de este análisis)

Tabla 9. Inversiones base para realizar técnicas de mejora de biogás

ESCENARIO 2	EUROS €	PESOS COLOMBIANOS (COP)
Estabilización de lodos y recuperación de energía	10.742.469,00 €	\$ 44.044.122.900
PSA	2.000 € por Nm ³ /h	\$ 8.200.000

Water Scrubbing¹²	1.800€ por Nm ³ /h	\$ 7.380.000
-------------------------------------	-------------------------------	--------------

Fuente: Elaboración propia

De igual forma, para la estimación de ingresos o ganancias de esta implementación (valor de energía ahorrada) se tendrán en cuenta los ahorros definidos basados en el precio por kWh de 2022 y considerando un incremento en el precio de la energía con la tendencia de los últimos 3 años, pero sin contar con la sobretasa Electricaribe cobrada en el periodo 2021-2022, con la información de partida relacionada en la tabla 10 (Ver Anexo 4).

Tabla 10. Ahorros en factura de energía por cogeneración y recuperación de lodos en escenarios de aprovechamiento de Biometano

<i>Escenario 2</i>	<i>kWh por mes</i>	<i>kWh por año</i>	<i>costo kWh (COL)</i>	<i>Costo en energía ahorrada al año (2022) en COP</i>	<i>Costo en energía ahorrada al año (2022) en EUR</i>
<i>Obtención de Biometano</i>	3.096.000	37.152.000	665,3	\$ 24.717.225.600,00	6.028.591,61

Fuente: Elaboración propia

Teniendo en cuenta el análisis económico realizado, se encuentra que lo más viable es emplear el 100% del biogás, sin realizar enriquecimiento, ya que eso permite obtener un valor anual neto positivo y un tiempo de retorno de la inversión ya realizada con la retribución de energía ahorrada de 4 años. En todos los casos es posible recuperar la inversión en un tiempo inferior al de la deuda inicial de los mejoramientos de la planta de tratamiento de agua residual fase 2.

Sin embargo, es importante destacar que los costos de operación (OPEX) son mucho más elevados en los casos de enriquecimiento del biogás a través wáter scrubbing y PSA por tratamiento al año, lo que significaría un incremento en el LCOE por la operación en el periodo analizado. Sin embargo, los impactos en reducción de emisiones constituyen un atractivo suficientemente alto ya que empiezan a cumplir el compromiso de captura de CO₂, acercando a la infraestructura al escenario de emisiones cero, mostrando resultados en corto plazo contemplando las metas a 2030.

Bajo estos escenarios económicos de igual manera conviene más invertir en lavado de CO₂ en términos tecnológicos y de gasto de energía, aunque se debe contemplar el gasto de agua que requiere esta solución ya que puede incrementar la huella hídrica, así como el costo por el consumo de agua que al ser variable podría afectar el tiempo de retorno de la inversión con mejoras que varía de 9 a 12 años.

Finalmente se deben buscar más maneras de incentivar las instalaciones que incluyan energías renovables para hacer estas inversiones más atractivas e impulsar el cumplimiento de las metas

¹² Solo se tiene en cuenta costo base, pero en el anexo económico se incluye costo de mantenimiento.

nacionales bajo las cuales se ratificó el acuerdo de París. En este sentido, a través de la ley 1715 de 2014 se establecieron incentivos tributarios y arancelarios para aquellas empresas y maquinaria que favorezcan la eficiencia energética, bajo la implementación de estos incentivos se pueden viabilizar las inversiones ya que las altas tasas de impuestos disminuyen la utilidad neta y el valor actual neto de las inversiones en la mayoría de los escenarios y con solo la exención del IVA se mejora el tiempo de recuperación de las inversiones en todos los casos.

7. ANÁLISIS AMBIENTAL

Implementar mejoras en el tratamiento del agua y la recuperación energética, no solo incide en hacer un proceso más eficiente y limpio, en términos de ahorro y optimización energética, también repercute en hacer proyectos que generen menos emisiones de gases de efecto invernadero como estrategias de mitigación alineadas a instrumentos de políticas nacionales y regionales, en respuesta a la ratificación del Acuerdo de París¹³ como el Plan Regional Integral de Cambio Climático, que establece medidas, políticas y normativas que garantizarán la reducción de gases efecto invernadero en un 50% para el 2030.

A nivel regional, las categorías de fuentes de emisión que más aportan en el total de las emisiones departamentales corresponden a la degradación y deforestación de bosques, la quema de combustibles por camiones de servicio pesado y autobuses, las emisiones de la ganadería bovina (entérica, estiércol y pasturas), la generación de energía eléctrica, las emisiones de automóviles y la quema de combustibles en industrias de minerales no metálicos, las emisiones fugitivas por la extracción de carbón y el tratamiento y eliminación de aguas residuales industriales.

Referente a los GEI generados en las plantas de tratamiento de aguas residuales, y para identificar las emisiones de acuerdo con el tipo de sistema empleado o existente en las PTAR, según la investigación realizada por la universidad de Medellín, se obtuvo que es posible inferir que, para sistemas aerobios, el compuesto de mayor proporción es el CO₂ con un 97 %, para mecanismos anaerobios es el CH₄ con un 78 % y para sistemas mixtos es el N₂O con un 52 % (Diana Lucía Cristancho Montenegro, 2019).

Según el mismo estudio, las estimaciones de emisiones de GEI antes de cogeneración para la PTAR El Salitre corresponden a:

¹³ El Acuerdo de París es un tratado internacional sobre el cambio climático jurídicamente vinculante. Fue adoptado por 196 Partes en la COP21 en París, el 12 de diciembre de 2015 y entró en vigor el 4 de noviembre de 2016. Su objetivo consiste en limitar el calentamiento mundial a muy por debajo de 2, preferiblemente a 1,5 grados centígrados, en comparación con los niveles preindustriales. Para alcanzar este objetivo de temperatura a largo plazo, los países se proponen alcanzar el máximo de las emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible para lograr un planeta con clima neutro para mediados de siglo.

Tabla 11. Emisiones de GEI en los procesos de cogeneración de la PTAR El Salitre

CH ₄ kgCH ₄ /año	3777,42
CO ₂ kgCO ₂ /año	7015,21

Fuente: (Diana Lucía Cristancho Montenegro, 2019).

Estas emisiones con la recuperación completa del biogás se reducirían significativamente ya que en la ecuación de la metodología del IPCC para calcular gases de efecto invernadero en PTAR se contempla la recuperación de gases tal como se muestra a continuación (Michiel R. J. Doorn, 2006).

$$Emisiones\ de\ CH_4 = \left[\sum_{i,j} (U_i \cdot T_{i,j} \cdot EF_j) \right] (TOW - S) - R$$

Emisiones de CH₄ = emisiones de CH₄ durante el año del inventario, kg. de CH₄/año

TOW = total de la materia orgánica degradable contenida en las aguas residuales de la industria i durante el año del inventario, kg. de COD/año

i = sector industrial

Si = componente orgánico separado como lodo durante el año del inventario, kg. de COD/año

EFA = factor de emisión para la industria i, kg. de CH₄/kg. de COD para la vía o sistema(s) de tratamiento y/o eliminación utilizada(s) en el año del inventario

Ri = cantidad de CH₄ recuperada durante el año del inventario, kg. de CH₄/año

Si en una industria se utiliza más de una práctica de tratamiento, este factor debe corresponder a un promedio ponderado.

En este sentido las emisiones quedan reducidas a lo que salga de las calderas de la PTAR que son pequeños márgenes de CO, material particulado y compuestos de nitrógeno. Así, la cogeneración y las alternativas del *upgrade* del biogás permitirán sólo salidas de CO₂ con un aprovechamiento completo del metano, reduciendo emisiones considerablemente, alcanzando inclusive rangos que superan el 80% de emisiones menos.

Adicionalmente, evitando la emisión de metano además de reducir el incremento del efecto invernadero, también se evita accidentes por explosión, dado que la cantidad diaria de metano producida en la PTAR El Salitre, en condiciones de acumulación de este gas, es suficiente para generar explosiones.

Cabe destacar de igual manera que el informe publicado por WWF denominado: "Cómo reducir adecuadamente las emisiones derivadas de la energía" identifica cuatro actuaciones clave para lograr una mayor reducción de las emisiones y, con ello, disminuir la amenaza del cambio climático, dentro de las cuales se encuentran: "(1) el ahorro de energía es el factor clave para la descarbonización del sistema energético, y (2) ahora es el momento de aumentar la generación de

electricidad con energías renovables" acciones claves cubiertas bajo el modelo de cogeneración con biogás y aprovechamiento energético en una instalación de gran envergadura como la PTAR El Salitre.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La recuperación de los ríos modifica el estado de las ciudades y la relación de la población con los recursos naturales. Casos como el del río Támesis declarado como muerto biológicamente en 1957, por el Museo de Historia Natural, y que ahora es un lugar donde los habitantes de Londres encuentran focas y otro tipo de animales (Hardach, 2015), proporciona un estado estético a la ciudad y dignifica de cierta manera las fuentes hídricas al dejar ser consideradas como cloacas. Esto se logró al modernizar y actualizar los sistemas de tratamiento de aguas de residuos y al disminuir la cantidad de emisiones generadas por las industrias gasíferas, químicas y eléctricas. (Portal de noticias VetMarket, 2021). En este momento la ciudad de Bogotá está implementando un plan de recuperación del río Bogotá que permite modificar la cara de la ciudad, la visión y la relación de los bogotanos con el río.

