



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA

Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial

ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO
DEL BIOGÁS GENERADO POR UN REACTOR
ANAERÓBIO EN UNA ESTACIÓN DE DEPURACIÓN DE
AGUAS RESIDUALES INDUSTRIALES DE 2000 m³/d

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería Química

AUTOR/A: Enguix Pla, Jon

Tutor/a: García Fayos, Beatriz

Cotutor/a: Montañés Sanjuan, María Teresa

CURSO ACADÉMICO: 2022/2023

RESUMEN

Una estación de depuración de aguas residuales industriales de una empresa de fabricación de cervezas, refrescos y agua genera como residuo del proceso de digestión anaerobia una corriente impura de biogás de 1320 m³/día con un 79% de riqueza en metano. Este biogás no se purifica y se aprovecha parcialmente en una caldera conectada a un intercambiador de calor dentro de la estación de depuración, mientras que el resto del biogás, aproximadamente un 20%, se quema en una antorcha debido a que no se puede liberar directamente a la atmósfera.

Dado el incremento del coste de la energía, debido a la situación geopolítica actual, la empresa se plantea la posibilidad de optimizar el proceso de aprovechamiento de biogás, buscando así, como objetivo final, reducir o eliminar el biogás quemado en antorcha, mientras se acerca a la autosuficiencia energética en la planta de depuración.

Actualmente, la mejora del rendimiento del reactor anaerobio para aumentar la producción de biogás resultaría poco eficaz debido a que la cantidad de materia orgánica a degradar viene limitada por la empresa vertedora del agua residual, por lo que se plantea estudiar la optimización del aprovechamiento del biogás ya generado mediante diferentes tecnologías con el fin de obtener el mayor beneficio económico.

En este Trabajo de Fin de Grado, se estudiarán las diferentes alternativas existentes en la actualidad centrándose en el aspecto más importante del biogás, su poder calorífico.

Posteriormente, se realizará una selección de la alternativa más rentable para la empresa según una serie de premisas establecidas, y se procederá a realizar un diseño preliminar de la instalación basada en la alternativa de aprovechamiento del biogás seleccionada.

Por último, se realizará un estudio económico y un presupuesto de la instalación con el fin de que la empresa pueda fundamentar la inversión.

Palabras Clave: digestión anaerobia, biogás, energías renovables, aprovechamiento de residuos, estudio de viabilidad económica.

RESUM

Una estació de depuració d'aigües residuals industrials d'una empresa de fabricació de cervesa, refrescs i aigua genera com a residu del procés de digestió anaeròbia un corrent impur de biogàs de 1320 m³/ dia amb un 79% de riquesa en metà. Aquest biogàs no es purifica i s'aprofita parcialment en una caldera connectada a un intercanviador de calor dins de l'estació de depuració, mentre que la resta del biogàs, aproximadament un 20%, es crema en una torxa a causa de que no pot ser emesa directament a l'atmosfera.

Donat l'increment del cost de l'energia, degut a l'actual situació geopolítica, l'empresa es planteja la possibilitat d'optimitzar el procés d'aprofitament del biogàs, buscant així, com objectiu final, reduir o eliminar el biogàs cremat a la torxa, a la vegada que la planta de depuració s'acosta a l'autosuficiència energètica.

Actualment, la millora del rendiment del reactor anaerobi per augmentar la producció de biogàs resultaria poc eficaç pel fet que la quantitat de matèria orgànica a degradar ve limitada per l'empresa abocadora de l'aigua residual, per la qual cosa l'empresa es planteja estudiar l'optimització l'aprofitament del biogàs ja generat per mitjà de diferents tecnologies a fi d'obtindre el major benefici econòmic.

En aquest Treball de Fi de Grau, s'estudiaran les diferents alternatives existents a l'actualitat centrant-se en l'aspecte més important del biogàs, el poder calorífic.

Posteriorment, es realitzarà una selecció de l'alternativa més rendible per a l'empresa segons una sèrie de premisses establides, i es procedirà a realitzar un disseny preliminar de la instal·lació basada en l'alternativa d'aprofitament del biogàs seleccionada.

Finalment, es realitzarà un estudi econòmic i un pressupost de la instal·lació a fi que l'empresa pugui fonamentar la inversió.

Paraules clau: digestió anaeròbia, biogàs, energies renovables, aprofitament de residus, estudi de viabilitat econòmica.

ABSTRACT

An industrial wastewater treatment plant that receives effluent from a beer, soft drinks, water manufacturing company generates, as a residue of the anaerobic digestion process, an impure stream of biogas of 1320 m³/day with 79% richness of methane, which is not purified and partially used in a boiler connected to a heat exchanger inside the treatment plant, while the rest of the biogas, about 20%, is burned on an industrial torch as it cannot be released into the atmosphere.

Given the increase in the cost of energy, due to the current geopolitical situation, the company raises the possibility of optimizing the biogas utilization process. Their main goal is to reduce or remove the biogas burned in the torch, and thus getting close to an energy self-sufficiency wastewater treatment plant.

Currently, improving the performance of the anaerobic digester to increase biogas production would be ineffective because the amount of organic matter to be degraded is limited by the company that dumps the wastewater, so the company plans to study optimizing the use of the biogas already generated through different technologies to obtain the greatest economic benefit.

In this Bachelor Science Thesis, the different alternatives that currently exist will be studied, focusing on the most important aspect of biogas, its calorific value.

Subsequently, a selection of the most profitable alternative for the company will be made according to a series of established premises, and a preliminary design of the installation will be carried out based on the alternative selected.

Finally, an economic study and a budget of the installation will be carried out so that the company can justify the investment.

Keywords: anaerobic digestion, biogas, renewable energies, waste management, economic feasibility study.

ÍNDICE

Documentos contenidos en el TFG:

- Documento I. Memoria descriptiva
- Documento II. Presupuesto
- Documento III. Planos
- Documento IV. Anexos

ÍNDICE

Documento I: Memoria descriptiva

CAPÍTULO 1. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN	1
1.1. Motivación y justificación técnica	1
1.2. Justificación académica	2
1.3. Contribución del trabajo a los objetivos de desarrollo sostenible.....	2
CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN	5
2.1. El biogás.....	5
2.1.1. Digestión anaerobia	5
2.1.2. Sustratos a partir de los que se genera el biogás.....	11
2.1.3. Principales componentes del biogás	12
2.1.4. Características termodinámicas del biogás.....	15
2.2. Producción de biogás en la EDAR objeto de estudio	16
2.2.1. Descripción de la planta depuradora	16
2.2.2. Almacenamiento del biogás en la EDAR objeto de estudio	22
2.3.3. Aprovechamiento actual del biogás generado en la EDAR objeto de estudio.....	23
CAPÍTULO 3. OBJETIVOS	27
3.1. Objetivos generales.....	27
3.2. Objetivos específicos.....	27
CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA	28
4.1. Definición de las condiciones de partida para estudiar el aprovechamiento del biogás.....	28
4.1.1 Caracterización del biogás de la EDAR de estudio	28
4.1.2 Análisis de la evolución de los parámetros característicos del efluente a tratar en la EDAR de estudio.....	28
4.1.3 Análisis de la evolución y predicción de la producción de biogás en la EDAR de estudio	29
4.2. Estudio de las alternativas de aprovechamiento del biogás.....	30

4.2.1 Caldera	30
4.2.1.1 Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada ..	31
4.2.2 Caldera + aprovechamiento energético mediante microturbina	34
4.2.2.1 Previsión beneficios por actividad	35
4.2.3 Caldera + aprovechamiento energético mediante inyección de biometano en red de gas natural	35
4.2.4 Motores de cogeneración	37
4.2.5 Motores de cogeneración + digester anaerobio adicional en paralelo	38
4.3. Selección de la alternativa de aprovechamiento del biogás.....	42
CAPÍTULO 5. RESULTADOS	47
5.1. Condiciones de partida para el estudio del aprovechamiento del biogás.....	47
5.1.1. Caracterización del biogás de la EDAR objeto de estudio.....	47
5.1.2. Análisis de la evolución de los parámetros característicos del efluente a tratar en la EDAR de estudio.....	48
5.1.3. Análisis de la evolución y predicción de la producción de biogás en la EDAR de estudio	50
5.1.3.1. Situación actual	50
5.1.3.2. Previsión futura	52
5.2. Propuestas de aprovechamiento del biogás generado en la EDAR de estudio	57
5.3. Aprovechamiento térmico mediante caldera de vapor	59
5.3.1. Caldera	59
5.3.1.1. Pretratamiento (eliminación de H ₂ S)	59
5.3.1.2. Selección del equipo comercial.....	63
5.3.1.3. Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada .	65
5.3.1.4. Tramitación administrativa	69
5.3.2. Caldera + aprovechamiento energético mediante microturbina	69
5.3.2.1. Pretratamiento (eliminación de H ₂ S y H ₂ O)	69
5.3.2.2. Selección del equipo comercial.....	71
5.3.2.3. Previsión beneficios por actividad	73
5.3.2.4. Tramitación administrativa	77
5.3.3. Caldera + aprovechamiento energético mediante inyección de biometano en red de gas natural	80
5.3.3.1. Tecnologías de eliminación de CO ₂ (eliminación de H ₂ S, H ₂ O)	80

5.3.3.2. Selección del equipo comercial	83
5.3.3.3. Previsión de beneficios por actividad	86
5.3.3.4. Redes de gas natural	87
5.3.3.5. Tramitación administrativa	89
5.4. Aprovechamiento térmico mediante motor de cogeneración	90
5.4.1. Motor de cogeneración.....	90
5.4.1.1. Pretratamiento (eliminación de H ₂ S y H ₂ O)	90
5.4.1.2. Selección del equipo comercial.....	90
5.4.1.3. Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada .	92
5.4.1.4. Previsión de beneficios por actividad	93
5.4.1.5. Tramitación administrativa	96
5.4.2. Motor de cogeneración + digestor anaerobio adicional en paralelo.....	97
5.4.2.1. Pretratamiento (eliminación de H ₂ S y H ₂ O)	99
5.4.2.2. Selección equipo comercial.....	99
5.4.2.3. Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada	100
5.4.2.4. Previsión de beneficios por actividad	103
5.4.2.5. Tramitación administrativa	108
CAPÍTULO 6. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE APROVECHAMIENTO ÓPTIMO DEL BIOGÁS	110
6.1. Selección de los parámetros objetivo y asignación de prioridad.....	110
6.2. Comparativa de los parámetros objetivo entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás propuestos	111
6.2.1. VAN y TIR.....	111
6.2.2. Análisis de sensibilidad.....	115
6.2.3. Trámites administrativos.....	116
6.2.4. Acondicionamiento instalaciones EDAR de estudio.....	117
6.2.5. Adecuado tratamiento del efluente de entrada de la EDAR de estudio.....	119
6.2.6. Comportamiento equipos de aprovechamiento de biogás ante perturbaciones negativas en la producción de biogás de la EDAR de estudio.....	120
6.3. Puntuaje de las alternativas de aprovechamiento energético del biogás	122
CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES	125
CAPÍTULO 8. BIBLIOGRAFÍA.....	126
8.1. Libros, tesis y publicaciones científicas	126

8.2. Sitios web 127

Documento II: PRESUPUESTO

1. Necesidad del presupuesto 131

2. Contenido del presupuesto 131

 2.1 Obra civil del digestor anaerobio 131

 2.2 Línea de biogás, conexión y pretratamiento 135

 2.3 Aprovechamiento energético del biogás 138

 2.4 Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás 139

 2.5 Coste de ejecución de material 139

 2.6 Coste de ejecución por contrata 139

 2.7 Presupuesto total 140

Documento III: PLANOS

1. Diagrama de proceso EDAR: Tratamiento primario, digestores anaerobios y línea de biogás 140

Documento IV: ANEXOS

I. Catálogo modelos caldera serie MINOR..... 145

II. MATHCAD; Simulación de temperatura en el efluente de entrada al digestor anaerobio.. 147

III. Presupuesto de instalación de tuberías de conexión a gaseoducto desglosado 149

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Fases de la digestión anaerobia y poblaciones de microorganismos	7
Figura 2. Actividad relativa de la bacteria mesofílica productora de metano en relación con la temperatura.....	9
Figura 3. Diagrama de bloques del tratamiento de aguas residuales con digestor anaerobio ..	10
Figura 4. Vista aérea de la EDAR objeto de estudio	16
Figura 5. Diagrama de proceso de depuración de aguas residuales industriales de la EDAR objeto de estudio.....	18
Figura 6. Caldera de vapor serie MINOR de la EDAR objeto de estudio	21
Figura 7. Gasómetro de la EDAR objeto de estudio	22
Figura 8. Diagrama sistema de calefacción de la EDAR de estudio por escenario.....	25
Figura 9. Volumen de control y parámetros de funcionamiento. Simulación de temperatura de efluente a tratar con caldera.....	32
Figura 10. Temperatura máxima y mínima promedio en la provincia de Valencia según los meses del año.....	33
Figura 11. Volumen de control, simulación de temperatura de efluente a tratar con motor de cogeneración y sistema de recirculación.	40
Figura 12. Evolución con el tiempo de la concentración de DQO y del caudal volumétrico del efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio	49
Figura 13. Evolución con el tiempo del caudal másico de DQO del efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio	49
Figura 14. Evolución de la temperatura del efluente a tratar en distintos sectores de la EDAR objeto de estudio	50
Figura 15. Evolución con el tiempo de la producción de biogás y la concentración de DQO en el efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio.....	51
Figura 16. Evolución con el tiempo de la producción de biogás y el rendimiento de eliminación de DQO en el digestor anaerobio en la EDAR objeto de estudio.....	51
Figura 17. Evolución histórica y representación de la predicción inicial a medio plazo de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio	54
Figura 18. Evolución histórica y representación de la predicción a medio plazo, tanto inicial como corregida, de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio	56

Figura 19. Evolución histórica y representación de la predicción a medio plazo, tanto inicial como corregida, de la DQO en el efluente a tratar en la EDAR objeto de estudio.....	56
Figura 20. Propuestas de equipos de aprovechamiento del biogás generado en la EDAR de estudio.....	58
Figura 21. Equipo de eliminación de ácido sulfhídrico, por lavado químico y biológico, del biogás. Modelo THIOPAQ®	60
Figura 22. Filtro reducción ácido sulfhídrico, por adsorción con carbón activo, del biogás. Serie AQL-100.....	62
Figura 23. Potencia térmica, de las distintas calderas seleccionadas, ajustada al caudal de biogás disponible de la EDAR de estudio.....	64
Figura 24. Secador de biogás serie ED(100)(35/10)	70
Figura 25. Microturbina C65 Capstone	72
Figura 26. Trámites y organismos implicados en instalaciones de generación de energía eléctrica	79
Figura 27. Redes de gas natural en el ámbito internacional	87
Figura 28. Redes de gas natural en España	88
Figura 29. Proceso de tramitación administrativa de construcción de puntos de conexión a la red de distribución de gas natural.....	89
Figura 30. Diagrama de proceso de digestión de la EDAR de estudio con un segundo digester anaerobio y un motor de cogeneración.....	98

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Producción de biogás según el residuo orgánico a tratar mediante digestión anaerobia	12
Tabla 2. Componentes del biogás en función del sustrato utilizado	14
Tabla 3. Rangos de composición característica del biogás	15
Tabla 4. Poder calorífico de distintos combustibles.....	16
Tabla 5. Numeración de las zonas/equipos de la EDAR objeto de estudio por áreas de trabajo	17
Tabla 6. Parámetros de diseño del digestor anaerobio actual de la EDAR objeto de estudio....	20
Tabla 7. Estados de funcionamiento del gasómetro de la EDAR objeto de estudio en función del nivel de llenado	23
Tabla 8. Temperatura del efluente de entrada en función del período del año.	34
Tabla 9. Sistema de puntuaje de los indicadores de selección	45
Tabla 10. Composición del biogás generado en la EDAR objeto de estudio.....	47
Tabla 11. Poder calorífico e índice de Wobbe del biogás generado en la EDAR objeto de estudio.....	48
Tabla 12. Cálculo factor TCAC para caudal y DQO del efluente de entrada y caudal de producción de biogás.	53
Tabla 13. Predicción inicial a medio plazo de los parámetros del efluente de entrada y de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio tras el análisis TCAC.....	53
Tabla 14. Evolución del factor TCAC tras implementación de acciones de reducción de desperdicio.....	54
Tabla 15. Predicción corregida a medio plazo de los parámetros del efluente de entrada y de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio	55
Tabla 16. Rango de valores europeos de concentración de DQO en el efluente a tratar para el sector cervecero.....	57
Tabla 17. Componentes del biogás a eliminar para cada equipo de aprovechamiento energético	59
Tabla 18. Características distintos modelos de calderas serie MINOR, fabricante RCB calderas de vapor	64
Tabla 19. Dimensiones y peso de los modelos de caldera MINOR seleccionados.....	65