Bajo esta estrategia se construyó la planta de tratamiento de agua residual El Salitre que trata el agua de más del 50% de la población de la ciudad. Producto de este tratamiento se obtienen subproductos importantes como los biosólidos y el biogás. El uso de los lodos para la generación de energía eléctrica en el ciclo productivo del tratamiento de aguas residuales tiene impactos positivos. Uno de estos hace referencia a la reducción en la producción de energía eléctrica a nivel local, disminuyendo la demanda de energía frente a la red de distribución nacional al reemplazar esta fuente de suministro energético por una fuente de energía derivada del consumo de biogás, ya que el consumo eléctrico de una PTAR es en promedio 294 GWh al año.

En el caso de la PTAR El Salitre, el uso del biogás para satisfacer necesidades de energía eléctrica dentro de la instalación puede significar ahorros desde el 33% que se implementa actualmente, subutilizando los motogeneradores, hasta de un 70% obteniendo biometano bajo procesos de purificación o mejora del biogás.

El análisis de uso potencial justifica que en el diseño de la PTAR El Salitre se haya considerado usar 5 motogeneradores ya que, si se usan al 100% sólo con biogás, se está aprovechando en promedio el 90% de lo generado diariamente. Si se aprovecharan las 3 fuentes de calor de los generadores, efectivamente se necesitaría solo inyectar biogás para una mezcla adecuada entre el lodo digerido recirculado y el lodo crudo, cubriendo el uso de calor que se tuvo contemplado en la primera fase, que es para mantener la temperatura de los digestores; razón por la cual se necesitaría emplear menos biogás en la fase de tratamiento de lodos, aprovechando más biocombustible en la cogeneración y reduciendo las emisiones que realiza la planta actualmente.

Sin embargo, es necesario hacer un análisis del biogás para verificar la eficacia de la fase de limpieza en cuanto a remoción de siloxanos, H_2S y otros compuestos que pueden afectar la vida

útil de los equipos por generación de corrosión para no afectar la vida útil, de los mismos o que no haya un ahorro significativo por los costos de mantenimiento y uso de gas lubricante.

Los sistemas fisicoquímicos para la mejora del biogás basados en absorción y adsorción hoy en día son tecnologías maduras capaces de proporcionar un biometano apto para su inyección en las redes de gas natural o para su uso como combustible, con un margen de maniobra técnico y económico limitado. Aunque resultan alternativas técnicamente convenientes como se mencionó anteriormente, el inconveniente de implementación radica en los altos costos en los que se debe incurrir para su implementación, incrementando el OPEX de la planta, por lo que al igual que para la implementación de la fase 2 de PTAR Salitre es necesario contar con fondos de investigación y desarrollo o fondos de cooperación internacional.

Dentro de los usos actuales se emplea energía térmica, implementado desde la primera fase para mantener la temperatura en la digestión anaerobia, así como la inyección de bigas dentro de este proceso. Este uso ha sido ampliado en la segunda fase empleando en total cerca del 50% del biogás generado en usos de energía eléctrica en tratamiento secundario y calor. Sin embargo, al estar desaprovechando una fuente de calor dentro de la cogeneración y bajo la propuesta de aprovechar más el biogás a través del *upgrade* para obtención de biometano, se puede generar más electricidad y también emplear el calor generado en el mejoramiento de proceso como la hidrólisis térmica.

A nivel de análisis económico se compara los ratios de KWh por metro cubico de depuración, encontrando que en Europa el costo se acerca al doble del valor de la planta de tratamiento más grande Colombia, esto debido al nivel y las fases de tratamiento, ya que en el caso de la PTAR El Salitre se llega a tratamiento secundario con desinfección, y en la media de tratamientos europeos se consideran tratamientos terciarios o tecnologías que incorporan mayor eficacia en remociones de otros contaminantes además de DBO y solidos suspendidos totales, razón por la cual podría ser más demandante a nivel energético. Así mismo, los valores en tarifas industriales para consumo energético son más altas en Europa que en Colombia, pero cabe destacar que se tienen establecidas también compensaciones por autoproducción (en el caso concreto de España) situación que en el mercado colombiano no se ha regulado.

Las inversiones resultan de manera general poco atractivas teniendo en cuenta modelos de evaluación de proyectos con criterios dinámicos considerando las altas tasas de impuestos que se manejan en Colombia y los intereses. Favorecer estos dos criterios, así como inversiones en investigación y desarrollo, impulsará la inversión energías renovables. Al respecto ya existe legislación que apoya este tipo de iniciativas, aunque no es muy difundido sus casos de implementación. En todo caso el *pay back* de las opciones planteadas es favorable ya que se da antes de terminar el pago de la deuda inicial de operación de la fase 2 de la planta de tratamiento de agua residual y es acorde con la vida útil de los sistemas de cogeneración, que por lo general es de 15 años¹⁴. Cabe destacar, que vida útil de los motogeneradores depende de su mantenimiento

¹⁴ Información según la Asociación Española de Cogeneración (Acogen)

y la inversión inicial resulta la más costosa, así que estos factores también influirán en la rentabilidad de las inversiones realizadas y de las que se proponen. En general mejorar el biocombustible también resulta en menos gasto de aceite lubricante y que los equipos duren más, al emplearse un gas con mayor pureza de metano.

Desde el punto de vista técnico por ventajas de remoción y de aprovechamiento de subproductos y teniendo en cuenta el análisis económico muestra un mejor periodo de retorno de inversión el water scrubbing. Sin embargo, este último contempla mayor huella hídrica por lo que el método de mejoramiento de biogás puede definirse por facilidades de operación y acceso a la tecnología y requerirá un análisis más detallado que el que se presenta en este trabajo.

Finalmente, si se aprovecha el máximo potencial de biogás generado con los 5 motogeneradores, las emisiones de gases de efecto invernadero producto de la biodigestión y el tratamiento de aguas residuales, se pueden reducir hasta en un 85%, proporcional al aprovechamiento energético. Cabe destacar que los niveles de metano se pueden llevar a valores muy cercanos a cero, y este gas tiene alto poder calorífico para aprovechamiento y generación de energía tanto térmica como eléctrica, a la vez que representa un elevado potencial de calentamiento global respecto al CO₂, por lo que representa el impacto positivo más significativo de reducción de GEI.

A su vez la reducción de energía por la estrategia de autoconsumo que se puede implementar impacta de igual manera en la reducción de gases de efecto invernadero ya que las estrategias de ahorro energético impactan en gran medida como medida de mitigación, considerando el sector de energía como uno de los principales emisores de GEI. Es posible inclusive que la PTAR busque mecanismos de certificación de ahorro energético que promuevan el desarrollo de este tipo de proyectos en otras depuradoras en el país.

RESUMEN

El tratamiento de aguas residuales constituye una importante fase del ciclo antropogénico del agua. La depuración de las aguas no solo permite mejorar la calidad de las fuentes hídricas, también repercute en la calidad de vida de las poblaciones, asentadas en las rondas hídricas y aguas abajo de los puntos de vertimiento. Este trabajo se relaciona con los objetivos 6 y 7 de desarrollo sostenible los cuales se enfocan en agua limpia y saneamiento y energía asequible y no contaminante. Un funcionamiento eficiente de una planta de tratamiento de aguas residuales PTAR puede contribuir en el cumplimiento de estos objetivos, en ciudades donde hay una amplia concentración de población e industrias como la capital de Colombia.

La PTAR El Salitre trata $7\text{m}^3/\text{s}$ de agua residual de aproximadamente la mitad de la población de la ciudad de Bogotá, cuenta con tratamiento primario y secundario y se realiza de igual manera tratamiento de lodos a través de espesamiento, digestión anaerobia mesofílica y deshidratación. El biogás procedente de la digestión anaerobia de este proceso se compone principalmente de CH_4 y CO_2 en menores proporciones. Los componentes traza que a menudo están presentes en el biogás son vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, siloxanos, hidrocarburos, amoníaco, oxígeno, monóxido de carbono y nitrógeno. Este trabajo analiza los datos técnicos de la PTAR, las inversiones, el gasto energético actual, el potencial de ahorro de energía y las emisiones realizadas, la producción de este biogás y la posibilidad de mejorarlo para producir energía a través de cogeneración.