Tabla 20. Condiciones de vertido EDAR de estudio	66
Tabla 21. Comparación funcionamiento digester anaerobio por escenario y por modelo de caldera seleccionada en meses cálidos.....	67
Tabla 22. Comparación funcionamiento digester anaerobio por escenario y por modelo de caldera seleccionada en meses fríos.....	68
Tabla 23. Dimensiones del equipo deshumidificador ED(100) (35/10)	71
Tabla 24. Biogás disponible para aprovechamiento energético eléctrico tras consumo biogás por caldera MINOR 800	71
Tabla 25. Comparación consumo de biogás y potencia eléctrica de los generadores eléctricos seleccionados.....	72
Tabla 26. Comparativa biogás disponible total y potencia eléctrica generada con la microturbina C65 Capstone	73
Tabla 27. Dimensiones y peso del generador eléctrico C65 Capstone	73
Tabla 28. Comparativa potencia eléctrica generada con reducción factura energética con la microturbina C65 Capstone	75
Tabla 29. Evolución beneficio tras impuestos de la venta de electricidad tras autoconsumo por la microturbina C65 Capstone.....	76
Tabla 30. Evolución beneficio económico tras impuestos con la microturbina C65 Capstone ..	77
Tabla 31. Especificaciones de calidad del gas a introducir en el sistema gasista español.....	81
Tabla 32. Comparación consumo de biogás y producción de biometano de las distintas plantas de <i>upgrading</i>	84
Tabla 33. Distribución biogás disponible entre equipo de generación térmica y generación biometano y meses de funcionamiento planta de <i>upgrading</i>	85
Tabla 34. Producción anual de biometano mediante la planta de <i>upgrading</i> Methanis 100. ...	85
Tabla 35. Dimensiones exteriores de un contenedor de 20 pies, equipo Methanis 100	85
Tabla 36. Evolución venta de biometano generado por la planta de <i>upgrading</i> de biogás Methanis-100	86
Tabla 37. Comparación consumo de biogás y potencia térmica y eléctrica generada de los motores de cogeneración seleccionados.....	91
Tabla 38. Comparativa de consumo de biogás y potencia térmica y eléctrica a distintos rendimientos de la planta de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	91
Tabla 39. Extensión comparativa consumo de biogás y potencia térmica y eléctrica a distintos rendimientos de la planta de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	92
Tabla 40. Dimensiones y peso del motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333	92
Tabla 41. Comparación del funcionamiento del digester anaerobio por escenario con el equipo de cogeneración seleccionado durante los meses cálidos.	93

Tabla 42. Potencia eléctrica generada con el biogás disponible y horas de funcionamiento para el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	94
Tabla 43. Comparación del consumo energético del año 2023 en la EDAR de estudio con motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	94
Tabla 44. Evolución de la venta de electricidad con el biogás disponible en el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	95
Tabla 45. Evolución del beneficio económico con el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333	96
Tabla 46. Dimensiones estimadas del digester anaerobio BIOPAQ®IC con un caudal de diseño medio de 32 m ³ /h	99
Tabla 47. Comparación del funcionamiento de los digestores anaerobios en los escenarios 1 y 2 con el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333 para meses cálidos.....	101
Tabla 48. Comparación del funcionamiento de los digestores anaerobios en los escenarios 1 y 2 con el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333 para meses fríos.....	102
Tabla 49. Caudal de recirculación de efluente tratado a tanque de homogeneización según escenario de operación EDAR de estudio.	104
Tabla 50. DQO tanque de homogeneización en función del caudal de recirculación de efluente tratado según escenario de operación EDAR de estudio.....	105
Tabla 51. Potencia eléctrica generada con el biogás disponible y tiempo de funcionamiento, con digester anaerobio adicional, mediante el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333. .	106
Tabla 52. Evolución venta de electricidad con biogás disponible, con digester anaerobio adicional, mediante el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	107
Tabla 53. Evolución beneficio económico, con digester anaerobio adicional, mediante el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.....	108
Tabla 54. Selección de parámetros objetivo y asignación de prioridad a cada parámetro	110
Tabla 55. Coste de inversión para instalación del motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333	111
Tabla 56. Flujos de caja detallados generados por el equipo de cogeneración Schmitt M08 CHP B333	112
Tabla 57. Flujos de caja actualizados generados por el equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333	113
Tabla 58. VAN y TIR con los flujos de caja actualizados generados por el equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333.....	113
Tabla 59. Comparación VAN y TIR entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás en base a los supuestos expuestos.	113
Tabla 60. Comparación VAN y TIR microturbina C65 Capstone según el año de inicio de la inversión.....	114

Tabla 61. Análisis de sensibilidad de la TIR del equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 respecto al precio de venta de la electricidad y el precio de la electricidad por comercializadora	115
Tabla 62. Análisis de sensibilidad de la TIR del equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 respecto al precio de venta de la electricidad y la producción de biogás	116
Tabla 63. Análisis de sensibilidad de la TIR del equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 respecto al precio de venta de la electricidad y a obligaciones tributarias adicionales sobre el beneficio esperado como productor de energía eléctrica.....	116
Tabla 64. Comparación tiempo trámites administrativos entre las alternativas de aprovechamiento de biogás presentadas.....	117
Tabla 65. Comparación dificultad implementación de los equipos de tratamiento entre las alternativas de aprovechamiento de biogás planteadas.....	118
Tabla 66. Comparación, a distintos escenarios de trabajo, entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás en base a los supuestos expuestos en meses cálidos	119
Tabla 67. Comparación, a distintos escenarios de trabajo, entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás en base a los supuestos expuestos en meses fríos	120
Tabla 68. Comparación de los caudales mínimos de funcionamiento de cada equipo de aprovechamiento de biogás.....	121
Tabla 69. Comparación del porcentaje de días anuales que el equipo de aprovechamiento de biogás estará en paro por la falta de producción de biogás en la EDAR de estudio.....	121
Tabla 70. Comparación puntaje de los parámetros de selección para cada alternativa de aprovechamiento energético del biogás propuesta	123

DOCUMENTO I: MEMORIA DESCRIPTIVA

CAPÍTULO 1. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN

1.1. MOTIVACIÓN Y JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Tras la aprobación de la hoja de ruta del biogás en marzo de 2022 por el Consejo de Ministros de España (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2022), y siguiendo las directivas europeas para alcanzar la neutralidad climática en 2050, se demuestra la importancia creciente de los gases de origen renovable, como lo serían el hidrógeno verde y el biogás.

Una mayor producción y mejor uso del biogás contribuye al desarrollo de la economía circular y a la transición energética justa.

La hoja de ruta del biogás se centra en el biogás generado mediante la digestión anaerobia de residuos orgánicos, debido al gran potencial de las industrias del sector agroalimentario, del sector agropecuario y de los residuos urbanos de generar este tipo de residuos.

En las últimas décadas la tecnología relacionada con la producción y gestión del biogás ha alcanzado un alto grado de madurez por lo que vuelven al panorama económico y tecnológico soluciones previamente no viables económicamente.

La generación de fuentes renovables a partir de sustratos biológicamente degradables ofrece una excelente oportunidad para reemplazar el uso de combustibles fósiles que se utilizan en la actualidad y así combatir los efectos del cambio climático.

En países con un menor desarrollo económico y tecnológico, los residuos agrícolas y agropecuarios no son gestionados correctamente, sino que son abandonados. Esto provoca que en ambientes húmedos se produzca la fermentación anaerobia de manera natural, produciéndose y vertiéndose biogás a la atmósfera, lo que conlleva emitir elevadas cantidades de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄), gases denominados de efecto invernadero.

Gracias a la madurez tecnológica actual, es posible adquirir los medios necesarios para aprovechar este tipo de recursos, obteniendo tanto una fuente energética como evitando el efecto invernadero.

Otro beneficio de la producción de biogás es el uso de un proceso de digestión anaerobio, el cual resulta ser más ventajoso que la digestión aerobia debido a que se reduce la generación de lodos y, por consiguiente, su coste de gestión.

La situación actual de la planta de depuración de aguas residuales industriales, objeto de este Trabajo de Fin de Grado (TFG), es que se consume parte del biogás producido en una caldera dentro de la propia planta, la cual está conectada a un intercambiador de calor que aumenta el rendimiento del proceso de depuración. Sin embargo, debido al aumento de volumen de la empresa vertedora de las aguas residuales, en los últimos años la producción de biogás en la

planta supera la capacidad máxima de consumo de la caldera por lo que se desvía parte del biogás generado hacia la antorcha donde es quemado y desaprovechado energéticamente.

Por ello, la empresa desea minimizar el caudal de biogás no aprovechado en la antorcha teniendo en cuenta que se tiene previsto un crecimiento acelerado de la compañía, lo que provocará un incremento tanto de caudal de agua a tratar como de su contenido en materia orgánica (DQO), y esto, a su vez, supondrá una mayor producción de biogás. En este TFG se plantea estudiar la mejora de las instalaciones de la depuradora mediante la construcción de un tratamiento de biogás secundario que sustituya el uso de la antorcha y que permita el reaprovechamiento de este.

1.2. JUSTIFICACIÓN ACADÉMICA

Para concluir los estudios del Grado en Ingeniería Química en la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial en la Universitat Politècnica de Valencia se necesita completar los 12 ECTS (European Credit Transfer System) del Trabajo de Fin de Grado.

1.3. CONTRIBUCIÓN DEL TRABAJO A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

En la actualidad, existe una creciente conciencia sobre la importancia de abordar los desafíos globales que afronta nuestro planeta y promover un desarrollo sostenible. En este contexto, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), establecidos por la Organización de las Naciones Unidas (ONU), se han convertido en una guía fundamental para orientar los esfuerzos hacia un futuro más justo, equitativo y sostenible.

Los ODS abarcan una amplia gama de áreas temáticas, que van desde la erradicación de la pobreza y el hambre, hasta la protección del medio ambiente, la salud y el bienestar, entre otros. Los trabajos académicos, como este documento, pueden contribuir a estos objetivos al proporcionar análisis profundos, investigaciones rigurosas y recomendaciones basadas en evidencias.

En concreto, este TFG está relacionado con los siguientes ODS:

- **ODS 6. Agua limpia y saneamiento**

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 6 se centra en garantizar la disponibilidad y gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos. En concreto, el presente trabajo académico estaría relacionado con la meta:

- Meta 6.3. Mejora de la calidad del agua: la depuración de aguas industriales permite mejorar la calidad del agua residual generada por las actividades humanas. Para la consecución de esta meta, se identificarán áreas de mejora y se considerará la implementación de nuevas tecnologías que tengan un impacto directo o indirecto en el tratamiento de aguas.

- **ODS 7. Energía asequible y no contaminante**

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 7 busca garantizar el acceso a una energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos. En concreto, el tratamiento de aguas residuales puede desempeñar un papel beneficioso en la consecución de este objetivo a través de la producción de biogás.

- Meta 7.2. Generación de energía renovable: el biogás es un combustible de origen renovable obtenido a través de la descomposición anaerobia de la materia orgánica presente en las aguas residuales. El biogás producido puede ser utilizado como fuente de energía para la generación de electricidad y calor, reduciendo la dependencia de los combustibles fósiles.

- **ODS 12. Producción y consumo responsables**

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 12 se centra en la necesidad de utilizar los recursos de manera más eficiente, reduciendo el desperdicio mediante la adopción de prácticas sostenibles en todas las etapas de la cadena de suministro.

- Meta 12.4. Gestión de desechos y productos químicos: el tratamiento de aguas residuales mediante digestión anaerobia puede incluir la recuperación de subproductos valiosos, que pueden ser utilizados en procesos de producción agrícola como fertilizantes. Esta recuperación de recursos ayuda a cerrar los ciclos de los residuos orgánicos, generados por las actividades humanas, reduciendo la dependencia de recursos naturales y fomentando la sostenibilidad.

A través de una posible optimización del proceso de tratamiento de aguas residuales, es factible reducir el uso de productos químicos actualmente necesarios para garantizar un tratamiento adecuado de las aguas residuales.

- **ODS 13. Acción por el clima**

El Objetivo de Desarrollo Sostenible número 13 se centra en tomar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

- Meta 13.2. Reducción de emisiones: el uso de biogás como combustible en lugar de combustibles fósiles contribuye a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros contaminantes atmosféricos. Esto ayuda a mitigar el cambio climático y a mejorar la calidad del aire, promoviendo un entorno más saludable.

CAPÍTULO 2. INTRODUCCIÓN

2.1. EL BIOGÁS

2.1.1. Digestión anaerobia

La digestión anaerobia, también denominada biometanización, es un proceso biológico en el que la materia orgánica es degradada en ausencia de oxígeno mediante la presencia de un grupo específico de microorganismos, en concreto bacterias. Como resultado del proceso se obtiene una mezcla de gases (principalmente metano y dióxido de carbono) denominada “biogás” y una suspensión acuosa o “lodo” que contiene los microorganismos responsables de la degradación de la materia orgánica.

La materia prima del proceso es cualquier biomasa residual que posea una alta carga orgánica, como son residuos ganaderos y agrícolas, lodos de plantas depuradoras de aguas residuales urbanas y aguas residuales industriales.

El proceso anaerobio se desarrolla en ausencia de oxígeno, donde una gran variedad de microorganismos convive y trabaja en serie o en serie-paralelo, pudiendo diferenciar la degradación de la materia orgánica en sucesivas etapas o fases.

Se pueden considerar cuatro etapas en el comportamiento biológico del proceso anaerobio:

- **Hidrólisis:** las cadenas largas de materia orgánica son descompuestas en otras más cortas obteniéndose productos intermedios. Se hidrolizan las moléculas solubles en agua tales como grasas, proteínas y carbohidratos y las transforman en polímeros más simples por la acción de un grupo de bacterias hidrolíticas.

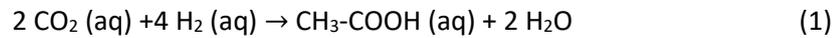
Los compuestos orgánicos son solubilizados por enzimas excretadas por bacterias hidrolíticas que actúan en el exterior celular, por lo que se consideran exoenzimas.

Durante la hidrólisis ya hay producción de dióxido de carbono (CO₂).

- **Acidogénesis:** se convierten los productos intermedios de la hidrólisis en dióxido de carbono, hidrógeno (H₂), ácidos y alcoholes alifáticos, amoníaco (NH₃) y ácido sulfhídrico (H₂S) mediante la presencia de bacterias acidogénicas.

Durante esta etapa, el crecimiento bacteriano es rápido y no se observa una reducción significativa de la DQO (demanda química de oxígeno), ya que los compuestos de cadenas más complejas se transforman en otros de cadena corta, sin consumo o reducción de la materia orgánica presente.

- **Acetogénesis:** los ácidos y alcoholes generados en la acidogénesis se degradan produciendo ácido acético por acción de las bacterias acetogénicas. También se puede generar a partir del dióxido de carbono formado, de acuerdo con la siguiente reacción:



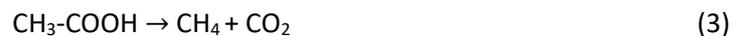
Las bacterias acetogénicas tienen un crecimiento relativamente lento y las reacciones se interrumpen fácilmente por acumulación de gas hidrógeno disuelto en el medio acuoso.

- **Metanogénesis:** durante esta última etapa, los aceptores de electrones (como oxígeno, hierro, sulfato, nitrato y magnesio) se reducen, mientras que se acumulan hidrógeno (H₂) y dióxido de carbono (CO₂). Todos los aceptores de electrones quedan reducidos excepto el dióxido de carbono.

Este proceso lo realizan microorganismos conocidos como metanógenos (bacterias metanogénicas hidrogenófilas) que usan el dióxido de carbono como aceptor final de electrones para producir metano. La reacción que tiene lugar es la siguiente:



Existe un segundo grupo de bacterias metanogénicas acetoclásticas que convierte los ácidos propanoico, fórmico y acético en metano y dióxido de carbono, por ejemplo, mediante la siguiente reacción:



Y, finalmente, existiría un tercer grupo de bacterias metanogénicas que puede producir metano a partir de metanol como se muestra a continuación:



Sin la metanogénesis se acumularía una gran cantidad de carbono.

El proceso completo se muestra en la Figura 1.

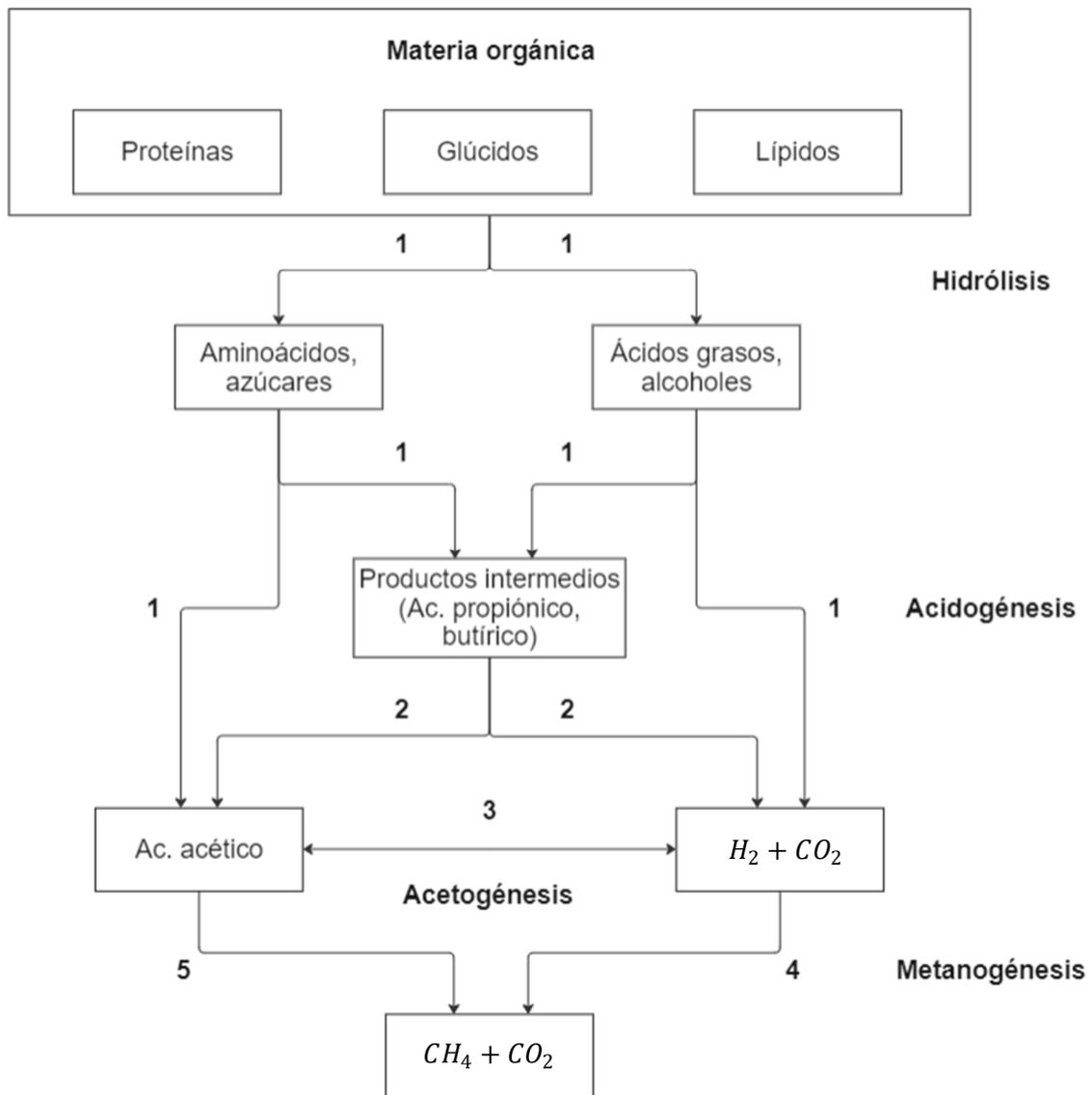


Figura 1. Fases de la digestión anaerobia y poblaciones de microorganismos (modificado de Angenent et al., 2004)

Las bacterias que participan en cada una de las fases mostradas en la Figura 1 son:

1. Bacterias hidrolíticas-acidogénicas
2. Bacterias acetogénicas
3. Bacterias homoacetogénicas
4. Bacterias metanogénicas hidrogenófilas
5. Bacterias metanogénicas acetoclásticas

Así pues, las bacterias presentes en un reactor o digestor anaerobio se pueden clasificar según la fase a la que pertenecen. Estas bacterias se distinguen por sus diferentes tasas de crecimiento y diferente sensibilidad a inhibidores producidos como productos intermedios de fases anteriores o de parámetros de entrada al digestor. De todas ellas, las bacterias metanogénicas

son las que determinan el porcentaje de éxito del proceso, debido a su baja velocidad de crecimiento y su alta sensibilidad a la inhibición por presencia de oxígeno molecular.

Cualquier desorden en el funcionamiento de las bacterias que utilizan el hidrógeno como sustrato puede causar serios trastornos en el proceso. Un ligero incremento en la concentración de hidrógeno conlleva un cambio en los compuestos producidos por las bacterias acidogénicas, lo que obliga a las bacterias acetogénicas a usar otros sustratos. Además, una concentración alta de hidrógeno inhibe la acetogénesis, lo que puede producir una acumulación de ácidos grasos, pudiendo causar una caída del pH suficientemente grande para que las bacterias metanogénicas queden completamente inhibidas.

En cada fase del proceso las bacterias presentan máxima actividad en un rango operacional de parámetros de entrada. Es decir, dependiendo del tipo de corriente de entrada al digestor, se obtendrá un mayor o menor rendimiento, tanto de depuración del vertido como de generación de biogás.

Los parámetros con mayor influencia en el rendimiento son:

- **pH y alcalinidad:** a pesar de que cada población de microorganismos tiene su propio rango óptimo, como las bacterias metanogénicas son las que determinan en mayor medida el rendimiento de generación de biogás, se considera un rango óptimo de pH de entrada el comprendido entre 6,5 y 7,5.

Si el pH del reactor cae por debajo de 6, las bacterias acidificantes (que son muy activas con un valor de pH de incluso 4,5) continúan produciendo ácidos grasos volátiles mientras que las bacterias metanogénicas dejan de producir metano.

La alcalinidad consiste en la capacidad del vertido para neutralizar los ácidos, amortiguando así cambios en el pH debido a la generación de estos en las fases de acidogénesis y acetogénesis. Con una alcalinidad de 2-3 g (CaCO₃)/L, el proceso es capaz de autorregular el pH.

- **Nutrientes:** para el correcto desarrollo de la flora bacteriana se tienen en cuenta la concentración de nitrógeno total (NT) y la concentración de fósforo (P). La relación carbono/nitrógeno (C/N) debe estar comprendida entre 15/1 y 45/1; valores inferiores reducen la velocidad de reacción mientras que valores superiores crean inhibición de los microorganismos. La relación óptima carbono/fósforo (C/P) es 150/1. En general, los vertidos de la industria alimentaria y agropecuaria no presentan una falta de nutrientes.
- **Temperatura:** el proceso de digestión anaerobia se puede realizar en tres intervalos de temperatura: psicrófilo, por debajo de 20°C; mesófilo, entre 30°C y 40°C; y termófilo, entre 50°C y 70°C. Temperaturas inferiores a 0°C o superiores a 70°C provocan la muerte de las bacterias.

Como se puede observar en la Figura 2, la tasa de crecimiento de las bacterias metanogénicas se duplica cada incremento de 10°C.

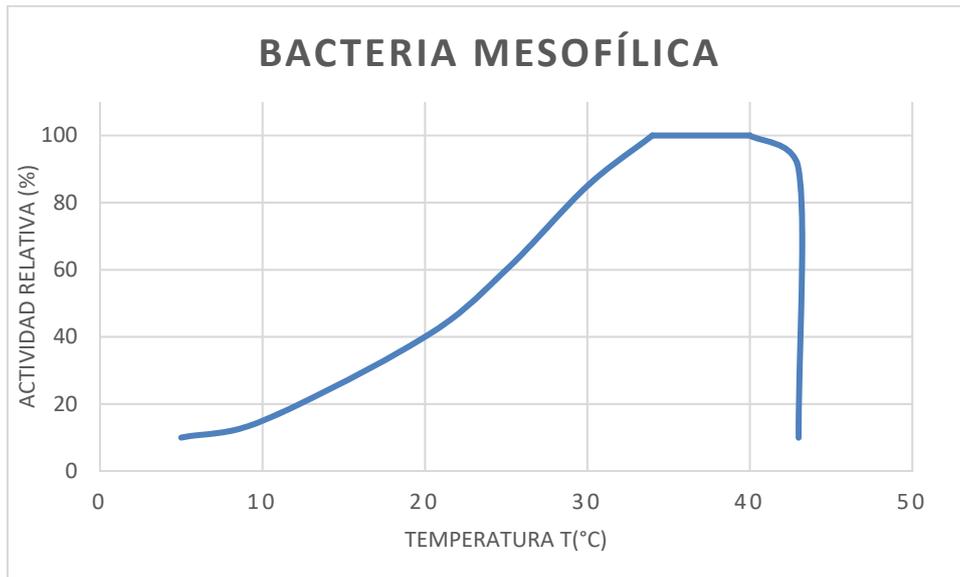


Figura 2. Actividad relativa de la bacteria mesofílica productora de metano en relación con la temperatura (Henze y Harremoes, 1983)

Trabajar en el intervalo termófilo asegura la destrucción de patógenos; sin embargo, se necesita un mayor control debido a que el nitrógeno amoniacal a altas temperaturas se comporta como inhibidor. Además, la viscosidad de los sólidos disminuye al aumentar la temperatura, lo que supone un ahorro energético tanto en agitación como en bombas hidráulicas.

- **Toxicidad e inhibición:** los ácidos grasos volátiles (AGV), así como el amoníaco libre o el ácido sulfhídrico, son inhibidores de las bacterias metanogénicas. Los metales pesados también resultan ser inhibidores a altas concentraciones.

Concentraciones de 150-250 ppm de sulfitos reducen la actividad metanogénica en un 50%, aunque las bacterias metanogénicas pueden adaptarse a la toxicidad de los sulfitos pudiéndose lograr que el efecto de la toxicidad sea 70 veces menor cuando el fango ya está adaptado (Yang, 1979).

- **Materia orgánica:** este es el principal factor del que depende la producción de biogás, debido a que se trata del sustrato del que se sustentan los microorganismos y a partir del cual pueden realizar su proceso de depuración del vertido y de generación de biogás. Los parámetros generalmente utilizados para medir la cantidad de materia orgánica son la materia seca (MS) y la materia orgánica seca (MOS). La MS corresponde a la cantidad de materia tras calentar una muestra a 103-105°C, dado que se ha evaporado toda la humedad. El segundo parámetro, MOS, corresponde a la cantidad “evaporada” tras

calcinar la muestra anterior ya tratada a más de 550°C, dejando solo la materia inerte (MI).

Las bacterias metanogénicas se reproducen sólo si MS es inferior al 50%; por tanto, hay que maximizar el contenido en MOS para aumentar la generación de biogás, mientras no sobrepase el contenido en MS.

Existe también la sobredosis de materia orgánica, es decir, se aporta una mayor cantidad de materia orgánica de la que el digestor puede asimilar, lo que provoca ineficiencias en el proceso. En general, la carga orgánica debe estar comprendida entre 2-5 kg MOS/(m³·día), refiriéndose m³ al volumen tratado en el digestor.

- **Tiempo de retención y velocidad del proceso:** la velocidad del proceso está limitada por la velocidad de crecimiento de la fase más lenta. La fase limitante, generalmente, es la metanogénica. Para aumentar esta velocidad se deben adoptar diseños que permitan una mayor concentración de microorganismos acetogénicos y metanogénicos en el reactor.

A la vez, el sustrato debe permanecer dentro del digestor el tiempo suficiente para que se lleven a cabo las cuatro etapas del proceso. El tiempo de retención varía según el tipo de sustrato que se digiere. Un tiempo de retención de 30-40 días es suficiente para alcanzar la máxima producción de biogás para la mayor parte de los sustratos vegetales.

Es relevante resaltar la aclimatación de las bacterias, debido a que no toleran cambios bruscos en ninguno de los parámetros anteriormente mencionados, inhibiendo su actividad fácilmente.

En la Figura 3 se muestra el diagrama de bloques del proceso general.

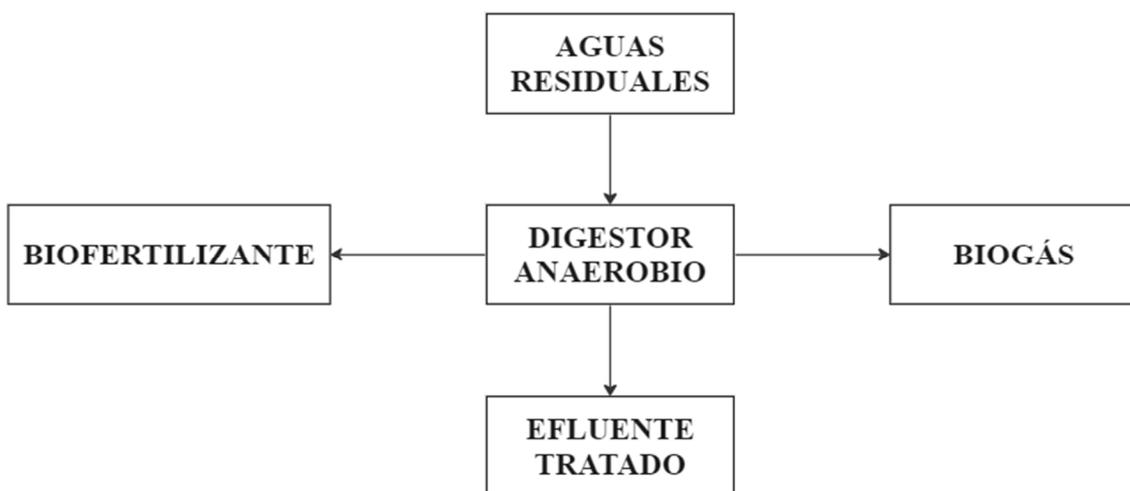


Figura 3. Diagrama de bloques del tratamiento de aguas residuales con digestor anaerobio

La salida del proceso está compuesta por tres corrientes: efluente tratado, biofertilizante y biogás. La corriente de efluente tratado usualmente requiere un tratamiento adicional, dentro del propio tratamiento secundario de la EDAR, con un reactor o digestor aerobio que permita afinar sus parámetros hasta alcanzar los requisitos de vertido.

Por otro lado, se obtendrán unos lodos activos que se caracterizan por tener un alto contenido en materia orgánica, nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K) y, en menor concentración, magnesio (Mg) y calcio (Ca). Estos lodos tienen un alto valor agronómico como biofertilizante, por lo que pueden llegar a ser valorizados, una vez tratados, para ser aplicados sobre suelos agrícolas conforme al Real Decreto 1310/1990. Sin embargo, la cantidad de lodos generada suele ser muy reducida, por lo que la gestión de estos suele ser considerada como un evento extraordinario.

Por último, se obtiene una corriente continua de biogás cuyo tratamiento es objeto del presente Trabajo de Fin de Grado.

2.1.2. Sustratos a partir de los que se genera el biogás

Los residuos orgánicos y su eficiencia al producir biogás dependen, básicamente, de la cantidad de componentes primarios que posea este sustrato. Estos serían, principalmente, lípidos, proteínas y carbohidratos. Los lípidos son los más importantes, debido a que el rendimiento de producción de biogás a partir de ellos resulta ser mucho mayor que el rendimiento con otros compuestos orgánicos. Sin embargo, cabe recalcar que la velocidad de los lípidos en la fase hidrolítica es mucho menor que la de otros compuestos orgánicos y, por tanto, conllevará un mayor tiempo de retención hidráulico para lograr la degradación de la materia orgánica.

Los sustratos ricos en compuestos de cadena larga, como sería la celulosa, se consideran más resistentes a la degradación anaerobia que otros sustratos. Esto es debido a que, en la fase hidrolítica, donde se rompen los polímeros para formar monómeros, la velocidad de reacción es menor que con sustratos con compuestos de cadenas cortas. Por ello, para poder aumentar la velocidad del proceso se debe actuar antes de iniciarse este, mediante un pretratamiento del sustrato.

Para el proceso biológico se necesitan nutrientes, como ya se ha explicado en el apartado 2.1.1. de este trabajo. La composición del sustrato es la que determina la cantidad de carbono y nitrógeno disponible mediante la relación C/N. Siendo coherentes con el rango apto para la reproducción bacteriana, la relación C/N debe estar comprendida en el rango 15-45; por lo tanto, existen casos en los que habrá que mezclar distintos sustratos con una proporción controlada para mantener un equilibrio y así conservar la corriente de entrada dentro del rango deseado.

Otro factor importante sobre el tipo de sustrato para la digestión anaerobia sería la composición de sólidos totales, debido a que la movilidad de las bacterias dentro del digestor se ve reducida con el aumento de la concentración de sólidos, provocando ineficiencias y, por tanto, reducción tanto en la calidad de depuración como en la generación de biogás. El rango óptimo de concentración de sólidos totales en reactores continuos se encuentra entre el 8-12%; por ello,

para alcanzar y mantener este parámetro, es posible que se haya de instalar un pretratamiento al digestor para diluir la alimentación o mezclar distintos sustratos con una proporción controlada.

Como se observa en la Tabla 1, los residuos orgánicos de la industria alimentaria presentan un alto potencial de producción de biogás, debido a su alta concentración orgánica, en comparación con otros segmentos de la depuración de aguas como son los fangos residuales.