Para convertir biogás en biometano, se realizan dos pasos principales: (1) un proceso de limpieza para eliminar los componentes traza y (2) un proceso de mejora para ajustar el poder calorífico. La mejora se realiza generalmente con el fin de cumplir con los estándares para su uso como combustible de vehículos o para inyección en la red de gas natural. En este caso se busca contribuir al autoabastecimiento de la planta con la energía disponible de sus subproductos. Analizando el escenario actual a los potenciales se obtienen importantes mejoras en el aprovechamiento energético y la posibilidad de mejorar proceso con energía térmica que no se emplea actualmente. Aunque a nivel económico se deben realizar elevadas inversiones que requieren mayor financiación y posiblemente incentivos gubernamentales, a largo plazo teniendo en cuenta la vida útil de los sistemas de recuperación de energía y de la planta como tal resulta atractivo. Finalmente, desde el punto de vista ambiental este proyecto persigue la eficiencia energética con la disminución del consumo eléctrico de la red y la reducción significativa de gases de efecto invernadero.

ABSTRACT

Wastewater treatment is an important phase of the anthropogenic water cycle. The purification of water has an impact on the quality of life of the populations, settled in the water rounds and downstream of the dumping points. This work relates to Sustainable Development Goals six and seven which focus on clean water and sanitation and affordable, clean energy. An efficient operation of a WWTP (Wastewater Treatment Plant) can contribute to the fulfillment of these, in cities where there is a wide concentration of population and industries such as the capital of Colombia.

The Salitre WWTP treats 7m³/s of wastewater from half of the population of Bogotá, has primary and secondary treatment, and sludge treatment is conducted through thickening, mesophilic anaerobic digestion, and dehydration. The biogas from the anaerobic digestion of this process is composed of CH₄ and CO₂ in smaller proportions. The trace components that are often present in biogas, water vapor, hydrogen sulfide, siloxanes, hydrocarbons, ammonia, oxygen, carbon monoxide, and nitrogen. This document methodologically analyzes technical data of the WWTP, the investments, the current energy expenditure, the potential for energy savings and the emissions made, the production of this biogas and the possibility of improving it to produce energy through cogeneration

To convert biogas into biomethane, two main steps are performed: (1) a cleaning process to remove trace components and (2) an improvement process to adjust the calorific value. The upgrade is usually done to meet standards for use as vehicle fuel or for injection into the natural gas grid. In this case, the self-sufficiency of the plant with the available energy of its by-products is sought. Analyzing the current scenario to the potentials, important improvements are obtained in the energy use and the possibility of improving the process with thermal energy that is not currently used. Although high investments that require more funding and government incentives must be made at an economic level, in the long-term taking into account the useful life of the energy recovery systems and the plant as such it is attractive. Finally, from the environmental point of view, this project pursues energy efficiency with self-sufficiency and the significant reduction of greenhouse gases.

BIBLIOGRAFIA

- A.M. Delgado Castellano, J. S. (2006). Modelamiento de la planta de tratamiento de aguas residuales Salitre mediante el software WEST®. *Repositorio Departamento de Ingeniería Química, Universidad de Los Andes*, 24.
- Acciona. (2019). *Sostenibilidad para todos*. Obtenido de Agua. RANKING DE LOS RÍOS MÁS CONTAMINADOS DEL MUNDO: https://www.sostenibilidad.com/agua/ranking-rios-mas-contaminados-del-mundo/?_adin=0872133180#carousel-gallery
- Aline Tathyana Alves, R. M. (August de 2018). Analysis of biogas produced by the anaerobic digestion of sludge generated at wastewater treatment plants in the South of Minas Gerais, Brazil as a potential energy source. *Sustainable Cities and Society*, 41, 139-153. doi: <https://doi.org/10.1016/j.scs.2018.04.035>
- Angelidaki, I., Treu, L., Tsapekos, P., Luo, G., Campanaro, S., Wenzel, H., & Kougias, P. (2018). Biogas upgrading and utilization: Current status and perspectives. *Biotechnol Adv.*, 452-466.
- Aqualia. (2021). *Bogotá - El Salitre*. Recuperado el 14 de abril de 2022, de <https://www.aqualia.com.co/es/ptar-salitre>
- Barreto, B. L. (2009). *Historia de la PTAR Salitre Rio Bogota*. Obtenido de scribd: <https://es.scribd.com/document/508037270/Historia-de-la-PTAR-Salitre-RIO-BOGOTA>
- Bauer F, Persson T, Hultberg C, Tamm D. (2013). Biogas upgrading—technology overview, comparison and perspectives for the future. *Biofuels Bioprod Bioref*, 7, 499–511. doi:10.1002/bbb.1423
- CA, Grande. (2011). Biogas upgrading by pressure swing adsorption. *Biofuel Eng Process Technol.* doi:10.5772/18428
- Consejo Nacional de Política Económica y Social República de Colombia Departamento Nacional de Planeación. (2004). *Estrategia para el manejo ambiental del río Bogotá*. Bogotá: Documento CONPES 3320 de 2004.
- Consorcio Expansión PTAR SALITRE. (2018). *PTAR SALITRE FASE II*. Recuperado el 13 de abril de 2022, de <https://ptarsalitre.com.co/#ptarsalitre>
- Contraloría General de la República. (2005). *Estado de los Recursos Naturales*. Bogota.
- Cristancho Montenegro, D. L. (2019). Estimación de los gases efecto invernadero generados por las plantas de tratamiento de aguas residuales ubicadas en la cuenca del río Bogotá. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín* (18(34)), 25-44.
- Diana Lucía Cristancho Montenegro, W. G. (2019). Estimación de los gases efecto invernadero generados por las plantas de tratamiento de aguas residuales ubicadas en la cuenca del río Bogotá. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín*, 12(34), pp. 25-44. doi: <https://doi.org/10.22395/rium.v18n34a2>

- Duarte, C. M., Alonso, S., Benito, G., Dachs, J., Montes, C., Pardo Buendía, M., . . . Simó, R. (2006). *Cambio Global. Impacto de la Actividad Humana sobre el Sistema Tierra*. CSIC. Consejo superior de investigaciones científicas. Obtenido de <http://hdl.handle.net/10016/8520>
- Ecoforest. (2018). *Elaboración del diagnóstico prospectiva y formulación de la cuenca hidrográfica del Rio Bogota*. Bogotá.
- EEAB. (2018). *Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá*. Recuperado el 13 de 04 de 2022, de PTAR Salitre > Productos de la PTAR Salitre > Biogás: https://www.acueducto.com.co/wps/portal/EAB2/Home/ambiente/saneamiento/rio-bogota/ptar-salitre/productos-de-la-ptar-salitre/biogas/!ut/p/z0/fYy9CsIwFEZfjUvmpBWL_aEPFJSCQpul3NRQomlum9yKj290c3E85zt8QolaKA9P2wNZ9OASN6poi2ots5XMT_ttuZfVubscr1m1yM9LcRDqf5Ae7H2
- EEAB. (2021). *PLANTA DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES EL SALITRE. Informe de Actividades*. Bogotá: Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá.
- EEAB, Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá. (2012). *GUÍA CONCEPTUAL SOBRE LA PTAR SALITRE*. Obtenido de https://www.acueducto.com.co/wps/html/resources/PTAR/guia_concPTARSalitre.pdf
- European Biogas Association. (2020). *Informe Estadístico EBA*. Recuperado el 17 de 05 de 2022, de <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2020/>
- García, L., & Díaz, C. (2020). contaminación por metales pesados (Pb, Hg y Cd) en el agua para riego de hortalizas proveniente del río Bogotá. *Contaminación por Mercurio en Bogotá y su Conurbano*, 37-61.
- Gordillo, O. L. (2015). *Parque lineal del rio Bogotá, una herramienta de desarrollo urbano sostenible*. Obtenido de El presente trabajo de grado plantea un parque lineal para el rio Bogotá sentando las bases en cada una de la escala: <http://hdl.handle.net/10554/18171>
- Hardach, S. (2 de diciembre de 2015). Londres: cómo el río Támesis fue rescatado de la muerte. *BBC Londres*, s.p. Recuperado el 17 de 04 de 2022, de https://www.bbc.com/mundo/noticias/2015/12/151120_vert_earth_rio_tamesis_yv
- Israel Diaz, A. D. (2020). Traceability of organic contaminants in the sludge line of wastewater treatment plants: A comparison study among schemes incorporating thermal hydrolysis treatment and the conventional anaerobic digestion. *Bioresource Technology*.
- Jordi Salvador, M. R. (2019). *CASO DE ESTUDIO PPP FOR CITIES PTAR El Salitre, Bogota (Colombia)*. Univrsidad de Navarra. Navarra: IESE. doi: <https://dx.doi.org/10.15581/018.ST-493>
- LanfengLia. (2020). Relationship between the physicochemical properties of sludge-based carbons and the adsorption capacity of dissolved organic matter in advanced wastewater treatment: Effects of chemical conditioning. *Chemosphere*, 243.