Tabla 1. Producción de biogás según el residuo orgánico a tratar mediante digestión anaerobia (Angelidaki y Ahring, 1997)

Residuo orgánico	Contenido orgánico	Sólidos volátiles (%)	Producción de biogás (m ³ /tonelada)
Aceites de pescado	30-50% lípidos	80-85	350-600
Hidrolizados de carne	70% proteínas, 30% lípidos	10-15	70-100
Aceite de soja	90% aceites vegetales	90	800-1000
Bebidas alcohólicas	40% alcohol	40	240
Fangos residuales	Hidratos de carbono, lípidos, proteínas	15-20	17-22

2.1.3. Principales componentes del biogás

Una vez explicada la dependencia de la producción del biogás respecto al sustrato de entrada, es preciso describir los distintos componentes del biogás.

El principal componente del biogás es el metano (CH₄), siendo este el componente prioritario en la mezcla gaseosa y, por tanto, el componente que se pretende maximizar. El metano es aprovechable energéticamente por su poder calorífico y determina en gran medida las características del biogás; por tanto, a partir de su composición se determinará la calidad del biogás.

El segundo componente mayoritario del biogás es el dióxido de carbono (CO₂), el cual no es aprovechable energéticamente, pero tampoco disminuye las propiedades energéticas del biogás, por lo que en muchos casos no será necesaria su eliminación.

Sin embargo, para procesos de alto rendimiento se puede eliminar el dióxido de carbono (CO₂) mediante procesos de enriquecimiento del biogás o *upgrading*. Una vez finalizado el proceso, se obtiene un biogás de alta pureza denominado biometano, el cual llega a ser equivalente al gas natural. Se considera biometano si tiene una composición final de CH₄ > 95%, CO₂ < 2%, H₂S < 2 ppm y siloxanos < 10 ppm.

Los distintos casos en que este tipo de procesos son necesarios serían para motores de combustión donde se necesitan combustiones completas y regulares. Si se elimina el dióxido de

carbono, se aumenta la capacidad calorífica de la mezcla y también se aumenta el índice de Woobe, que se trata de la relación entre el aire y el combustible que asegura esa combustión completa.

Los componentes restantes del biogás se encuentran en proporciones menores o incluso residuales. Sin embargo, todos ellos conllevan un impacto negativo en el correcto funcionamiento de los equipos, por lo que deben ser eliminados. Estos otros componentes son los siguientes:

- **Componentes sulfurados:** entre ellos cabe destacar el ácido sulfhídrico (H₂S), el cual se genera durante la fase acidogénica del proceso anaerobio. Esto supone que la concentración de ácido sulfhídrico varíe según el sustrato.

El ácido sulfhídrico es un gas tóxico que al ser combustionado se convierte en óxido de azufre (SO_x) el cual, en contacto con agua, produce ácido sulfúrico. El ácido sulfúrico es muy corrosivo tanto para la propia instalación como para los equipos; por ello, los tratamientos de eliminación de ácido sulfhídrico resultan ser una de las etapas más importantes del tratamiento del biogás. Dependiendo del proceso de aprovechamiento del biogás serán aceptables distintas concentraciones de H₂S. Sin embargo, existe un valor máximo de 20 mgH₂S/Nm³ o 20 ppm para garantizar la integridad de los equipos.

- **Agua:** durante la formación de biogás se forma también vapor de agua debido a que la temperatura de la digestión anaerobia se encuentra entre 35-40°C. Este vapor de agua genera una adversidad adicional y es que es común que una vez salga del digestor anaerobio se condense en las tuberías de gas y, por tanto, provoque problemas en soplantes y demás equipos no preparados para líquidos. Además, aparte de que se reduce la potencia calorífica del biogás, el agua condensada puede llegar a reaccionar con otros compuestos del propio biogás como es el ácido sulfhídrico (H₂S) llegando a generar ácido sulfúrico (H₂SO₄) el cual, como ya se ha comentado antes, es corrosivo y genera problemas de mantenimiento en la instalación de no tratarse adecuadamente.
- **Amoníaco:** este compuesto se encuentra en concentraciones bajas dentro del biogás. Esto es debido a que a pesar de que se produce durante la degradación de la materia orgánica, solo se genera en condiciones de pH y temperaturas elevadas, las cuales no son condiciones de operación habituales. Cabe destacar que al combustionar un biogás con una alta concentración de amoníaco se pueden llegar a formar óxidos de nitrógeno (NO_x) que resultan ser gases contaminantes.
- **Siloxanos:** son compuestos orgánicos formados por siliconas, oxígeno y grupos metilo ((CH₃)₂SiO) que proceden de la industria cosmética y farmacéutica, por lo que no suelen ser comunes. Durante la combustión, los siloxanos se degradan liberando moléculas de

oxígeno y silicio, formando silicatos y sílice que se depositan en el interior de los motores provocando el desgaste por abrasión/rozamiento. El límite aceptado para garantizar la integridad de los equipos es no exceder 10 ppm de siloxanos. Para su eliminación se puede realizar una adsorción con carbón activo a bajas temperaturas (2°C).

En la Tabla 2 se pueden observar las diferencias entre concentraciones del biogás según el origen del sustrato. El biogás proveniente de vertedero es el más pobre en cuanto a metano (CH₄) y más rico en dióxido de carbono (CO₂); por tanto, es el de menor calidad al tener que ser tratado por un proceso de enriquecimiento. El biogás proveniente de residuos municipales es el que puede presentar mayores problemas de concentración de ácido sulfhídrico (H₂S) y, por tanto, de corrosión de los equipos.

Tabla 2. Componentes del biogás en función del sustrato utilizado (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007)

Componentes biogás	Residuos agrícolas	Lodos de depuradora	Residuos municipales	Gas de vertedero
Metano	50-80%	50-80%	50-70%	45-60%
Dióxido de carbono	30-50%	20-50%	30-50%	40-60%
Agua	Saturado	Saturado	Saturado	Saturado
Sulfuro de hidrógeno	100-700 ppm	0-1%	0-8%	0-1%
Amoníaco	Trazas	Trazas	Trazas	0,1-1%
Oxígeno	0-1%	0-1%	0-1%	0-1%

En conclusión, tanto la cantidad como la composición del biogás dependen en gran medida del sustrato de entrada. Por tanto, se deberá tener en cuenta a la hora de realizar el estudio de la instalación, debido a los tratamientos a los que se tendrá que someter el biogás para garantizar la integridad de los equipos y la calidad del biogás al final del proceso.

Un rango de composición del biogás aceptable sería el mostrado en la Tabla 3.

Tabla 3. Rangos de composición característica del biogás (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2007)

Componente	Concentración
Metano (CH ₄)	50 – 75% volumen
Dióxido de carbono (CO ₂)	25 – 45% volumen
Vapor de agua (H ₂ O)	2 – 7% volumen
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	0,002 – 2% volumen
Nitrógeno (N ₂)	< 2% volumen
Amoniaco (NH ₃)	< 1% volumen
Hidrógeno (H ₂)	< 1% volumen
Gases traza	< 2% volumen

2.1.4. Características termodinámicas del biogás

Como ya se ha explicado en el apartado anterior, la composición del biogás varía según el sustrato del proceso anaerobio; por tanto, también lo harán sus propiedades termodinámicas. Esto es debido a que hay componentes como el metano del cual sí se puede obtener un beneficio energético, mientras que existen otros como el vapor de agua o el ácido sulfhídrico los cuales son energéticamente nulos y, por ello, en grandes cantidades reducen el aprovechamiento energético del biogás.

La característica más importante de un combustible es su poder calorífico, que en este caso se define como la cantidad de calor generado por metro cúbico de biogás al ser completamente oxidado en condiciones normales de presión y temperatura (0°C y 1 atm).

Un biogás con un contenido en metano del 60% en volumen tiene un poder calorífico de 5.500 kcal/Nm³ o 6,4 kWh/Nm³, mientras que un biogás con un contenido en metano del 70 % tiene un poder calorífico de 6.000 kcal/Nm³. Este aumento confirma que, si se garantiza una mayor riqueza de metano en el biogás, este será de mayor calidad debido a que tendrá un mayor aprovechamiento energético. Si se compara con otros combustibles (ver Tabla 4), se observa que el biogás tiene más de la mitad del poder calorífico que la mayoría de los combustibles actualmente usados, lo que conlleva su auge como sustituyente de combustibles como el gas natural.

Tabla 4. Poder calorífico de distintos combustibles (Eurostat AIE y Resolución de la Secretaría de Estado de Energía, 2013)

Tipo de combustible	Poder calorífico (kcal/kg)
Gas natural	13.116-14.165
Carbón	6.800-7.200
Gasolina	10.510
Gasóleo	10.100
Leña	3.800

2.2. PRODUCCIÓN DE BIOGÁS EN LA EDAR OBJETO DE ESTUDIO

2.2.1. Descripción de la planta depuradora

Por motivos de confidencialidad, el nombre y ubicación de la planta no se nombrará y se hará referencia a ella como EDAR objeto de estudio.

La Figura 4 muestra la vista aérea de la EDAR objeto de estudio y la Tabla 5 muestra la leyenda de las distintas zonas/equipos. Como puede verse, la Figura 4 pone de manifiesto el escaso espacio disponible para posibles ampliaciones de equipos que afecten al proceso de depuración.



Figura 4. Vista aérea de la EDAR objeto de estudio (véase leyenda en la Tabla 5)

Tabla 5. Numeración de las zonas/equipos de la EDAR objeto de estudio por áreas de trabajo

N.º referencia	Zona/equipo
1	Tanque de homogeneización
2	Tanque de emergencia
3	Zona de almacenamiento de reactivos
4	Caldera
5	Digestor anaerobio IC
6	Digestor biológico aerobio
7	Decantador secundario
8	Sala de deshidratación de fangos
9	Gasómetro y antorcha
10	Taller
11	Sala de control

La planta se divide en 4 líneas de proceso, las cuales se explicarán brevemente a continuación en base al diagrama de proceso mostrado en la Figura 5.

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

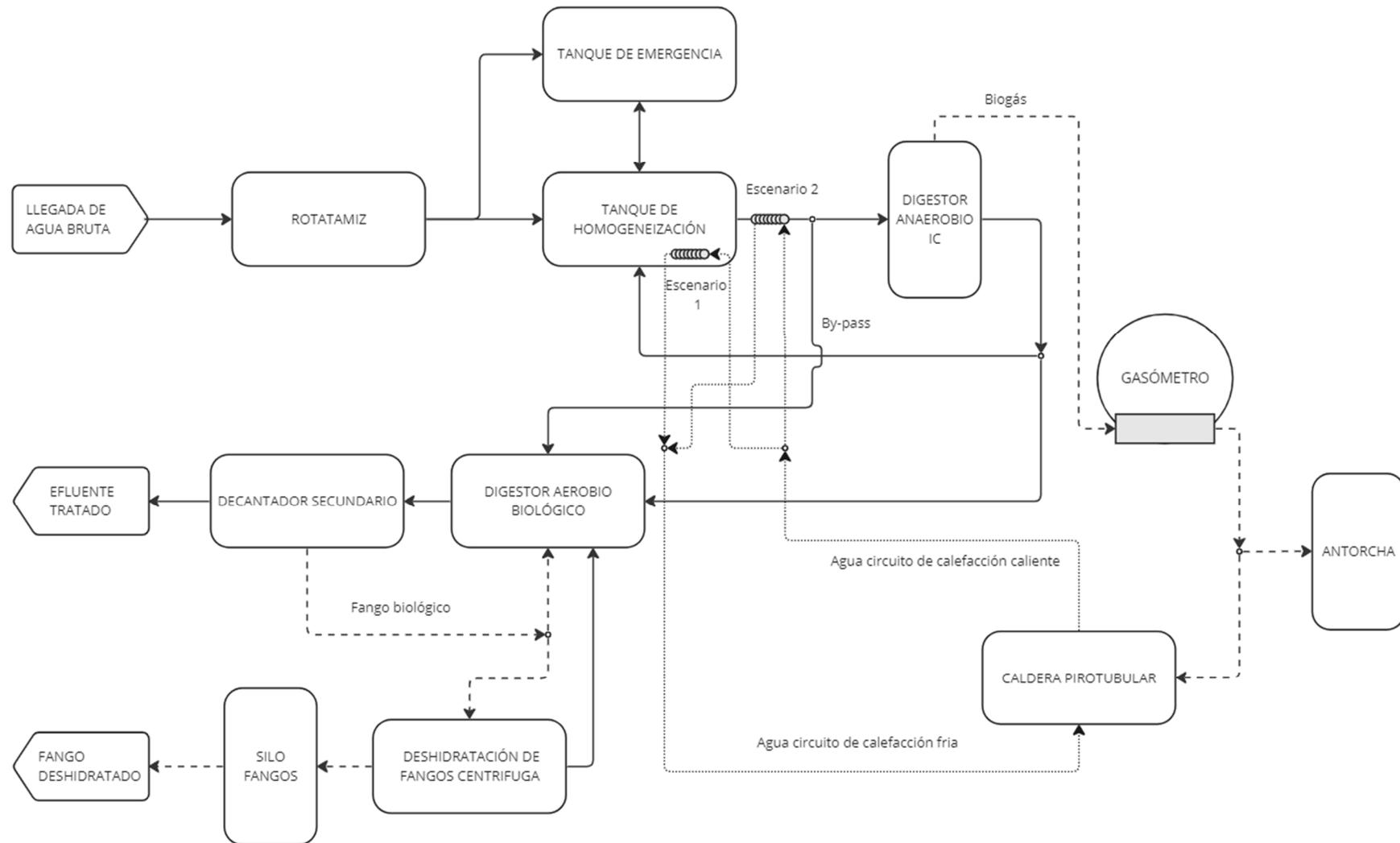


Figura 5. Diagrama de proceso de depuración de aguas residuales industriales de la EDAR objeto de estudio

- **Tratamiento primario**

El vertido proveniente de la industria entra a la EDAR objeto de estudio por la zona nº1, donde se le realiza un pretratamiento mediante un rototamiz para eliminar los residuos sólidos de mayor tamaño como tapones de plástico, restos de botellas y demás objetos de tamaño similar.

Posteriormente, el vertido pasa al tanque de homogeneización cuyo objetivo es suministrar un caudal estable al resto de equipos de la planta, evitando así cambios bruscos dependiendo de factores como vertidos puntuales. Además, gracias a este tanque también se estabilizan propiedades del vertido como pH, temperatura y, sobre todo, se estabiliza la DQO. Este tanque es muy importante debido a que los equipos de digestión anaerobia son muy sensibles a variaciones bruscas en los parámetros del vertido. Cabe destacar que, en este tipo de tanques, se debe realizar una correcta agitación de su contenido, además de para homogeneizar el vertido, para evitar que los sólidos no sedimenten dentro.

En el caso de que el vertido represente un alto riesgo para la integridad del proceso de depuración por su composición, se puede desviar la corriente a la salida del rototamiz hacia el tanque de emergencia (zona nº2) sin que entre al tanque de homogeneización.

En el tanque de homogeneización es donde se adecuan los parámetros del vertido a las condiciones deseadas mediante la adición de reactivos químicos, los cuales se almacenan en la zona nº3, y mediante un intercambiador de calor ubicado dentro del tanque, el cual está conectado a una caldera pirotubular localizada en la zona nº4.

- **Tratamiento secundario**

Como escenario común de trabajo, la corriente de agua bruta acondicionada en el tanque homogeneizador se conduce hacia el digester anaerobio (zona nº5). A continuación, el efluente depurado es conducido al digester aerobio (zona nº6) para lograr el ajuste final del tratamiento del vertido. Esto es debido a que los digestores anaerobios tienen un mayor rendimiento de eliminación de DQO, por lo que el camino principal del agua a tratar será pasar primero por el digester anaerobio y, tras quedar con una DQO residual, ser tratada por el digester biológico aerobio alcanzando los parámetros de vertido deseados.

En la Tabla 6 se presentan los parámetros de diseño del digester anaerobio actual de la EDAR objeto de estudio. Como se observa en dicha tabla, actualmente, la planta de tratamiento opera de forma constante en un rango de trabajo próximo a los límites máximos establecidos para el digester instalado.

Tabla 6. Parámetros de diseño del digester anaerobio actual de la EDAR objeto de estudio

Digester BIOPAQ®IC	Medio	Mínimo	Máximo
Caudal (m ³ /h)	42	21	83
DQO (mg/l)	2.200	800	3.500
Temperatura (°C)	25	22	< 40
pH	7,0	4,9	8,9

En la Figura 5 se puede observar una segunda tubería saliente del tanque de homogeneización denominada *by-pass*, que lleva directamente el agua bruta acondicionada al digester aerobio. Esto se debe a que el digester anaerobio es más sensible que el aerobio a las fluctuaciones de la composición del efluente y, por tanto, ante ciertas características del vertido, se debe evitar que este entre al digester anaerobio para que no afecte a la población microbiana. Otro motivo que explica la función de este *by-pass* es la posible saturación de las bacterias anaerobias, las cuales solo aceptan una cantidad de sustrato. A partir de este punto se debe desviar la corriente reduciendo la cantidad de sustrato que entra al digester anaerobio para llevarlo directamente a las bacterias aerobias. Esta opción resulta ser la menos económica debido a que las bacterias aerobias requieren una cantidad de oxígeno acorde con el sustrato a digerir, por lo que aumenta el consumo energético a la vez que se desperdicia materia orgánica para la generación de biogás. Cabe resaltar que el *by-pass* es una medida de contingencia, y que se prioriza que todo el vertido se trate primero en el digester anaerobio.