- Loguzo, D. (2017). *Diseño de un digestor de fangos anaerobio con producción de biogás. estudio de cogeneracion*. Valencia: Universitat Politècnica de València. Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales - Escola Tècnica Superior d'Enginyers Industrials.
- Michiel R. J. Doorn, S. T. (2006). *Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero. TRATAMIENTO Y ELIMINACIÓN DE AGUAS RESIDUALES*.
- Morcillo, J. (1989). *Temas básicos de química*. Alhambra Universidad.
- Muñoz, R. M. (26 de septiembre de 2015). A review on the state-of-the-art of physical/chemical and biological technologies for biogas upgrading. *Rev Environ Sci Biotechnol* (14), 727–759. doi: <https://doi.org/10.1007/s11157-015-9379-1>
- Nie, E. Z. (1 de abril de 2019). Emission characteristics of VOCs and potential ozone formation from a full-scale sewage sludge composting plant. *Science of The Total Environment*, 659, pp 664-672. doi: <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2018.12.404>
- O. Ashrafi et al. (2015). Wastewater treatment in the pulp-and-paper industry: A review of treatment processes and the associated greenhouse gas emission. *Journal of Environmental Management*, 158, pp.146-157.
- Petersson A, W. A. (2009). Biogas upgrading technologies—developments and innovations. *IEA Bioenergy*, 37. Obtenido de http://www.iea-biogas.net/_download/publi-task37/upgrading_rz_low_final.pdf
- Portal de noticias VetMarket. (21 de Nov de 2021). *Támesis, La maravillosa recuperación ecológica del río*. Obtenido de <https://vetmarketportal.com.ar/nota/2097/la-maravillosa-recuperacion-ecologica-del-rio-tamesis/>
- Ramírez, N. C. (2013). Umbral Río Bogotá – Proyecto de integración urbana multiescalar. *Pontificia Universidad Javeriana*, 46.
- Rivas, L. E. A., & Pimiento, N. N. (2019). Plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR): impacto ambiental esperado e impacto ambiental provocado. *Revista Caribeña de Ciencias Sociales*, 3-11.
- Rojas, A. G. (2 de septiembre de 2016). La contaminación aumenta en la mayoría de los ríos de América Latina, África y Asia. *Diario El Pais*.
- Ryckebosch E, D. M. (2011). Techniques for transformation of biogas to biomethane. *Biomass Bioenerg*, 35, 1633–1645. doi: 10.1016/j.biombioe.2011.02.033
- Secretaria Distrital de Ambiente. (2004). *Programa de Descontaminación del Río Bogotá*. Recuperado el 09 de 05 de 2022, de Observatorio Ambiental de Bogotá: https://oab.ambientebogota.gov.co/?post_type=dlm_download&p=4238
- Sinnot R. (2005). *Chemical engineering design*. Oxford: Elsevier Butterworth-Heinemann.



Torre, F. B. (2017). Los recursos hídricos en el mundo: cuantificación y distribución. *Cuadernos de estrategia*, 21-70.

Tynell Å, B. G. (2007). Microbial growth on pall rings: a problem when upgrading biogas with the water-wash absorption technique. *Appl Biochem Biotechnol*, 299-320.



Fuente: EEAB, 2018

ANEXO 2. Datasheet motogenerador GG 170

ESPECIFICACIONES DEL PRODUCTO PARA CG170-20

ESPECIFICACIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Maximum Continuous Rating	2000 ekW @1.0pf
Fuel Type	Natural Gas, Biogas, Coal Gas
Maximum Electrical Efficiency	43.70%
Maximum Standby Rating	2000
Frequency	50 / 60 Hz
RPM	1500

ESPECIFICACIONES DEL MOTOR

Engine Model	CG170-20
Displacement	53.1 l
Aspiration	TA
Bore	170 mm
Stroke	195 mm

DIMENSIONES DEL GRUPO ELECTRÓGENO

Length	7467.6 mm
Width	1710 mm
Height	2190 mm
Dry Weight - Genset	19800 kg

CG170-20 STANDARD EQUIPMENT

AIR INLET

- Turbocharger with a water-cooled bearing case for all cylinder
- One-element single-stage air cleaner with enclosure and service indicator

CONTROL PANELS

- TEM (Total Electronic Management)

COOLING

- Jacket water and SCAC thermostats
- flange connections for JW inlet and outlet
- Electrical jacket water and aftercooler coolant pump

EXHAUST

- Closed crankcase ventilation system
- PEARL/Low resistance exhaust system
- Exhaust waste gate for the CG170-20

FUEL SYSTEM

- Pre-chamber spark plugs
- Electronic fuel metering valve
- Independently controlled cylinder monitoring and ignition system

GENERATOR

- Winding temperature detectors
- 3-phase sensing and KVAR/PF control
- Reactive droop
- closed-coupled generator result in no torque transmission to the base frame
- grid code generator
- Anti-condensation space heater
- Busbar connections

STARTING/CHARGING

- 24V starting motors
- Battery disconnect switch

GENERAL

- Crankshaft vibration damper and guard

Fuente: Caterpillar, pagina web https://www.cat.com/en_US/products/new/power-systems/electric-power/gas-generator-sets/110821.html

ANEXO 3. Especificaciones técnicas para inyección de biogás en red de gas natural y uso como combustible vehicular

(Marcogaz 2006 ; Persson et al. 2006 ; Huguen y Le Saux 2010 ; INN 2010 ; Bailón y Hinge 2012 ; BOE 2013)

De: [Una revisión del estado del arte de las tecnologías físicas, químicas y biológicas para la mejora del biogás](#)

País	Suecia	Suiza	Alemania	Francia	Austria	Países Bajos
<i>Contenido de CH₄ (%)</i>	97 ± 1 (Tipo A) ^a 97 ± 2 (Tipo B)	> 96 ^b > 50 ^c			>96	>80
<i>Índice de Wobbe (MJ Nm⁻³)</i>	44,7–46,4 (Tipo A) ^a 43,9–47,3 (Tipo B)	47,9–56,5 (inyección ilimitada)	46,1–56,5 días 37,8–46,8 días	48,2–56,5 días 42,5–46,8 días	47,7–56,5	43.46–44.41
<i>Punto de rocío del agua (°C)</i>	<t _f –5 <–9 (a 200 bares)	–8 en MOP	temperatura del suelo	<–5 en MOP	<–8 (40 bares)	<–10 (8 barras)
<i>Contenido de agua máx. (mg Nm⁻³)</i>	<32					<32
<i>CO₂ (%)</i>	<3	<4 ^b <6 ^c	<6	<2,5 gramos	<2	<6 (<10–10,3 para red regional)
<i>O₂ (%)</i>	<1	<0.5	<3	< 0,01g	<0.5	<0.5
<i>CO₂ + O₂ + N₂ (%)</i>	<4 (Tipo A) ^a <5 (Tipo B)					
<i>H₂S (mg Nm⁻³)</i>	<15,2	<5	<5	<5 (H ₂ S + COS)	<5	<5
<i>Azufre total (mg Nm⁻³)</i>	<23	<30	<30	<30	<10	<45

<i>Mercaptanos (mg m⁻³)</i>		<5	<6	<6	<6	<10
<i>NH₃ (mg/Nm³)</i>	<20	<20	<20	<3	técnicamente libre	<3
<i>siloxanos</i>					<10 mg de silicio total m ⁻³	<5 ppmv
<i>compuestos halogenados</i>		<1 mgCl·m ⁻³	<1 mgCl·m ⁻³	<1 mg m ⁻³ⁱ <10 mg m ^{-3j}		<50 mg m ⁻³ⁱ <25 mg m ^{-3j}

País	España	Bélgica	República Checa	California Estados Unidos	Chile
<i>Contenido de CH₄ (%)</i>	>95	>85	>95		>88
<i>Índice de Wobbe (MJ Nm⁻³)</i>	13,40–16,06 kWh m ⁻³ (48,25–57,81 MJ m ⁻³)			47,6–51,6	47,28–52,72
<i>Punto de rocío del agua (°C)</i>	2 °C a 7 bares		<-10 °C		
<i>Contenido de agua máx. (mg Nm⁻³)</i>					
<i>CO₂ (%)</i>	2.5	<2.5	<5	3	
<i>O₂ (%)</i>	0,01 (0,3 horas)		<0.5	<0.2	<1
<i>CO₂ + O₂ + N₂ (%)</i>					1.5–4.5 (CO ₂ + N ₂)
<i>H₂S (mg Nm⁻³)</i>	15 (H ₂ S + COS)	<5 (H ₂ S + COS)	<7	88	–
<i>Azufre total (mg Nm⁻³)</i>	50	<30	<30	265	<35
<i>Mercaptanos (mg m⁻³)</i>	17	<6	<5	106	
<i>NH₃ (mg/Nm³)</i>	<3	<3		<0,001 % moles	–
<i>siloxanos</i>	<10 mg m ⁻³		<6 mgSi m ⁻³	Libre de comerciales o <0.1mgSi m ⁻³	
<i>compuestos halogenados</i>	<1 mg m ⁻³ⁱ <10 mg m ^{-3j}	<1 mg m ⁻³ⁱ <10 mg m ^{-3j}	<1,5 mg m ⁻³ (Cl + F)	<0,1 ppmv	