El agua residual, tras ser tratada por ambos digestores, pasa a la zona nº7. Se trata de un decantador secundario, donde se separa el agua tratada del fango biológico. Este fango se produce por acción de la población bacteriana aerobia. El fango se deposita en el fondo del decantador (en general tienen forma cónica) y es extraído mediante bombas para ser conducido hasta la zona nº8 o zona de deshidratación. El agua separada se extrae por la parte superior del decantador por exceso de nivel. Esta agua depurada ya cumple con las normas vigentes para ser vertida a cauce público.

- **Línea de fangos**

La zona nº8 o zona de deshidratación tiene como objetivo reducir, al mínimo posible, la humedad contenida en los lodos generados en planta, reduciendo así su volumen y pudiendo ser gestionados externamente a la EDAR objeto de estudio con mayor facilidad mediante transporte terrestre. Para ello, se utiliza una centrífuga que gira sobre un eje horizontal separando las moléculas de agua y las partículas sólidas por acción de la fuerza centrífuga.

El agua obtenida es reenviada al digestor aerobio para ser tratada adecuadamente.

El consumo eléctrico y el coste de transporte por tonelada de fango deshidratado resulta ser uno de los mayores costes de operación de la EDAR objeto de estudio.

- **Línea de biogás**

Esta línea empieza en el digestor anaerobio donde, debido al tipo de sustrato y a la población de bacterias anaerobias, se genera el biogás. El biogás siempre se extrae por la parte superior del digestor y es llevado al gasómetro, donde se almacena. En este punto se conduce prioritariamente el biogás mediante soplantes hacia la caldera para poder ser aprovechado energéticamente o, en caso de que la producción de biogás sea superior a la demanda de la caldera y el nivel de llenado del gasómetro sea alto, se procede a quemar el biogás en la antorcha.

La caldera en cuestión se trata de una caldera horizontal pirotubular fabricada en el año 2017 con una producción térmica de 210 KW y una presión de diseño de 6 bar. Su volumen total de agua son 500 litros a una temperatura de servicio de 75/90°C (*in/out*).

El quemador lleva una regulación de dos marchas adaptable al biogás disponible. En la Figura 6 se muestra una imagen de la caldera.



Figura 6. Caldera de vapor serie MINOR de la EDAR objeto de estudio

En la EDAR objeto de estudio no hay instalados actualmente equipos de eliminación del ácido sulfhídrico presente en el biogás, como se ha mostrado en la Tabla 5. Por ello, se está utilizando una caldera de “sacrificio”, dado que se tiene conocimiento de que la corrosión provocada en el equipo reduce tanto su vida útil como su rendimiento de producción térmica. Ahora bien, sí hay instalado un filtro, de reducido tamaño, de condensación de humedad.

2.2.2. Almacenamiento del biogás en la EDAR objeto de estudio

El gasómetro, donde se almacena temporalmente el biogás generado, se encuentra instalado sobre un hexágono de hormigón con una capacidad de 20 m³, con un diámetro de 4,26 m y una altura de 2,13 m, como se muestra en la Figura 7.

Como medida de seguridad de la planta, existe una válvula de seguridad que en caso de sobrepresión permite la evacuación del biogás excedente por encima de 30 mbar, liberándose éste a la atmósfera en caso de necesidad. Se trata de un equipo 100% mecánico, es decir, no tiene alimentación eléctrica alguna porque se trata de un sello hidráulico.



Figura 7. Gasómetro de la EDAR objeto de estudio

El gasómetro de la EDAR objeto de estudio tiene una capacidad de almacenamiento, para un caudal de producción de biogás medio de 55 m³/h, de 20 minutos. Por ello, el equipo de aprovechamiento energético del biogás debe estar en funcionamiento las 24 horas del día. El volumen de gas almacenado se estima mediante un sensor de nivel instalado en el gasómetro, el cual mide la altura a la que se hincha la membrana interior del gasómetro.

Basándose en el nivel de llenado estimado por la sonda de nivel, se establecen los rangos de actuación de la zona de tratamiento de biogás. Como se observa en la Tabla 7, la planta de tratamiento de biogás solo permite el envío de biogás a la caldera cuando el nivel de llenado del gasómetro es superior al 20%. En caso de alcanzar el nivel de llenado de 90% se procede a quemar un cierto volumen de biogás hasta alcanzar un nivel de llenado de 35%. Este método de operación es necesario para garantizar un caudal de biogás hacia el equipo de aprovechamiento térmico, a la vez que se garantizan las condiciones de seguridad de la EDAR objeto de estudio y se reduce el número de veces que se enciende la antorcha.

Tabla 7. Estados de funcionamiento del gasómetro de la EDAR objeto de estudio en función del nivel de llenado

% Llenado	Señal	Actuaciones
0-19,9%	Gasómetro vacío	No se permite el suministro a la caldera
>20%	Biogás suficiente	Permite el suministro de biogás, pues hay suficiente volumen en el gasómetro
>40%	Biogás abundante	Permite el suministro de biogás y se enciende una segunda llama en la caldera
35%	Apagada antorcha	Provoca el paro del quemado del biogás en la antorcha, en caso de que se haya activado previamente
95%	Encendido antorcha por alto nivel	Provoca que arranque la antorcha de emergencia, debido a que se ha excedido el nivel de biogás permitido dentro del gasómetro

2.3.3. Aprovechamiento actual del biogás generado en la EDAR objeto de estudio

La finalidad del biogás producido en la EDAR objeto de estudio es su aprovechamiento térmico en la caldera. En función del caudal de admisión del efluente a tratar en el digester anaerobio, la caldera estará conectada a diferentes equipos.

Actualmente, en la EDAR objeto de estudio se distinguen 2 metodologías de operación denominadas “Escenarios”, en base a los parámetros del efluente de entrada.

- **Escenario 1**

Con una DQO media del efluente de entrada de 1.500-2.000 ppm y una temperatura de 23°C, según los parámetros de diseño del digester anaerobio de la Tabla 6, el caudal de admisión al digester anaerobio podrá llegar a alcanzar los 82 m³/h.

En este caso este caudal estará determinado por el nivel de llenado del tanque de homogeneización. El nivel de llenado del tanque de homogeneización óptimo, por el consumo en reactivos, es del 25% (250 m³).

En este escenario, siendo el nivel de llenado del tanque de homogeneización superior al óptimo mencionado anteriormente, se utiliza un caudal de admisión al digester anaerobio de 82 m³/h. Para mantener el nivel de llenado del tanque de homogeneización se activa además el sistema de recirculación, compensando la diferencia entre el efluente tratado por el digester anaerobio y el efluente de entrada.

En este escenario, la caldera se conecta a un serpentín calefactor en el fondo del tanque de homogeneización. Esto provoca un aumento de 2-3°C en la temperatura del efluente de entrada, alcanzando un rendimiento superior del 6-10%, en la eliminación de DQO, en el digester anaerobio respecto al obtenido con el efluente a temperatura de entrada a planta.

- **Escenario 2**

Este escenario de trabajo se emplea en base a dos sucesos:

- El nivel de llenado del tanque de homogeneización es inferior al 17% y el caudal de efluente de entrada medio es inferior a 55 m³/h durante un tiempo prologando, por lo que se recurre a disminuir el caudal de admisión al digestor anaerobio a 42 m³/h.

Esta situación es debida a la baja actividad de la empresa que vierte los residuos, lo que plantea la posibilidad de cesar la operación de la EDAR de estudio hasta que el nivel de llenado del tanque de homogeneización sea del 65%.

- Con una DQO media del efluente de entrada superior a 3.250 ppm y una temperatura de 23°C, según los parámetros de diseño del digestor anaerobio de la Tabla 6, el caudal de admisión al digestor anaerobio no será superior a los 42 m³/h para mantener el rendimiento de eliminación de DQO.

Esta situación es debida a un efluente de entrada con parámetros adversos puntual por parte de la empresa que vierte de los residuos, lo cual representa un riesgo para la integridad del digestor anaerobio y su fauna microbiológica si no se gestiona adecuadamente.

El problema surge cuando el caudal de efluente de entrada supera los 42 m³/h, que es la capacidad de tratamiento que admite la EDAR de estudio en esta situación. En este punto, se presenta una situación crítica, ya que, si el nivel de llenado del tanque de homogeneización supera el 95%, la empresa vertedora de residuos se verá obligada a reducir parcialmente su actividad. Esta medida se considera el último recurso debido al coste asociado que conlleva.

En ambos casos, la caldera se conecta a un intercambiador de calor localizado en la tubería de admisión al digestor anaerobio. Debido a que circula un caudal de 42 m³/h, se logra que la temperatura del efluente a tratar aumente entre 3-5°C. Este incremento de temperatura resulta en un rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio superior al escenario 1.

Sin embargo, es importante tener en cuenta que mediante este método de operación la temperatura del tanque de homogeneización disminuirá hasta alcanzar la temperatura del efluente de entrada. Una vez que se vuelva al método de operación del escenario 1, se requerirá un tiempo de acondicionamiento para restablecer las condiciones del sistema.

En la Figura 8 se puede observar con mayor detalle el sistema de transferencia de calor empleado durante cada escenario de trabajo.

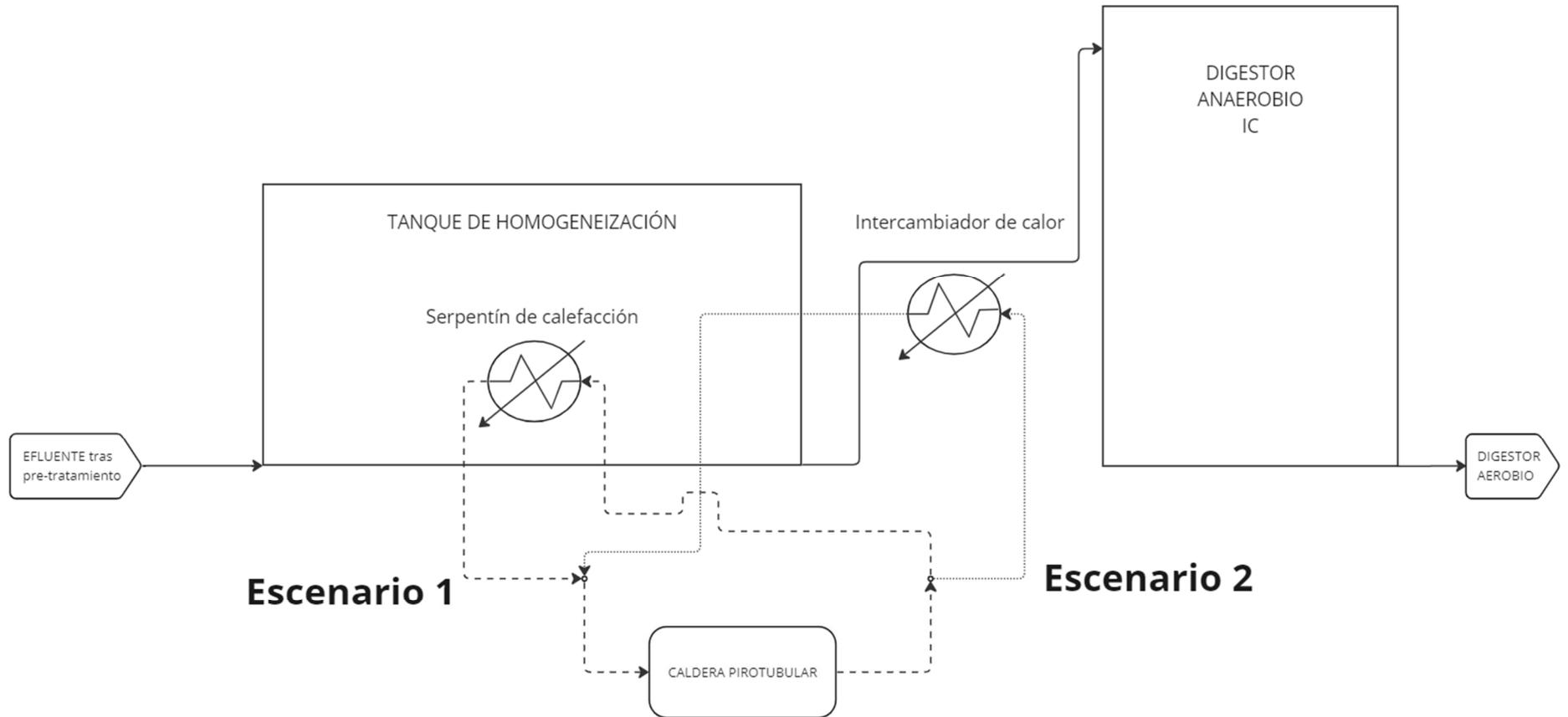


Figura 8. Diagrama sistema de calefacción de la EDAR de estudio por escenario

Como se ha explicado anteriormente, uno de los aspectos críticos del diseño de la EDAR de estudio radica en que, si las condiciones adversas del efluente de entrada del escenario 2 se mantienen durante un período prolongado, la EDAR de estudio presenta dificultades para tratar adecuadamente el efluente con el caudal requerido por el nivel de llenado del tanque de homogeneización. Con el fin de mitigar o incluso resolver este problema, se propone aprovechar energéticamente la totalidad del biogás generado.

La caldera actual no es capaz de aprovechar la totalidad del biogás generado debido a que, a pesar de haber sido reemplazada en 2017, no consideraron las variaciones en las condiciones del efluente de entrada y en consecuencia tampoco el aumento de la producción de biogás. Es por ello que, la caldera actual fue diseñada para las condiciones del efluente de entrada correspondientes al año 2009.

En la actualidad, no se ha instalado un caudalímetro en la tubería de admisión tanto a la antorcha como a la caldera, lo que impide conocer con precisión la cantidad de biogás que se está desaprovechando energéticamente.

Se realizó una estimación experimental del biogás que consumía tanto la caldera actual como la antorcha, siendo estos 60 m³/h y 84 m³/h, respectivamente. Con estos datos se observa que en condiciones habituales de trabajo la producción de biogás a partir de 1.440 m³/día será enviada a la antorcha. Además, cabe destacar que la producción de biogás es variable, por lo que, incluso cuando la producción total de biogás en un día es baja (800 m³), es común que la antorcha se encienda debido a la limitada capacidad del gasómetro.

Los datos diarios de la EDAR objeto de estudio consultados muestran que, en el período de enero de 2022 hasta octubre de 2022, se produjeron 412.698 m³ de biogás. La antorcha ha quemado 73.823 m³ de biogás, es decir un 17,89% de la producción total. Estos cálculos no tienen en cuenta las veces que la antorcha se ha encendido debido a la señal de nivel de llenado máximo del gasómetro, lo que se estima que podría aumentar el porcentaje de biogás total quemado en la antorcha a un rango de un 22-25%.

Por lo tanto, se considera que existe un margen de mejora que justifica la realización de este estudio para optimizar el aprovechamiento del biogás. Se tendrá en cuenta cómo el equipo de aprovechamiento de biogás seleccionado es capaz de mitigar las dificultades asociadas al tratamiento del efluente de entrada en la EDAR de estudio, especialmente en condiciones adversas del efluente.

CAPÍTULO 3. OBJETIVOS

3.1. OBJETIVOS GENERALES

El propósito general de este Trabajo de Fin de Grado consiste en seleccionar la opción más adecuada para el aprovechamiento energético del biogás producido en la EDAR objeto de estudio, lo cual permitirá, a su vez, mejorar el rendimiento de eliminación de DQO del digester anaerobio al aumentar la temperatura del efluente a tratar.

Para lograrlo, se contemplarán diversos factores, entre ellos la posibilidad de producción de energía eléctrica y/o térmica, el impacto (si lo tiene) sobre el proceso de tratamiento del vertido, la viabilidad económica del proyecto o su aplicabilidad en la EDAR objeto de estudio.

Se pretende garantizar, en el medio plazo (7 años), que el caudal de biogás desaprovechado energéticamente sea mínimo o nulo.

3.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Los objetivos específicos para este trabajo son:

- Caracterizar el biogás generado en la EDAR objeto de estudio.
- Analizar los parámetros de tratamiento de la EDAR objeto de estudio.
- Evaluar la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio en el medio plazo (7 años).
- Estudiar las posibles alternativas para el aprovechamiento energético del biogás producido en la EDAR objeto de estudio.
- Seleccionar la alternativa más adecuada.
- Realizar el presupuesto económico de la alternativa escogida para el aprovechamiento energético del biogás.
- Diseñar la instalación en planta de la alternativa seleccionada para el aprovechamiento energético del biogás.

CAPÍTULO 4. METODOLOGÍA

Para la realización del presente estudio se han utilizado dos estrategias:

- Investigación bibliográfica, donde se revisará toda la información existente sobre los métodos de aprovechamiento biogás consultando mayoritariamente en fuentes de información como fichas técnicas de equipos, artículos científicos o legislación.
- Investigación de campo, donde se estudiarán los datos experimentales recopilados a través de pruebas en el laboratorio y equipos de la propia EDAR objeto de estudio.