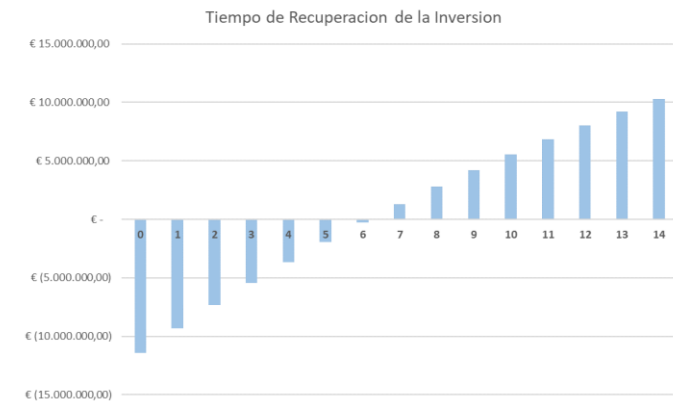
- ^a Tipo A: biogás como combustible para vehículos–Motores sin control lambda, tipo B: biogás como combustible para vehículos–Motores con control lambda
- ^b Inyección de gas ilimitada en Suiza
- ^c Inyección de gas limitada en Suiza
- ^d Gas de alto poder calorífico
- ^{he} Gas de bajo poder calorífico
- ^f Temperatura ambiente
- ^g Francia permite cierta flexibilidad en los parámetros, el contenido de O₂ y CO₂ puede aumentarse al 3 % y al 11,3 %, respectivamente, en determinadas condiciones
- ^h Posible si se dan las siguientes condiciones en el punto de inyección: CO₂ <2 %, punto de rocío del agua <-8 °C, el caudal de inyección de biogás en la red principal de transporte nunca supera los 5000 m³ h⁻¹ (Posibilidad de inyectar un caudal mayor las tarifas se estudian caso por caso)
- ⁱ compuestos de cloro
- ^j Compuestos de flúor

ANEXO 3. Análisis Económico

Opción 1 - Uso Actual

Tasa de descuento=	10%
Credito	€ (6.616.470,64)
Aporte de Capital	€ (4.791.237,36)
Tasa de interes	5%
Total Inversion	€ (11.407.708,00)
Índice de Precios al Productor	4%

AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión [I] = CAPEX	€ (11.407.708,00)														
Ingresos [C]		€ 2.874.329,67	€ 2.989.302,86	€ 3.108.874,97	€ 3.233.229,97	€ 3.362.559,17	€ 3.497.061,54	€ 3.636.944,00	€ 3.782.421,76	€ 3.933.718,63	€ 4.091.067,37	€ 4.254.710,07	€ 4.424.898,47	€ 4.601.894,41	€ 4.785.970,18
Repago de crédito		€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)
Saldo insoluto		€ (6.143.865,59)	€ (5.671.260,55)	€ (5.198.655,50)	€ (4.726.050,46)	€ (4.253.445,41)	€ (3.780.840,37)	€ (3.308.235,32)	€ (2.835.630,27)	€ (2.363.025,23)	€ (1.890.420,18)	€ (1.417.815,14)	€ (945.210,09)	€ (472.605,05)	€ (0,00)
Intereses (INT)		€ (330.823,53)	€ (307.193,28)	€ (283.563,03)	€ (259.932,78)	€ (236.302,52)	€ (212.672,27)	€ (189.042,02)	€ (165.411,77)	€ (141.781,51)	€ (118.151,26)	€ (94.521,01)	€ (70.890,76)	€ (47.260,50)	€ (23.630,25)
Gastos [P] = OPEX		€ (3.000,00)	€ (3.120,00)	€ (3.244,80)	€ (3.374,59)	€ (3.509,58)	€ (3.649,96)	€ (3.795,96)	€ (3.947,80)	€ (4.105,71)	€ (4.269,94)	€ (4.440,73)	€ (4.618,36)	€ (4.803,10)	€ (4.995,22)
OPEX+ INTERESES		€ (333.823,53)	€ (310.313,28)	€ (286.807,83)	€ (263.307,37)	€ (239.812,10)	€ (216.322,23)	€ (192.837,98)	€ (169.359,56)	€ (145.887,22)	€ (122.421,20)	€ (98.961,74)	€ (75.509,12)	€ (52.063,60)	€ (28.625,47)
EBITDA		€ 2.540.506,14	€ 2.678.989,58	€ 2.822.067,14	€ 2.969.922,60	€ 3.122.747,07	€ 3.280.739,31	€ 3.444.106,02	€ 3.613.062,20	€ 3.787.831,41	€ 3.968.646,18	€ 4.155.748,32	€ 4.349.389,35	€ 4.549.830,81	€ 4.757.344,71
Amortización [AMOR]		€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)
EBIT = EBITDA-AMOR		€ 1.725.669,85	€ 1.864.153,29	€ 2.007.230,86	€ 2.155.086,32	€ 2.307.910,78	€ 2.465.903,02	€ 2.629.269,74	€ 2.798.225,91	€ 2.972.995,12	€ 3.153.809,89	€ 3.340.912,04	€ 3.534.553,06	€ 3.734.994,52	€ 3.942.508,43
Base Imponible = EBIT		€ 1.725.669,85	€ 1.864.153,29	€ 2.007.230,86	€ 2.155.086,32	€ 2.307.910,78	€ 2.465.903,02	€ 2.629.269,74	€ 2.798.225,91	€ 2.972.995,12	€ 3.153.809,89	€ 3.340.912,04	€ 3.534.553,06	€ 3.734.994,52	€ 3.942.508,43
Impuestos [IMP]		€ (258.850,48)	€ (279.622,99)	€ (301.084,63)	€ (323.262,95)	€ (346.186,62)	€ (369.885,45)	€ (394.390,46)	€ (419.733,89)	€ (445.949,27)	€ (473.071,48)	€ (501.136,81)	€ (530.182,96)	€ (560.249,18)	€ (591.376,26)
BDI = EBIT-IMP		€ 1.466.819,37	€ 1.584.530,30	€ 1.706.146,23	€ 1.831.823,37	€ 1.961.724,17	€ 2.096.017,57	€ 2.234.879,28	€ 2.378.492,02	€ 2.527.045,85	€ 2.680.738,41	€ 2.839.775,23	€ 3.004.370,11	€ 3.174.745,34	€ 3.351.132,16
Cash flow [Q] = BDI + AMOR		€ 2.281.655,66	€ 2.399.366,58	€ 2.520.982,51	€ 2.646.659,66	€ 2.776.560,45	€ 2.910.853,85	€ 3.049.715,56	€ 3.193.328,31	€ 3.341.882,14	€ 3.495.574,69	€ 3.654.611,52	€ 3.819.206,39	€ 3.989.581,63	€ 4.165.968,45
Cash flow actualizado [Q]		€ 2.074.232,42	€ 1.982.947,59	€ 1.894.051,48	€ 1.807.704,16	€ 1.724.025,59	€ 1.643.101,11	€ 1.564.986,30	€ 1.489.711,22	€ 1.417.284,26	€ 1.347.695,37	€ 1.280.919,04	€ 1.216.916,86	€ 1.155.639,69	€ 1.097.029,70
Cash flow acumulado [QACUM]	€ (11.407.708,00)	€ (9.333.475,58)	€ (7.350.527,99)	€ (5.456.476,52)	€ (3.648.772,36)	€ (1.924.746,77)	€ (281.645,66)	€ 1.283.340,64	€ 2.773.051,87	€ 4.190.336,12	€ 5.538.031,49	€ 6.818.950,53	€ 8.035.867,39	€ 9.191.507,07	€ 10.288.536,77
NPV		€ (17.726.603,13)													



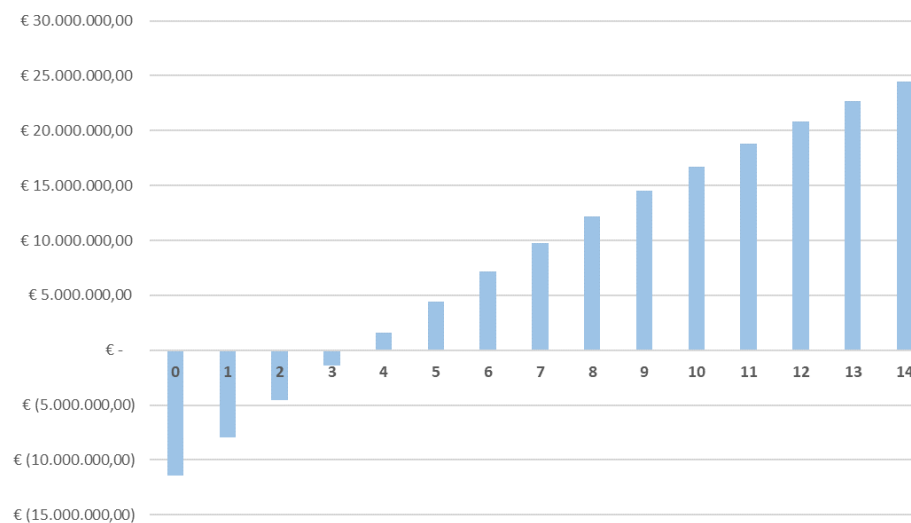
Opción 2 - Uso del 100% del biogás a en 5 generadores