La metodología consta de las etapas que se describen a continuación.

4.1. DEFINICIÓN DE LAS CONDICIONES DE PARTIDA PARA ESTUDIAR EL APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS

4.1.1 Caracterización del biogás de la EDAR de estudio

En primer lugar, se definirá la calidad del biogás, recopilando las analíticas más recientes de su composición y comparando parámetros como el poder calorífico superior o el índice de Woobe con los de otros combustibles como el gas natural.

Esta información será utilizada para determinar si es necesario realizar un pretratamiento al biogás, con el fin de adecuar su composición a la requerida por el sistema de aprovechamiento de biogás seleccionado.

4.1.2 Análisis de la evolución de los parámetros característicos del efluente a tratar en la EDAR de estudio

En segundo lugar, se representarán los datos históricos de DQO y del caudal del efluente a tratar del período comprendido entre el año 2014 y el 2022. Con ello se calculará el caudal másico de DQO, es decir, la masa de DQO por unidad de tiempo que se debe tratar en la EDAR de estudio. Este parámetro se calcula a partir de la concentración de DQO y del caudal volumétrico. Si el caudal másico de DQO se reduce, el proceso de depuración resultará más sencillo.

Además, se analizará la evolución de la temperatura del efluente de entrada y la temperatura en distintos puntos de la EDAR de estudio, como el tanque de homogeneización y el digester anaerobio. Si la temperatura del efluente de entrada aumenta, el proceso de depuración resultará más sencillo.

Este análisis se ha realizado en base a los registros de datos de la EDAR de estudio.

4.1.3 Análisis de la evolución y predicción de la producción de biogás en la EDAR de estudio

Por último, se representarán los datos históricos de producción de biogás. A partir de estos, se analizará la relación entre la cantidad de materia orgánica a tratar y la producción de biogás y se expresará el rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio con la producción de biogás.

Tras analizar la existencia de tendencias en esta base de datos, se extrapolarán los parámetros descritos en el medio plazo (7 años), tomando en cuenta consideraciones adicionales como el diseño de la planta y el crecimiento de la industria generadora del efluente de entrada.

Para el análisis de la tendencia de crecimiento de los parámetros de la EDAR de estudio expresados anteriormente, se utilizará el TCAC (Tasa de Crecimiento Anual Compuesto). Esto se debe a que el TCAC considera los cambios porcentuales de cada año estudiado, reflejando con mayor precisión la dinámica real de crecimiento a lo largo del tiempo y capturando las fluctuaciones anuales. En cambio, mediante una división lineal se asume un crecimiento constante en cada período, lo que podría llevar a una estimación errónea de la tendencia de crecimiento y no reflejar adecuadamente la realidad.

El cálculo de la TCAC se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$TCAC(\%) = \left(\left(\frac{\text{Valor final}}{\text{Valor inicial}} \right)^{\frac{1}{\text{tiempo}}} - 1 \right) * 100 \quad (5)$$

en base a los siguientes los parámetros de interés:

- Caudal de producción mensual biogás (Nm³/mes).
- Concentración de DQO en el efluente de entrada (ppm).
- Caudal mensual de efluente de entrada (m³/mes).

y considerando:

- Valor final: dato histórico medio en el año 2022.
- Valor inicial: dato histórico medio en el año 2014.
- Tiempo: el período temporal entre ambos datos, que es de 9 años.

Una vez determinado el valor del TCAC para cada uno de los parámetros de interés, se aplicará este factor a los últimos datos del año 2022 durante los próximos 7 años.

En base a la opinión de los expertos, este factor no es constante a lo largo del tiempo, ya que se espera que la empresa vertedora de residuos implemente acciones para reducir el desperdicio tal y como ha hecho en el pasado. Por lo tanto, se asume que habrá reducciones del TCAC del 50% con cada implementación. Se considera el peor de los escenarios, en el cual la empresa vertedora de residuos deberá llevar a cabo dos actuaciones en un período de 7 años.

Con el propósito de obtener una estimación realista del caudal de biogás disponible en la EDAR de estudio para los próximos 7 años. Esta información será determinante para la selección de los equipos empleados en las distintas alternativas de aprovechamiento de biogás.

4.2. ESTUDIO DE LAS ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS

Llegado este punto, se plantearán distintas alternativas para llevar a cabo el aprovechamiento del biogás de la EDAR objeto de estudio.

Para cada alternativa planteada se describirán los distintos equipos a seleccionar, donde se incluirán características clave como precio, en base a la información comercial disponible, equipos de pretratamiento necesarios en base a las necesidades de pretratamiento de cada alternativa (que estarán documentadas según bibliografía), dimensiones de los equipos, impacto en el proceso de tratamiento de la EDAR objeto de estudio y previsión de beneficios de la actividad en caso de que los hubiese, en base a simulaciones y cálculos descritos en este documento.

En los casos en los que la alternativa propuesta requiera una tramitación administrativa, se consultarán las fuentes oficiales correspondientes y se realizará una estimación de la duración de los mismos.

La conversión del consumo de gas natural del equipo comercial al consumo de biogás en la EDAR de estudio se ha realizado utilizando el porcentaje de metano del biogás de la EDAR de estudio, según se indica en la Tabla 10.

Se evaluará y se seleccionará el equipo que mejor cumpla con los criterios específicos establecidos para cada alternativa.

4.2.1 Caldera

De acuerdo con la política de la empresa, se llevará a cabo la búsqueda del equipo comercial con el mismo proveedor de la caldera actual.

La selección del equipo comercial se realizará en base a dos criterios:

1. Caudal de biogás de operación mínimo no superior a producción de biogás en zona valle de la EDAR de estudio en 2022.
2. Caudal de biogás de operación cercano al caudal de biogás estimado para 2029.

Estas calderas requieren un mínimo del 40% del caudal de biogás de diseño para su correcto funcionamiento. Por lo tanto, se dará prioridad a garantizar que la caldera instalada esté en funcionamiento durante la mayor parte del tiempo en el año 2022, a pesar de que en 2029 la producción de biogás supere la capacidad de la caldera.

A modo de ejemplo se presenta el siguiente caso: en el caso de seleccionar una caldera con una capacidad máxima de operación de 100 Nm³/h de biogás, que coincide con la producción de biogás estimada para el año 2029, se asume que esta caldera no esté operativa durante gran parte del tiempo los primeros años tras su instalación, debido a que la producción promedio de biogás en el año 2022 es de 50 Nm³/h.

Finalmente, se realizará la conversión del biogás disponible en la EDAR de estudio a potencia térmica generada, utilizando las especificaciones técnicas de la caldera para cada uno de los años incluidos en el estudio.

4.2.1.1 Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada

En base a la estimación de los parámetros de interés descrita en el apartado 4.1.3, se establecen las condiciones objetivo del efluente a tratar. Estas condiciones incluyen la DQO del efluente de entrada, la cual viene determinada por la empresa vertedora de residuos, y el caudal de efluente a tratar en el digestor anaerobio, que se determina en función de los escenarios de operación de la EDAR de estudio.

A continuación, con cada uno de los equipos comerciales seleccionados, se realizará una simulación del proceso de tratamiento de la EDAR de estudio utilizando el programa Mathcad.

Como se ha explicado anteriormente, la temperatura del efluente a tratar es uno de los principales parámetros característicos del proceso de digestión anaerobio.

Por lo tanto, al reemplazar un equipo de generación térmica por otro con una capacidad igual o superior, es necesario calcular la variación de temperatura del efluente a tratar a la entrada del digestor anaerobio según el escenario de operación.

Para cuantificar esta variación de temperatura, se emplea una simulación realizada en el programa Mathcad (Anexo II). En la cual, la variable en función del tiempo que se desea obtener es la temperatura del efluente a tratar a la entrada del digestor anaerobio.

Mediante la selección de una caldera, el proceso de digestión de la EDAR de estudio no permite la activación continua de un flujo de recirculación en el tanque de homogeneización, por la incapacidad de mantener el volumen del tanque de homogeneización constante, lo que implica que se trata de un proceso similar al de la Figura 9. Los datos de partida para la simulación han sido indicados en dicha figura.

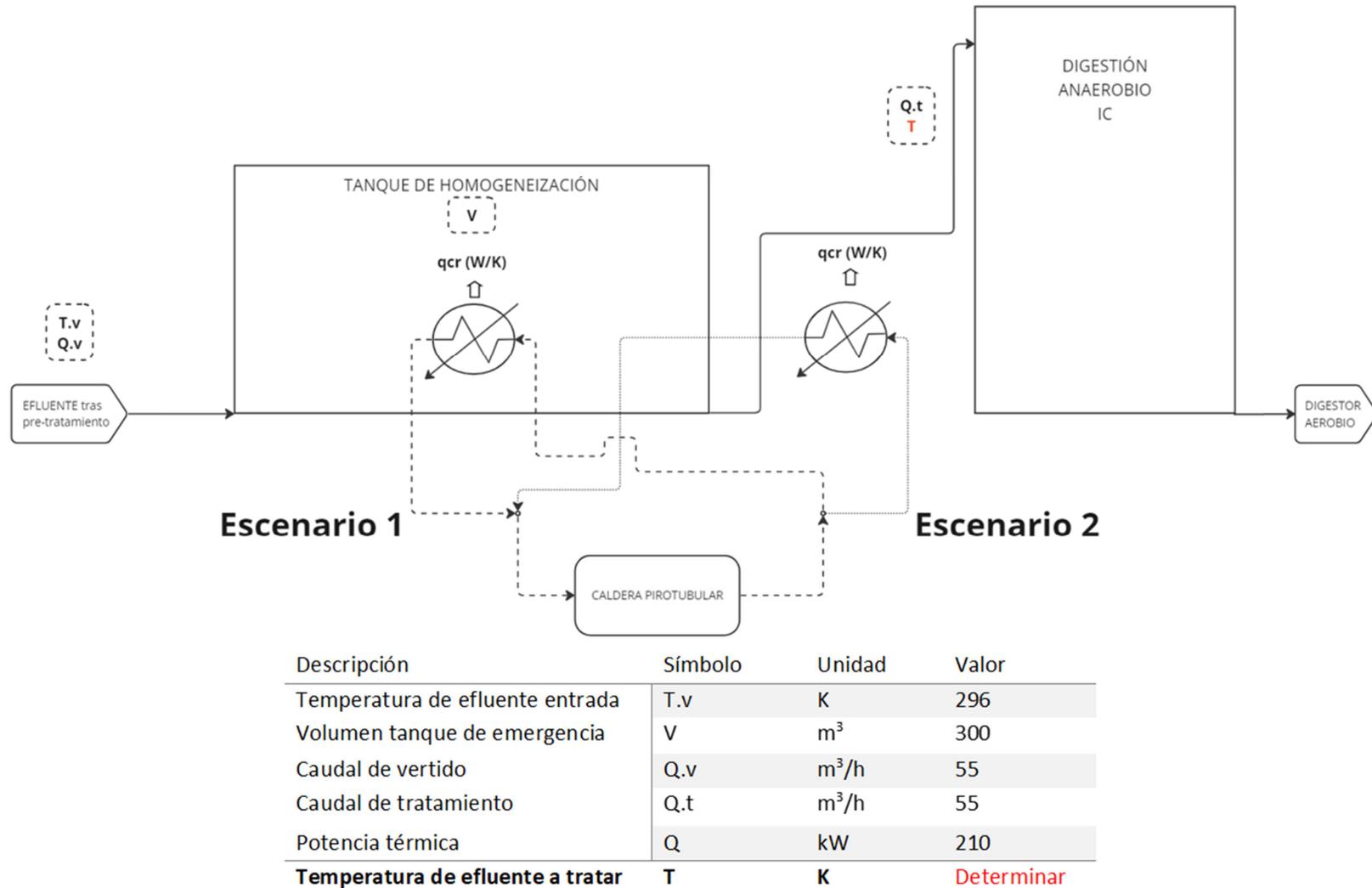


Figura 9. Volumen de control y parámetros de funcionamiento. Simulación de temperatura de efluente a tratar con caldera.

Se considera que el volumen del tanque de emergencia en el volumen de control de la Figura 23 es constante, por lo que en este caso el caudal de vertido y el caudal de tratamiento serán equivalentes.

Tal y como se ha descrito en el apartado 2.3.3. existen dos sistemas de calefacción en la EDAR de estudio, por lo que se realizará una simulación para cada escenario de trabajo.

Para el escenario 1 con el serpentín de calefacción activo en el tanque de homogeneización, mediante un balance de energía del sistema de la Figura 9, se obtiene la siguiente ecuación:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_v}{V} * (T_e - T) + \frac{q_{cr}(T)}{C_p * V * \rho} \quad (6)$$

siendo q_{cr} el calor transmitido desde el serpentín hasta el tanque de homogeneización, según la ecuación:

$$q_{cr}(T) = UA * (T_{out} - T) \quad (7)$$

Y se resuelve el sistema utilizando la función AdamsBDF.

Para el escenario 2, tras comprobar que el uso exclusivo del intercambiador de calor en la tubería de admisión al digester anaerobio no resulta en un aporte térmico al vertido a tratar superior al método de calefacción del escenario 1 al considerar las proyecciones de caudal de la tubería de admisión al digester anaerobio, se optará por utilizar exclusivamente el serpentín de calefacción en el tanque de homogeneización, por lo que se emplearán las ecuaciones (6) y (7).

En base a la Figura 10, se van a distinguir dos períodos al año en función de la temperatura promedio ambiental en la provincia de la EDAR de estudio. Estos períodos se referirán como “meses cálidos” y “meses fríos”.

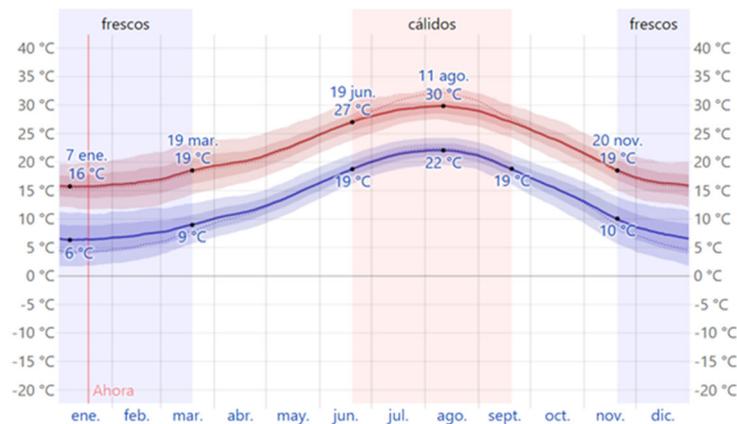


Figura 10. Temperatura máxima y mínima promedio en la provincia de Valencia según los meses del año (Weatherspark, Septiembre 2022)

Debido a que la temperatura del efluente a la entrada varía según el período será necesario realizar dos simulaciones en base a los parámetros de la Tabla 8.

Tabla 8. Temperatura del efluente de entrada en función del período del año.

Descripción	Símbolo	Unidad	Valor
Temperatura de efluente de entrada meses cálidos	T.v	K	23
Temperatura de efluente de entrada meses fríos			18

Finalmente, se llevará a cabo una comparación entre los datos de caudal y DQO del efluente de entrada objetivo y la temperatura obtenida en la simulación del proceso de tratamiento de la EDAR de estudio, con los parámetros de diseño del digestor anaerobio de la EDAR de estudio establecidos en la Tabla 6. Estos parámetros determinan el correcto funcionamiento del digestor anaerobio.

Si los parámetros obtenidos se encuentran dentro del rango establecido en la Tabla 6, se considerará que “cumple” con los requisitos. En caso contrario, se considerará que “no cumple” con los requisitos, por lo que el rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio disminuirá.

4.2.2 Caldera + aprovechamiento energético mediante microturbina

La caldera seleccionada para esta alternativa de aprovechamiento, de entre las presentadas en el apartado 5.3.1, será aquella con un caudal de biogás de operación máximo menor, siempre y cuando cumpla con un número similar de escenarios que la caldera con un caudal de biogás de operación máximo superior.

A continuación, se realizará el cálculo del biogás disponible para aprovechamiento energético complementario, el cual se obtiene como la diferencia entre el caudal de biogás generado y el consumido por la caldera para distintos años.

La instalación de la microturbina se llevará a cabo a partir del año en el que el biogás disponible para aprovechamiento energético complementario supere al biogás de operación mínimo requerido por la microturbina.

La búsqueda del equipo comercial se realizará a través de catálogos online.

La selección del equipo comercial se realizará únicamente en base a:

1. El caudal de biogás de operación máximo de la microturbina debe ser similar al caudal de biogás disponible después del consumo de biogás por parte de la caldera seleccionada en 2029.

Adicionalmente, se propondrán acciones a realizar en la EDAR de estudio para optimizar la distribución del biogás generado, aumentando la cantidad de biogás disponible para su aprovechamiento energético complementario.