Tasa de descuento=	10%
Credito	€ (6.616.470,64)
Aporte de Capital	€ (4.791.237,36)
Tasa de interes	5%
Total Inversion	€ (11.407.708,00)
Indice de Precios al Productor	4%

AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión [I] = CAPEX	€ (11.407.708,00)														
Ingresos [C]		4.714.218,44	€ 4.902.787,18	€ 5.098.898,66	€ 5.302.854,61	€ 5.514.968,80	€ 5.735.567,55	€ 5.964.990,25	€ 6.203.589,86	€ 6.451.733,45	€ 6.709.802,79	€ 6.978.194,90	€ 7.257.322,70	€ 7.547.615,61	€ 7.849.520,23
Repago de crédito		€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)
Saldo insoluto		€ (6.143.865,59)	€ (5.671.260,55)	€ (5.198.655,50)	€ (4.726.050,46)	€ (4.253.445,41)	€ (3.780.840,37)	€ (3.308.235,32)	€ (2.835.630,27)	€ (2.363.025,23)	€ (1.890.420,18)	€ (1.417.815,14)	€ (945.210,09)	€ (472.605,05)	€ (0,00)
Intereses (INT)		€ (330.823,53)	€ (307.193,28)	€ (283.563,03)	€ (259.932,78)	€ (236.302,52)	€ (212.672,27)	€ (189.042,02)	€ (165.411,77)	€ (141.781,51)	€ (118.151,26)	€ (94.521,01)	€ (70.890,76)	€ (47.260,50)	€ (23.630,25)
Gastos [P] = OPEX		€ (3.000,00)	€ (3.120,00)	€ (3.244,80)	€ (3.374,59)	€ (3.509,58)	€ (3.649,96)	€ (3.795,96)	€ (3.947,80)	€ (4.105,71)	€ (4.269,94)	€ (4.440,73)	€ (4.618,36)	€ (4.803,10)	€ (4.995,22)
OPEX+ INTERESES		€ (333.823,53)	€ (310.313,28)	€ (286.807,83)	€ (263.307,37)	€ (239.812,10)	€ (216.322,23)	€ (192.837,98)	€ (169.359,56)	€ (145.887,22)	€ (122.421,20)	€ (98.961,74)	€ (75.509,12)	€ (52.063,60)	€ (28.625,47)
EBITDA		€ 4.380.394,91	€ 4.592.473,90	€ 4.812.090,84	€ 5.039.547,24	€ 5.275.156,70	€ 5.519.245,32	€ 5.772.152,27	€ 6.034.230,30	€ 6.305.846,23	€ 6.587.381,60	€ 6.879.233,16	€ 7.181.813,58	€ 7.495.552,01	€ 7.820.894,76
Amortización [AMOR]		€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)
EBIT = EBITDA-AMOR		€ 3.565.558,62	€ 3.777.637,61	€ 3.997.254,55	€ 4.224.710,96	€ 4.460.320,41	€ 4.704.409,03	€ 4.957.315,99	€ 5.219.394,01	€ 5.491.009,95	€ 5.772.545,31	€ 6.064.396,88	€ 6.366.977,30	€ 6.680.715,72	€ 7.006.058,47
Base Imponible = EBIT		€ 3.565.558,62	€ 3.777.637,61	€ 3.997.254,55	€ 4.224.710,96	€ 4.460.320,41	€ 4.704.409,03	€ 4.957.315,99	€ 5.219.394,01	€ 5.491.009,95	€ 5.772.545,31	€ 6.064.396,88	€ 6.366.977,30	€ 6.680.715,72	€ 7.006.058,47
Impuestos [IMP]		€ (534.833,79)	€ (566.645,64)	€ (599.588,18)	€ (633.706,64)	€ (669.048,06)	€ (705.661,35)	€ (743.597,40)	€ (782.909,10)	€ (823.651,49)	€ (865.881,80)	€ (909.659,53)	€ (955.046,59)	€ (1.002.107,36)	€ (1.050.908,77)
BDI = EBIT-IMP		€ 3.030.724,83	€ 3.210.991,97	€ 3.397.666,37	€ 3.591.004,31	€ 3.791.272,35	€ 3.998.747,68	€ 4.213.718,59	€ 4.436.484,91	€ 4.667.358,46	€ 4.906.663,51	€ 5.154.737,34	€ 5.411.930,70	€ 5.678.608,36	€ 5.955.149,70
Cash flow [Q] = BDI + AMOR		€ 3.845.561,11	€ 4.025.828,26	€ 4.212.502,65	€ 4.405.840,60	€ 4.606.108,64	€ 4.813.583,96	€ 5.028.554,88	€ 5.251.321,20	€ 5.482.194,74	€ 5.721.499,80	€ 5.969.573,63	€ 6.226.766,99	€ 6.493.444,65	€ 6.769.985,99
Cash flow actualizado [Q]		€ 3.495.964,65	€ 3.327.130,79	€ 3.164.915,59	€ 3.009.248,41	€ 2.860.031,07	€ 2.717.142,66	€ 2.580.443,76	€ 2.449.780,09	€ 2.324.985,73	€ 2.205.885,85	€ 2.092.299,14	€ 1.984.039,86	€ 1.880.919,62	€ 1.782.748,90
Cash flow acumulado [QACUM]	€ (11.407.708,00)	€ (7.911.743,35)	€ (4.584.612,56)	€ (1.419.696,97)	€ 1.589.551,45	€ 4.449.582,51	€ 7.166.725,17	€ 9.747.168,93	€ 12.196.949,02	€ 14.521.934,76	€ 16.727.820,61	€ 18.820.119,75	€ 20.804.159,60	€ 22.685.079,22	€ 24.467.828,12

NPV	\$33.977.387,25
-----	-----------------

Tiempo de Recuperacion de la Inversion



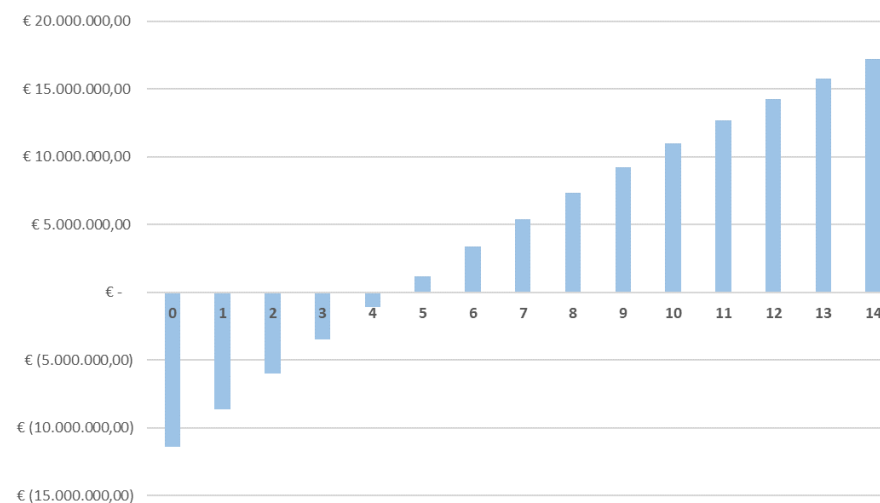
Opcion 3- Usos del biogás en 4 moto generadores y recirculación en tratamiento de lodos

Tasa de descuento=	10%
Credito	€ (6.616.470,64)
Aporte de Capital	€ (4.791.237,36)
Tasa de interes	5%
Total Inversion	€ (11.407.708,00)
Índice de Precios al Productor	4%

AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión [I] = CAPEX	€ (11.407.708,00)														
Ingresos [C]		3.771.472,11	€ 3.922.330,99	€ 4.079.224,23	€ 4.242.393,20	€ 4.412.088,93	€ 4.588.572,49	€ 4.772.115,39	€ 4.963.000,00	€ 5.161.520,00	€ 5.367.980,80	€ 5.582.700,04	€ 5.806.008,04	€ 6.038.248,36	€ 6.279.778,29
Repago de crédito	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)
Saldo insoluto	€ (6.143.865,59)	€ (5.671.260,55)	€ (5.198.655,50)	€ (4.726.050,46)	€ (4.253.445,41)	€ (3.780.840,37)	€ (3.308.235,32)	€ (2.835.630,27)	€ (2.363.025,23)	€ (1.890.420,18)	€ (1.417.815,14)	€ (945.210,09)	€ (472.605,05)	€ (0,00)	
Intereses (INT)	€ (330.823,53)	€ (307.193,28)	€ (283.563,03)	€ (259.932,78)	€ (236.302,52)	€ (212.672,27)	€ (189.042,02)	€ (165.411,77)	€ (141.781,51)	€ (118.151,26)	€ (94.521,01)	€ (70.890,76)	€ (47.260,50)	€ (23.630,25)	
Gastos [P] = OPEX	€ (3.000,00)	€ (3.120,00)	€ (3.244,80)	€ (3.374,59)	€ (3.509,58)	€ (3.649,96)	€ (3.795,96)	€ (3.947,80)	€ (4.105,71)	€ (4.269,94)	€ (4.440,73)	€ (4.618,36)	€ (4.803,10)	€ (4.995,22)	
OPEX+ INTERESES	€ (333.823,53)	€ (310.313,28)	€ (286.807,83)	€ (263.307,37)	€ (239.812,10)	€ (216.322,23)	€ (192.837,98)	€ (169.359,56)	€ (145.887,22)	€ (122.421,20)	€ (98.961,74)	€ (75.509,12)	€ (52.063,60)	€ (28.625,47)	
EBITDA	€ 3.437.648,58	€ 3.612.017,71	€ 3.792.416,41	€ 3.979.085,84	€ 4.172.276,83	€ 4.372.250,26	€ 4.579.277,41	€ 4.793.640,44	€ 5.015.632,78	€ 5.245.559,61	€ 5.483.738,29	€ 5.730.498,92	€ 5.986.184,76	€ 6.251.152,82	
Amortización [AMOR]	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	
EBIT = EBITDA-AMOR	€ 2.622.812,29	€ 2.797.181,43	€ 2.977.580,12	€ 3.164.249,55	€ 3.357.440,55	€ 3.557.413,97	€ 3.764.441,13	€ 3.978.804,16	€ 4.200.796,50	€ 4.430.723,32	€ 4.668.902,01	€ 4.915.662,63	€ 5.171.348,47	€ 5.436.316,54	
Base Imponible = EBIT	€ 2.622.812,29	€ 2.797.181,43	€ 2.977.580,12	€ 3.164.249,55	€ 3.357.440,55	€ 3.557.413,97	€ 3.764.441,13	€ 3.978.804,16	€ 4.200.796,50	€ 4.430.723,32	€ 4.668.902,01	€ 4.915.662,63	€ 5.171.348,47	€ 5.436.316,54	
Impuestos [IMP]	€ (393.421,84)	€ (419.577,21)	€ (446.637,02)	€ (474.637,43)	€ (503.616,08)	€ (533.612,10)	€ (564.666,17)	€ (596.820,62)	€ (630.119,47)	€ (664.608,50)	€ (700.335,30)	€ (737.349,39)	€ (775.702,27)	€ (815.447,48)	
Utilidad Neta	€ 2.229.390,45	€ 2.377.604,21	€ 2.530.943,10	€ 2.689.612,12	€ 2.853.824,47	€ 3.023.801,88	€ 3.199.774,96	€ 3.381.983,53	€ 3.570.677,02	€ 3.766.114,82	€ 3.968.566,71	€ 4.178.313,24	€ 4.395.646,20	€ 4.620.869,06	
Cash flow [Q] = BDI + AMOR	€ 3.044.226,73	€ 3.192.440,50	€ 3.345.779,39	€ 3.504.448,40	€ 3.668.660,75	€ 3.838.638,16	€ 4.014.611,24	€ 4.196.819,82	€ 4.385.513,31	€ 4.580.951,11	€ 4.783.402,99	€ 4.993.149,52	€ 5.210.482,49	€ 5.435.705,34	
Cash flow actualizado [Q]	€ 2.767.478,85	€ 2.638.380,58	€ 2.513.733,58	€ 2.393.585,41	€ 2.277.949,69	€ 2.166.811,17	€ 2.060.130,35	€ 1.957.847,42	€ 1.859.885,75	€ 1.766.154,96	€ 1.676.553,57	€ 1.590.971,32	€ 1.509.291,18	€ 1.431.391,11	
Cash flow acumulado [QACUM]	€ (11.407.708,00)	€ (8.640.229,15)	€ (6.001.848,57)	€ (3.488.115,00)	€ (1.094.529,58)	€ 1.183.420,10	€ 3.350.231,27	€ 5.410.361,63	€ 7.368.209,04	€ 9.228.094,79	€ 10.994.249,75	€ 12.670.803,32	€ 14.261.774,64	€ 15.771.065,82	€ 17.202.456,92

NPV	\$7.484.618,79
-----	----------------

Tiempo de Recuperacion de la Inversion

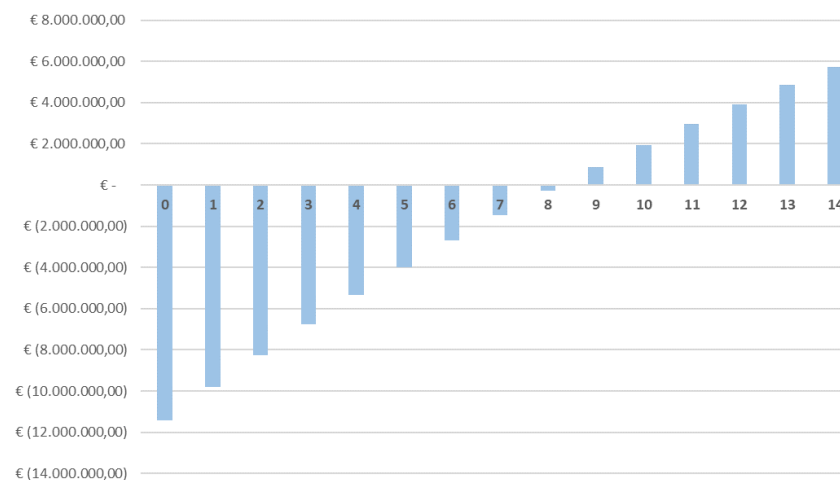


Opción 4 -Water Scrubbing

Tasa de descuento=	10%
Credito	€ (6.616.470,64)
Aporte de Capital	€ (4.791.237,36)
Tasa de interes	5%
Total Inversion	€ (11.407.708,00)
Indice de Precios al Productor	4%

AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión [I] = CAPEX	€ (11.407.708,00)														
Ingresos [C]		€ 6.028.591,61	€ 6.269.735,27	€ 6.520.524,69	€ 6.781.345,67	€ 7.052.599,50	€ 7.334.703,48	€ 7.628.091,62	€ 7.933.215,28	€ 8.250.543,89	€ 8.580.565,65	€ 8.923.788,28	€ 9.280.739,81	€ 9.651.969,40	€ 10.038.048,18
Repago de crédito		€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)
Saldo insoluto		€ (6.143.865,59)	€ (5.671.260,55)	€ (5.198.655,50)	€ (4.726.050,46)	€ (4.253.445,41)	€ (3.780.840,37)	€ (3.308.235,32)	€ (2.835.630,27)	€ (2.363.025,23)	€ (1.890.420,18)	€ (1.417.815,14)	€ (945.210,09)	€ (472.605,05)	€ (0,00)
Intereses (INT)		€ (330.823,53)	€ (307.193,28)	€ (283.563,03)	€ (259.932,78)	€ (236.302,52)	€ (212.672,27)	€ (189.042,02)	€ (165.411,77)	€ (141.781,51)	€ (118.151,26)	€ (94.521,01)	€ (70.890,76)	€ (47.260,50)	€ (23.630,25)
Gastos [P] = OPEX		€ (3.750.000,00)	€ (3.900.000,00)	€ (4.056.000,00)	€ (4.218.240,00)	€ (4.386.969,60)	€ (4.562.448,38)	€ (4.744.946,32)	€ (4.934.744,17)	€ (5.132.133,94)	€ (5.337.419,30)	€ (5.550.916,07)	€ (5.772.952,71)	€ (6.003.870,82)	€ (6.244.025,65)
OPEX+ INTERESES		€ (4.080.823,53)	€ (4.207.193,28)	€ (4.339.563,03)	€ (4.478.172,78)	€ (4.623.272,12)	€ (4.775.120,65)	€ (4.933.988,34)	€ (5.100.155,94)	€ (5.273.915,45)	€ (5.455.570,56)	€ (5.645.437,08)	€ (5.843.843,47)	€ (6.051.131,32)	€ (6.267.655,90)
EBITDA		€ 1.947.768,08	€ 2.062.541,99	€ 2.180.961,66	€ 2.303.172,90	€ 2.429.327,38	€ 2.559.582,83	€ 2.694.103,28	€ 2.833.059,35	€ 2.976.628,44	€ 3.124.995,09	€ 3.278.351,20	€ 3.436.896,34	€ 3.600.838,08	€ 3.770.392,27
Amortización [AMOR]		€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)
EBIT = EBITDA-AMOR		€ 1.132.931,79	€ 1.247.705,71	€ 1.366.125,37	€ 1.488.336,61	€ 1.614.491,09	€ 1.744.746,54	€ 1.879.267,00	€ 2.018.223,06	€ 2.161.792,16	€ 2.310.158,81	€ 2.463.514,91	€ 2.622.060,05	€ 2.786.001,79	€ 2.955.555,99
Base Imponible = EBIT		€ 1.132.931,79	€ 1.247.705,71	€ 1.366.125,37	€ 1.488.336,61	€ 1.614.491,09	€ 1.744.746,54	€ 1.879.267,00	€ 2.018.223,06	€ 2.161.792,16	€ 2.310.158,81	€ 2.463.514,91	€ 2.622.060,05	€ 2.786.001,79	€ 2.955.555,99
Impuestos [IMP]		€ (169.939,77)	€ (187.155,86)	€ (204.918,81)	€ (223.250,49)	€ (242.173,66)	€ (261.711,98)	€ (281.890,05)	€ (302.733,46)	€ (324.268,82)	€ (346.523,82)	€ (369.527,24)	€ (393.309,01)	€ (417.900,27)	€ (443.333,40)
BDI = EBIT-IMP		€ 962.992,02	€ 1.060.549,85	€ 1.161.206,57	€ 1.265.086,12	€ 1.372.317,43	€ 1.483.034,56	€ 1.597.376,95	€ 1.715.489,60	€ 1.837.523,33	€ 1.963.634,99	€ 2.093.987,68	€ 2.228.751,05	€ 2.368.101,52	€ 2.512.222,59
Cash flow [Q] = BDI + AMOR		€ 1.777.828,31	€ 1.875.386,14	€ 1.976.042,85	€ 2.079.922,41	€ 2.187.153,71	€ 2.297.870,84	€ 2.412.213,23	€ 2.530.325,89	€ 2.652.359,62	€ 2.778.471,27	€ 2.908.823,96	€ 3.043.587,33	€ 3.182.937,81	€ 3.327.058,87
Cash flow actualizado [Q]		€ 1.616.207,55	€ 1.549.905,90	€ 1.484.630,24	€ 1.420.614,99	€ 1.358.050,38	€ 1.297.088,19	€ 1.237.846,80	€ 1.180.415,70	€ 1.124.859,40	€ 1.071.220,95	€ 1.019.525,05	€ 969.780,72	€ 921.983,71	€ 876.118,59
Cash flow acumulado [QACUM]	€ (11.407.708,00)	€ (9.791.500,45)	€ (8.241.594,55)	€ (6.756.964,30)	€ (5.336.349,32)	€ (3.978.298,94)	€ (2.681.210,75)	€ (1.443.363,95)	€ (262.948,25)	€ 861.911,15	€ 1.933.132,10	€ 2.952.657,16	€ 3.922.437,88	€ 4.844.421,58	€ 5.720.540,17
NPV		€ (\$34.383.546,44)													

Tiempo de Recuperacion de la Inversion



Opción 5 - Adsorción por oscilación de presión. PSA

Tasa de descuento=	10%
Credito	€ (6.616.470,64)
Aporte de Capital	€ (4.791.237,36)
Tasa de interes	5%
Total Inversion	€ (11.407.708,00)
Indice de Precios al Productor	4%

AÑO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión [I] = CAPEX	€ (11.407.708,00)														
Ingresos [C]		€ 6.028.591,61	€ 6.269.735,27	€ 6.520.524,69	€ 6.781.345,67	€ 7.052.599,50	€ 7.334.703,48	€ 7.628.091,62	€ 7.933.215,28	€ 8.250.543,89	€ 8.580.565,65	€ 8.923.788,28	€ 9.280.739,81	€ 9.651.969,40	€ 10.038.048,18
Repago de crédito		€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)	€ (472.605,05)
Saldo insoluto		€ (6.143.865,59)	€ (5.671.260,55)	€ (5.198.655,50)	€ (4.726.050,46)	€ (4.253.445,41)	€ (3.780.840,37)	€ (3.308.235,32)	€ (2.835.630,27)	€ (2.363.025,23)	€ (1.890.420,18)	€ (1.417.815,14)	€ (945.210,09)	€ (472.605,05)	€ (0,00)
Intereses (INT)		€ (330.823,53)	€ (307.193,28)	€ (283.563,03)	€ (259.932,78)	€ (236.302,52)	€ (212.672,27)	€ (189.042,02)	€ (165.411,77)	€ (141.781,51)	€ (118.151,26)	€ (94.521,01)	€ (70.890,76)	€ (47.260,50)	€ (23.630,25)
Gastos [P] = OPEX		€ (4.150.000,00)	€ (4.316.000,00)	€ (4.488.640,00)	€ (4.668.185,60)	€ (4.854.913,02)	€ (5.049.109,54)	€ (5.251.073,93)	€ (5.461.116,88)	€ (5.679.561,56)	€ (5.906.744,02)	€ (6.143.013,78)	€ (6.388.734,33)	€ (6.644.283,71)	€ (6.910.055,06)
OPEX+ INTERESES		€ (4.480.823,53)	€ (4.623.193,28)	€ (4.772.203,03)	€ (4.928.118,38)	€ (5.091.215,55)	€ (5.261.781,82)	€ (5.440.115,95)	€ (5.626.528,65)	€ (5.821.343,07)	€ (6.024.895,28)	€ (6.237.534,79)	€ (6.459.625,09)	€ (6.691.544,21)	€ (6.933.685,31)
EBITDA		€ 1.547.768,08	€ 1.646.541,99	€ 1.748.321,66	€ 1.853.227,30	€ 1.961.383,95	€ 2.072.921,66	€ 2.187.975,67	€ 2.306.686,63	€ 2.429.200,82	€ 2.555.670,37	€ 2.686.253,49	€ 2.821.114,72	€ 2.960.425,19	€ 3.104.362,87
Amortización [AMOR]		€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)	€ (814.836,29)
EBIT = EBITDA-AMOR		€ 732.931,79	€ 831.705,71	€ 933.485,37	€ 1.038.391,01	€ 1.146.547,67	€ 1.258.085,38	€ 1.373.139,39	€ 1.491.850,35	€ 1.614.364,54	€ 1.740.834,08	€ 1.871.417,20	€ 2.006.278,43	€ 2.145.588,90	€ 2.289.526,58
Base Imponible = EBIT		€ 732.931,79	€ 831.705,71	€ 933.485,37	€ 1.038.391,01	€ 1.146.547,67	€ 1.258.085,38	€ 1.373.139,39	€ 1.491.850,35	€ 1.614.364,54	€ 1.740.834,08	€ 1.871.417,20	€ 2.006.278,43	€ 2.145.588,90	€ 2.289.526,58
Impuestos [IMP]		€ (109.939,77)	€ (124.755,86)	€ (140.022,81)	€ (155.758,65)	€ (171.982,15)	€ (188.712,81)	€ (205.970,91)	€ (223.777,55)	€ (242.154,68)	€ (261.125,11)	€ (280.712,58)	€ (300.941,76)	€ (321.838,34)	€ (343.428,99)
BDI = EBIT-IMP		€ 622.992,02	€ 706.949,85	€ 793.462,57	€ 882.632,36	€ 974.565,52	€ 1.069.372,57	€ 1.167.168,48	€ 1.268.072,80	€ 1.372.209,86	€ 1.479.708,97	€ 1.590.704,62	€ 1.705.336,67	€ 1.823.750,57	€ 1.946.097,60
Cash flow [Q] = BDI + AMOR		€ 1.437.828,31	€ 1.521.786,14	€ 1.608.298,85	€ 1.697.468,65	€ 1.789.401,80	€ 1.884.208,86	€ 1.982.004,77	€ 2.082.909,08	€ 2.187.046,14	€ 2.294.545,26	€ 2.405.540,91	€ 2.520.172,95	€ 2.638.586,85	€ 2.760.933,88
Cash flow actualizado [Q]		€ 1.307.116,64	€ 1.257.674,49	€ 1.208.338,73	€ 1.159.393,93	€ 1.111.077,73	€ 1.063.586,78	€ 1.017.081,84	€ 971.692,46	€ 927.521,06	€ 884.646,53	€ 843.127,41	€ 803.004,77	€ 764.304,62	€ 727.040,18
Cash flow acumulado [QACUM]	€ (11.407.708,00)	€ (10.100.591,36)	€ (8.842.916,86)	€ (7.634.578,13)	€ (6.475.184,20)	€ (5.364.106,47)	€ (4.300.519,69)	€ (3.283.437,85)	€ (2.311.745,40)	€ (1.384.224,34)	€ (499.577,81)	€ 343.549,60	€ 1.146.554,37	€ 1.910.859,00	€ 2.637.899,18

NPV	€ (545.624.223,86)
-----	--------------------

Tiempo de Recuperacion de la Inversion