Finalmente, se realizará la conversión del biogás disponible en la EDAR de estudio a potencia eléctrica generada, utilizando las especificaciones técnicas de la microturbina para cada uno de los años incluidos en el estudio.

4.2.2.1 Previsión beneficios por actividad

Para los casos donde se utilice un aprovechamiento energético complementario se realizará una previsión de beneficios por actividad.

La energía eléctrica generada, en este caso por la microturbina, está contemplada en España a través de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico y las modalidades de autoconsumo están reguladas por el Real Decreto 244/2019, donde se estipulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica.

En primer lugar, se explicarán las modalidades de autoconsumo existentes y sus características.

A continuación, se seleccionará la modalidad de autoconsumo individual que ofrezca una previsión de beneficios superior, considerando su aplicabilidad a la EDAR de estudio.

El cálculo de la previsión de beneficios está compuesto por dos partes:

1. Se evaluará la autosuficiencia energética de la EDAR de estudio mediante la comparación de la potencia eléctrica consumida y generada. Además, se calculará la reducción correspondiente en la factura eléctrica de la EDAR de estudio.

La factura eléctrica de la EDAR de estudio se calculará combinando la potencia eléctrica consumida por la planta, obtenida de la base de datos histórica, y el precio medio de la energía obtenido a través del Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), expresado en €/kWh.

2. En el caso de que la EDAR de estudio logre alcanzar la autosuficiencia energética, se realizará una evaluación de la valorización del excedente de energía generada, mediante inyección a la red eléctrica de España. Para ello, se considerará el precio medio del mercado libre de España, obtenido a través del OMIE, expresado en €/kWh. Además, se tendrán en cuenta los impuestos correspondientes a la actividad económica de generación e inyección de energía eléctrica a la red española.

Por rigor del estudio, se considerarán estos impuestos en sus valores originales, debido a que, durante la realización de este estudio, continúa vigente el Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, que incluye medidas para la reducción y/o suspensión temporal de impuestos en materia de generación de energía.

4.2.3 Caldera + aprovechamiento energético mediante inyección de biometano en red de gas natural

En primer lugar, no se incluirá un apartado adicional de pretratamiento en esta alternativa, ya que se asume que las propias plantas de eliminación de CO₂ del biogás suelen contar con equipos complementarios para la eliminación de otros compuestos como H₂S y H₂O.

Con el fin de presentar el objetivo del proceso de eliminación de compuestos del biogás para alcanzar el grado de biometano, se describen los criterios establecidos por la red de gas natural para la inyección de biometano, basados en la normativa UNE-EN 16723-1:2017.

Debido a la variedad de tecnologías disponibles para la eliminación de CO₂ del biogás, se realizará una evaluación de las opciones más populares. A partir de esta evaluación, se seleccionará la tecnología más adecuada, basándose en dos criterios, para la búsqueda del equipo comercial de la EDAR de estudio:

1. Concentración de CH₄ alcanzada del biometano generado.
2. Consumo eléctrico y de sustancias/materiales auxiliares.

La caldera seleccionada para esta alternativa de aprovechamiento, de entre las presentadas en el apartado 5.3.1, será aquella con un caudal de biogás de operación máximo menor, siempre y cuando cumpla con un número similar de escenarios que la caldera con un caudal de biogás de operación máximo superior.

A continuación, se realizará el cálculo del biogás disponible para aprovechamiento energético complementario, el cual se obtiene como la diferencia entre el caudal de biogás generado y el consumido por la caldera para distintos años.

La instalación de la planta de eliminación de CO₂ se llevará a cabo a partir del año en el que el biogás disponible para aprovechamiento energético complementario supere al biogás de operación mínimo requerido por la planta de *upgrading* del biogás.

La búsqueda del equipo comercial se realizará a través de catálogos online.

La selección de la planta de *upgrading* de biogás se realizará en base a los siguientes criterios:

1. Caudal de biogás mínimo de operación.
2. Coste de operación.

En el caso de que el caudal de biogás mínimo de operación requerido por las plantas de *upgrading* seleccionadas sea superior al caudal de biogás disponible para su aprovechamiento energético complementario, se plantea reevaluar los objetivos de aprovechamiento energético del biogás generado en la EDAR de estudio.

Se propone dirigir un mayor flujo de biogás hacia la generación de biometano, hasta alcanzar el caudal mínimo necesario para el funcionamiento de las plantas de *upgrading*. Sin embargo, es importante garantizar que las necesidades térmicas del proceso de digestión de la EDAR de estudio estén cubiertas. Por lo tanto, se propone que las plantas de *upgrading* estén en funcionamiento durante determinados meses del año, coincidiendo con los meses cálidos, cuando la temperatura del efluente de entrada es más elevada y la necesidad térmica del proceso es menor.

Finalmente, se realizará la conversión del biogás disponible en la EDAR de estudio a biometano generado, utilizando las especificaciones técnicas de la planta de *upgrading* para cada uno de los años incluidos en el estudio.

Se realizará el cálculo de previsión de beneficios por actividad siguiendo la metodología del apartado 4.2.2.1.

1. Se establecerá el precio de venta del biometano obtenido a través del Mercado Ibérico del gas (MIBGAS), expresado en €/MWh.
2. Se convertirá el precio de venta del biometano a unidades de €/Nm³ a partir de las propiedades esperadas del biometano generado.
3. Se establecerá el coste de operación de la planta de *upgrading*, expresado en €/Nm³ de biogás tratado.
4. Se considerarán los impuestos correspondientes a la actividad económica de generación y venta de biometano en sus valores originales.

Además, se realizará una búsqueda de la red de gas natural más cercana a la EDAR de estudio, se localizará un potencial punto de conexión y se realizará un estudio económico del coste de material y instalación de la tubería para conectarse a la red.

4.2.4 Motores de cogeneración

La búsqueda del equipo comercial se realizará a través de catálogos comerciales digitales.

La selección del equipo comercial se realizará en base a dos criterios:

1. Caudal de biogás de operación cercano al caudal de biogás estimado para 2029.
2. Caudal de biogás de operación mínimo no superior a producción de biogás en zona valle de la EDAR de estudio en 2022.

Finalmente, se realizará la conversión del biogás disponible en la EDAR de estudio a potencia eléctrica y térmica generada, utilizando las especificaciones técnicas del motor de cogeneración para cada uno de los años incluidos en el estudio.

Debido a la generación de energía térmica, se realizará el cálculo del impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada siguiendo la metodología del apartado 4.2.1.1.

1. Se establecerán las mismas condiciones objetivo del efluente a tratar. Estas condiciones incluyen la DQO del efluente de entrada y el caudal de efluente a tratar por el digestor anaerobio.
2. Se calculará la variación de temperatura del efluente a tratar a la entrada del digestor anaerobio según el escenario de operación, empleando la simulación realizada en el programa Mathcad (Anexo II).
3. Con la sustitución del motor de cogeneración por la caldera, el proceso de digestión de la EDAR de estudio no permite la activación continua de un flujo de recirculación en el tanque de homogeneización, lo que implica que se trata de un proceso similar al de la Figura 9.
4. Se realizará esta simulación para dos períodos del año, “meses cálidos” y “meses fríos”
5. Finalmente, se llevará a cabo una comparación entre los datos de caudal y DQO del efluente de entrada objetivo y la temperatura obtenida en la simulación del proceso de tratamiento de la EDAR de estudio, con los parámetros de diseño del digestor anaerobio de la EDAR de estudio establecidos en la Tabla 6. Y se determinará si “cumple” o “no cumple” en función de si mantiene el rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio actual.

Debido a la generación de energía eléctrica, se realizará el cálculo de previsión de beneficios por actividad siguiendo la metodología del apartado 4.2.2.1.

1. Se seleccionará la modalidad de autoconsumo individual que ofrezca una previsión de beneficios superior, considerando su aplicabilidad a la EDAR de estudio.
2. En el caso de que el caudal de biogás de operación mínimo del motor de cogeneración seleccionado sea superior a la producción de biogás esperada durante las zonas valle, se establecerá un tiempo de funcionamiento diario obtenido a través de los datos históricos de la EDAR de estudio en 2022.
3. Se evaluará la autosuficiencia energética de la EDAR de estudio mediante la comparación de la potencia eléctrica consumida y generada. Además, se calculará la reducción correspondiente en la factura eléctrica de la EDAR de estudio.
4. En el caso de que la EDAR de estudio logre alcanzar la autosuficiencia energética, se realizará una evaluación de la valorización del excedente de energía generada, mediante inyección a la red eléctrica de España.

Además, se realizará una búsqueda adicional de potenciales beneficios fiscales asociados a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y cogeneración.

4.2.5 Motores de cogeneración + digestor anaerobio adicional en paralelo

En primer lugar, se representará un diagrama del proceso de digestión modificado, en el cual se resaltarán los equipos adicionales implementados.

El motor de cogeneración para esta alternativa de aprovechamiento será el mismo que el seleccionado en el apartado 5.4.1., siempre y cuando cumpla con que el caudal de biogás de operación máximo del equipo es similar al caudal de biogás esperado en 2029.

Se llevará a cabo la búsqueda del equipo comercial con el mismo proveedor del digestor anaerobio actual siguiendo las preferencias de la empresa.

La selección del equipo comercial se realizará en base a un único criterio:

1. El caudal de efluente a tratar medio del digestor anaerobio adicional debe ser suficiente para cubrir la diferencia entre el caudal de efluente de entrada y el caudal de efluente a tratar por el digestor anaerobio actual. Siendo el caudal de efluente a tratar por el digestor anaerobio actual, el máximo posible que mantenga el rendimiento de eliminación de DQO a pesar de la variación adversa de los parámetros del efluente de entrada.

En otras palabras, el digestor anaerobio adicional tiene la función de tratar la diferencia de caudales, entre el caudal de efluente de entrada y el caudal de tratamiento del digestor anaerobio actual para evitar que el tanque de homogeneización alcance su máxima capacidad.

Se realizará el cálculo del impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada siguiendo la metodología del apartado 4.2.1.1. con dos variaciones:

1. Se establecerán las mismas condiciones objetivo del efluente a tratar. Estas condiciones incluyen la DQO del efluente de entrada y el caudal de efluente a tratar por el digestor anaerobio.
2. Se calculará la variación de temperatura del efluente a tratar a la entrada del digestor anaerobio según el escenario de operación, empleando la simulación realizada en el programa Mathcad (Anexo II).
3. Con la implementación de un digestor anaerobio adicional en paralelo, el proceso de digestión de la EDAR de estudio permite la activación continua de un flujo de recirculación de efluente tratado hacia el tanque de homogeneización, lo que implica que se trata de un proceso similar al de la Figura 11.

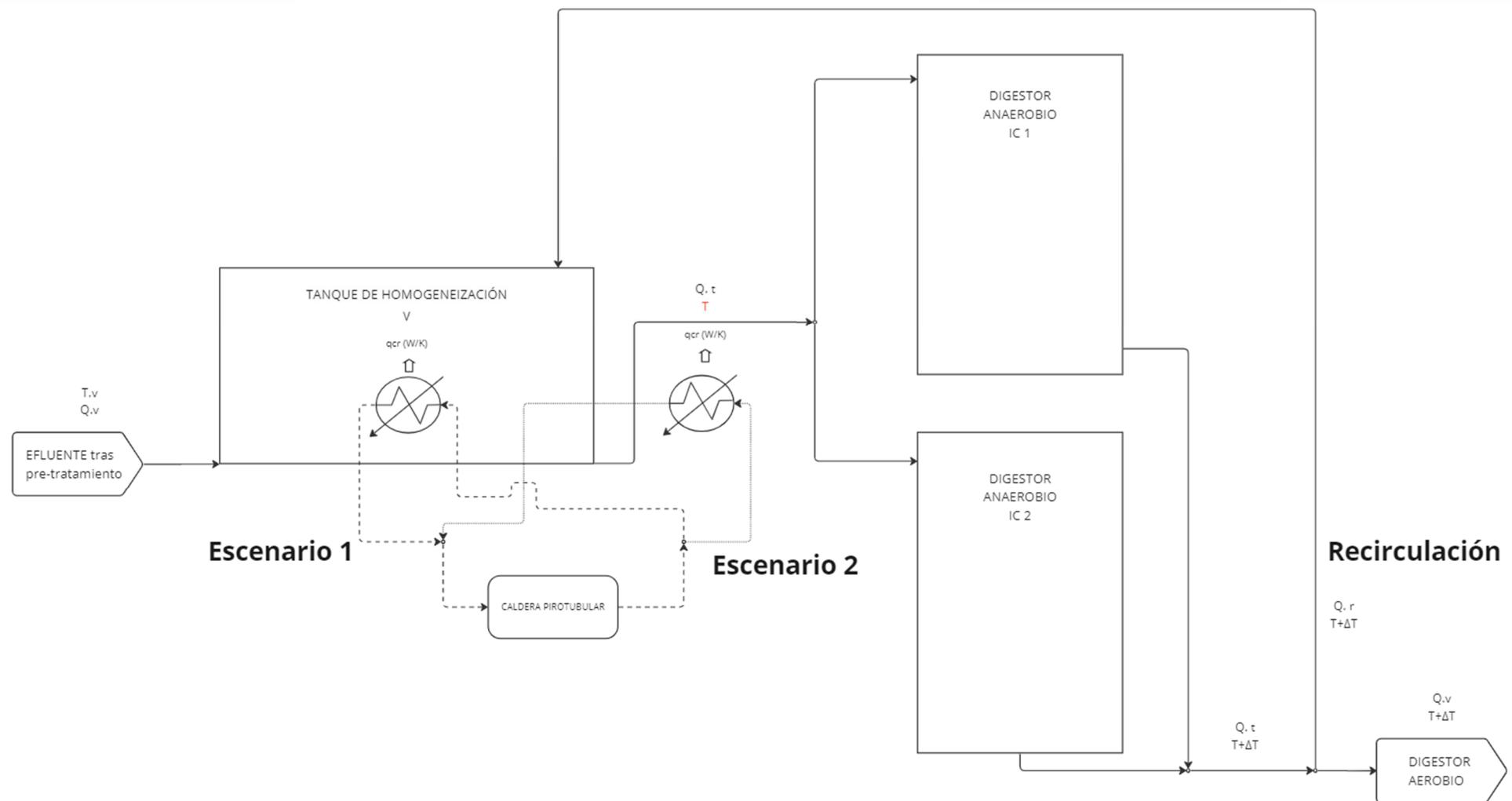


Figura 11. Volumen de control, simulación de temperatura de efluente a tratar con motor de cogeneración y sistema de recirculación.

Debido a la implementación de un caudal de recirculación variable, se realiza un balance de energía al sistema de la Figura 11, obteniendo la siguiente ecuación:

$$\frac{dT}{dt} = \frac{Q_v}{V} * (T_e) + \frac{Q_r}{V} * (T + \Delta T_r) - \frac{(Q_v+Q_r)}{V} * (T) + \frac{q_{cr}(T)}{C_p * V * \rho} \quad (8)$$

4. Se realizará esta simulación para dos períodos del año, “meses cálidos” y “meses fríos”
5. Finalmente, se llevará a cabo una comparación entre los datos de caudal y DQO del efluente de entrada objetivo y la temperatura obtenida en la simulación del proceso de tratamiento de la EDAR de estudio, con los parámetros de diseño del digester anaerobio de la EDAR de estudio establecidos en la Tabla 6. Y se determinará si “cumple” o “no cumple” en función de si mantiene el rendimiento de eliminación de DQO del digester anaerobio actual.

Debido a la generación de energía eléctrica, se realizará el cálculo de previsión de beneficios por actividad siguiendo la metodología del apartado 4.2.2.1. No obstante en esta alternativa se presentan variaciones en el método de cálculo, que se desarrollarán a continuación:

1. Se seleccionará la modalidad de autoconsumo individual que ofrezca una previsión de beneficios superior, considerando su aplicabilidad a la EDAR de estudio.
2. En el caso de que el caudal de biogás de operación mínimo del motor de cogeneración seleccionado sea superior a la producción de biogás esperada durante las zonas valle, se establecerá un tiempo de funcionamiento diario obtenido a través de los datos históricos de la EDAR de estudio en 2022 y el impacto de la incorporación del digester anaerobio adicional mediante la activación del sistema de recirculación.

En primer lugar, se procederá a calcular el caudal de recirculación de efluente tratado por los digestores anaerobios hacia el tanque de homogeneización. Para ello, se tomará la diferencia entre el caudal de efluente de entrada y el máximo caudal tratable, sin disminuir el rendimiento de eliminación de DQO, por ambos digestores anaerobios con las condiciones del efluente de entrada por año y escenario.

En segundo lugar, se cuantificará como influye este caudal de recirculación con efluente tratado a la DQO del tanque de homogeneización con efluente de entrada. Para ello, se utilizará la siguiente fórmula que contabiliza el aporte de cada corriente de entrada a la concentración de DQO del tanque.

$$DQO_{tanque\ homogeneización} = \frac{(Q_{entrada} * DQO_{entrada}) + (Q_{recirculación} * DQO_{efluente\ tratado})}{(Q_{entrada} + Q_{recirculación})} \quad (9)$$

Por último, se estima un posible aumento en el rendimiento de eliminación de DQO del proceso de digestión anaerobia debido a la reducción de la concentración de DQO en el efluente a tratar en el tanque de homogeneización. Este incremento resultará en un aumento del biogás disponible que podría implicar un reajuste en el tiempo de funcionamiento del motor de cogeneración.

Para cuantificar el aumento de biogás por año, se realizará una comparación entre la cantidad de materia orgánica aprovechada esperada inicialmente, que corresponde al 84% del total, y el biogás generado esperado. Esta relación se considerará constante. A

continuación, se analizará el escenario en el que se incrementa la cantidad de materia orgánica aprovechada en relación con el rendimiento de eliminación de DQO por los digestores anaerobios modificado, lo que permitirá obtener el biogás generado para esta alternativa.

3. Se evaluará la autosuficiencia energética de la EDAR de estudio mediante la comparación de la potencia eléctrica consumida y generada en base a las nuevas modificaciones de biogás disponible.

Se deberán tener en cuenta potenciales variaciones en el consumo eléctrico de la EDAR de estudio debidas a la incorporación del digestor anaerobio adicional y la activación del sistema de recirculación:

- Consumo eléctrico de equipos adicionales como sistemas de bombeo, en base a equipos presentes en la EDAR de estudio
 - Consumo eléctrico relacionado con el digestor aerobio de la EDAR de estudio:
El sistema de aireación consume, en base a datos históricos, 15kW/h y está en funcionamiento 10 horas/día para poder degradar un efluente de entrada de 330 ppm a 28 ppm.
El equipo de deshumidificación de fangos consume, en base a datos históricos, 5 kW y está en funcionamiento 6 horas/día.
4. En el caso de que la EDAR de estudio logra alcanzar la autosuficiencia energética, se realizará una evaluación de la valorización del excedente de energía generada, mediante inyección a la red eléctrica de España.
 5. En base a experiencias previas con la activación puntual del sistema de recirculación en la EDAR de estudio, se considerarán posibles vías de ahorro en costes de operación, como la reducción del uso de productos químicos para acondicionar el efluente de entrada y facilitar su tratamiento.

4.3. SELECCIÓN DE LA ALTERNATIVA DE APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS

Por último, para realizar la selección de la alternativa de aprovechamiento de biogás más adecuada para la EDAR de estudio, se desarrollará un análisis que evalúe el desempeño de cada alternativa acorde a aspectos financieros, operativos y de instalación.

Mediante la asignación de puntuaciones basadas en el desempeño de cada alternativa en relación con las necesidades de la EDAR de estudio, se determinará la opción más adecuada para el aprovechamiento de biogás. La alternativa seleccionada será aquella que obtenga la mayor puntuación.

Se asignará un peso porcentual a cada parámetro de selección, de manera subjetiva, teniendo en cuenta una priorización según las necesidades de la EDAR de estudio. Es por ello que, el indicador con mayor relevancia representa el adecuado tratamiento del efluente de entrada de la EDAR de estudio.

Los parámetros de selección son los siguientes:

- **Indicadores económicos**

Las métricas VAN y TIR se tendrán en cuenta debido a que son dinámicas, es decir, tienen en consideración el valor del dinero en el tiempo, utilizando tasas de actualización.

- VAN (Valor Actual Neto): Es la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto (F_n), deducido el valor de la inversión inicial. Si un proyecto tiene un VAN positivo, el proyecto es rentable. El proyecto más rentable es el que tenga un VAN más alto. El VAN depende muy directamente de la tasa de actualización/ tasa de descuento/ tipo de interés (i), que subjetivamente simboliza la rentabilidad que le exigimos al dinero para esta inversión. Siendo (n) el número de años proyectados.

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (10)$$

- TIR (La Tasa Interna de Rentabilidad): Se denomina TIR a la tasa de descuento que hace que el VAN de una inversión sea igual a cero ($VAN = 0$), por lo que indica la rentabilidad máxima que se le puede pedir a una inversión. Si un proyecto tiene una TIR menor a la rentabilidad exigida sí se invierte.

$$VAN = \sum_{i=0}^n \frac{F_n}{(1+i)^n} = 0 \rightarrow i = TIR \quad (11)$$

A pesar de que la métrica Pay-Back o plazo de recuperación no se tomará en cuenta en la comparativa, se hará mención de este indicador, ya que es considerado por la empresa en sus análisis financieros. Esto se debe a que el Pay-Back no refleja el potencial de las alternativas planteadas para generar mayores beneficios una vez superado este período de recuperación.

Para cada alternativa de aprovechamiento de biogás planteada se obtendrán estas métricas financieras:

1. Los potenciales costes de la inversión se agruparán en cuatro categorías: inversión en equipos, gasto administrativo y programación, inversión en obra civil e inversión en montaje y calderería.
2. Las previsiones de beneficios por actividad desarrolladas en este estudio se utilizarán como base de cálculo para proyectar los flujos de caja de la inversión.
3. Para complementar el cálculo de los flujos de caja de la inversión, se realizará la proyección de los gastos adyacentes a la operación, incluyendo el consumo de materias primas, el consumo eléctricos de los equipos de tratamiento de biogás involucrados y el coste de mantenimiento esperado de los mismos.
4. Se calculará el factor de actualización mediante la ecuación número 15, donde (n) representa el número de años proyectados e (i) la tasa de actualización. En este estudio, la tasa de actualización adoptada por política de la empresa es del 15%.

$$Factor\ de\ actualización = (1 + i)^n \quad (12)$$

5. Se obtendrán los flujos de caja de la inversión actualizados mediante la combinación de los flujos de caja de la inversión con el factor de actualización.
6. Finalmente, se calcularán y compararán las métricas VAN, TIR y Pay-back entre las distintas alternativas de aprovechamiento de biogás.

En caso de que el cálculo de cualquiera de estas métricas no proporcione un valor consistente, se utilizará la expresión "ERROR". Además, si el cálculo de cualquiera de estas métricas, a pesar de proporcionar un valor, no es lo suficientemente adecuado, se explorarán escenarios con variaciones fundamentales, con el objetivo de mejorar estos resultados.

A continuación, se procede a realizar el análisis de sensibilidad de la métrica TIR, evaluando escenarios con variaciones adversas en factores clave. En este análisis, se tomarán en consideración las variaciones conjuntas de dos parámetros establecidos en el cálculo de la TIR original.

Se realizarán tres análisis específicos para aquellas alternativas de aprovechamiento de biogás que muestren una TIR superior a la tasa de actualización.

- Análisis de sensibilidad de la TIR en función de la variación del precio del mercado libre eléctrico y el precio de la energía a través de un comercializador eléctrico.
- Análisis de sensibilidad de la TIR en función de la variación del precio del mercado libre eléctrico y el biogás disponible para su aprovechamiento energético.
- Análisis de sensibilidad de la TIR en función de la variación del precio del mercado libre eléctrico y las obligaciones tributarias.

La alternativa de aprovechamiento de biogás habrá superado satisfactoriamente el análisis de sensibilidad si la TIR calculada es mayor que la TIR objetivo en la mayoría de los escenarios evaluados.

A continuación, se expondrán a modo de ejemplo todos los cálculos realizados en los pasos anteriores para la obtención de las métricas financieras, así como los análisis de sensibilidad correspondientes, basados en la alternativa de aprovechamiento térmico del biogás mediante motor de cogeneración.

- **Indicadores de instalación**

El parámetro relacionado con los trámites administrativos refleja el tiempo estimado para el inicio de la actividad correspondiente a cada alternativa de aprovechamiento de biogás. Esta carga de trabajo adicional habrá sido considerada previamente en los indicadores financieros dentro del gasto administrativo y de programación.

A continuación, se recopilará toda la información relacionada con el acondicionamiento de las instalaciones de la EDAR de estudio. Se realizará una

comparativa de la dificultad de implementación, en base a la necesidad de ampliar o modificar el espacio disponible de la EDAR de estudio, para todos los equipos involucrados en cada alternativa de aprovechamiento de biogás.

La alternativa de aprovechamiento de biogás más adecuada para la EDAR de estudio, para este indicador, será aquella que represente una menor carga de trabajo en su instalación.

- **Indicadores de operación**

Se realizará una comparativa del número de escenarios en los que cada alternativa de aprovechamiento del biogás “cumple” o “no cumple” con su capacidad de mantener el rendimiento de eliminación de DQO del digester anaerobio en los años del estudio, tanto en los “meses cálidos” como en los “meses fríos”.

La alternativa de aprovechamiento de biogás más adecuada para la EDAR de estudio, para este parámetro de selección, será aquella que garantice el adecuado tratamiento del efluente de entrada en el mayor número de escenarios.

Finalmente, se llevará a cabo una comparativa de la capacidad de los distintos equipos de aprovechamiento de biogás de hacer frente a perturbaciones negativas en el biogás disponible.

Se estimará la resiliencia de estos equipos al cruzar los datos históricos de la EDAR de estudio y las predicciones de producción de biogás con los caudales de biogás mínimos de operación de estos equipos.

La alternativa de aprovechamiento de biogás más adecuada para la EDAR de estudio, para este parámetro de selección, será aquella que garantice un mayor tiempo de funcionamiento, incluso con un biogás disponible inferior a la media esperada.

A continuación, se evaluarán las alternativas de aprovechamiento de biogás mediante la asignación de un puntaje que varía entre 0 y 3, representando su nivel de desempeño en los distintos parámetros de selección, como se muestra en la Tabla 9.

Tabla 9. Sistema de puntaje de los indicadores de selección

Valor	Descripción
0	No cumple
1	Cumple insatisfactoriamente
2	Cumple satisfactoriamente
3	Cumple excelente

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

Finalmente, se procederá a obtener la puntuación total de cada alternativa de aprovechamiento de biogás al combinar la puntuación asignada con el peso en porcentaje de cada parámetro de selección.

La alternativa de aprovechamiento de biogás con una puntuación total superior será considerada como la más adecuada para la EDAR de estudio.

CAPÍTULO 5. RESULTADOS

5.1. CONDICIONES DE PARTIDA PARA EL ESTUDIO DEL APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS

Para llevar a cabo el estudio sobre el aprovechamiento del biogás de la EDAR objeto de estudio, es necesario conocer tanto su composición, la cual determina su poder calorífico, como el caudal generado, el cual será necesario para poder dimensionar los equipos.

A continuación, se muestran los datos recopilados y el análisis de estos.

5.1.1. Caracterización del biogás de la EDAR objeto de estudio

En la Tabla 8 se muestra el análisis de la composición del biogás de la EDAR objeto de estudio, el cual ha sido realizado por un laboratorio externo.

Tabla 10. Composición del biogás generado en la EDAR objeto de estudio (07/2022)

Parámetros	Métodos	Resultados	Unidades
Metano	ASTM D-1946-HC-GCFID	78,89	%
Dióxido de carbono	NIOSH 6603	21,82	%
Nitrógeno	NIOSH 6603	1,46	%
Oxígeno	NIOSH 6603	0,50	%
Hidrógeno	NIOSH 6603	<0,15	%
Sulfuros	MAD-E-PE-0083 (UV-VIS)	0,31	%
Ácido sulfhídrico	A-BV-PE-0083	1.592,30	mg/Nm ³
Dióxido de azufre	A-BV-PE-0081	1.666,80	mg/Nm ³
Siloxanos	BV/0076	<0,28	mg/Nm ³

Como se puede observar en la Tabla 10, y en comparación con los valores de la Tabla 3, el biogás generado en la EDAR objeto de estudio tiene una concentración de metano del 78,89%, lo cual lo clasifica como un biogás altamente rico en metano en comparación con la concentración de metano aceptada, que se sitúa en un rango del 50-75%. Del mismo modo, presenta una concentración en dióxido de carbono del 21,82 %, la cual es menor a la concentración de dióxido

de carbono promedio, lo que resulta en una reducción en la cantidad de dióxido de carbono que se debería eliminar en caso de requerir la purificación hasta biometano.

Sin embargo, la concentración de ácido sulfhídrico es significativamente superior al límite recomendable para garantizar la seguridad de los equipos de la línea de biogás, 20 ppm, por lo que seguramente será necesario un tratamiento de eliminación de sulfuros.

Por último, se verifica que la concentración de siloxanos se mantiene por debajo de los niveles recomendados de 10 ppm.

Además, se han comparado los siguientes parámetros que permiten clasificar este combustible: el poder calorífico superior, que indica la cantidad total de calor generado durante la combustión y el índice de Wobbe, que se controla para asegurar una combustión adecuada del gas. En caso de no cumplir con la especificación, podría deberse a una mezcla incorrecta con la cantidad de aire y gas.

Tabla 11. Poder calorífico e índice de Wobbe del biogás generado en la EDAR objeto de estudio (07/2022)

Parámetros	Métodos	Resultados	Unidades
Índice de Wobbe	ASTM D-1946-HC-GCFID	8.530	kcal/Nm ³
Poder calorífico superior	ASTM D-1946-HC-GCFID	7.549	kcal/kg

Como se puede observar en la Tabla 11, y en comparación con los valores de la Tabla 4, el biogás generado en la EDAR de estudio presenta un poder calorífico superior similar al del gasóleo y superior al poder calorífico de un biogás con una concentración de metano del 70%, que es de 6.083 kcal/kg.

Del mismo modo, el índice de Wobbe establece la capacidad de intercambiar un combustible por otro similar mientras se utiliza el mismo equipo de aprovechamiento. Este parámetro establece una relación entre el poder calorífico superior y la densidad relativa del gas, lo que permite realizar ajustes en la mezcla de aire y gas para garantizar una combustión satisfactoria en un quemador. Debido a que el índice de Wobbe del gas natural se encuentra entre 9.680-13.850 kcal/Nm³, el biogás generado en la EDAR de estudio no sería compatible con los equipos diseñados para funcionar con gas natural.

Aun así, es posible afirmar que el biogás generado en la EDAR de estudio es considerado un combustible de alta calidad y, por tanto, se justifica el estudio de su aprovechamiento.

5.1.2. Análisis de la evolución de los parámetros característicos del efluente a tratar en la EDAR de estudio

En primer lugar, se examinará el histórico de los parámetros del efluente de entrada a la EDAR, ya que a partir de ellos se pueden identificar patrones o tendencias, que permitan comprender mejor el comportamiento de dicho efluente.

Los parámetros que se van a analizar son: el caudal volumétrico, la concentración de DQO y la temperatura.

En la Figura 12 se muestra la evolución del caudal volumétrico del efluente de entrada y de la concentración de DQO desde el año 2014 hasta el año 2022.

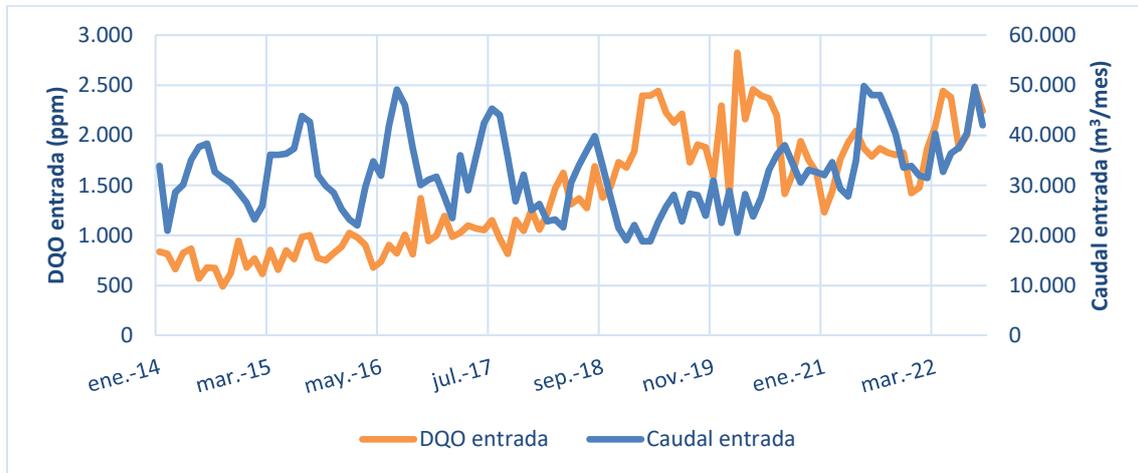


Figura 12. Evolución con el tiempo de la concentración de DQO y del caudal volumétrico del efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio

Como se puede observar en la Figura 12, el caudal de vertido ha aumentado a lo largo de los últimos 9 años un 20%, mientras que la concentración de DQO del vertido ha aumentado un 189% en el mismo período de tiempo. En dicha figura también se puede apreciar cierta periodicidad en los datos, debido a que se producen picos de caudal del efluente de entrada. Este comportamiento se atribuye a que la empresa embotelladora, de donde procede el agua residual que llega a la EDAR objeto de estudio, aumenta su actividad en la época estival por requerimientos de la producción.

Otro parámetro importante en el sector de tratamiento de aguas es el caudal másico de DQO, es decir, la masa de DQO por unidad de tiempo que entra a la EDAR de estudio.

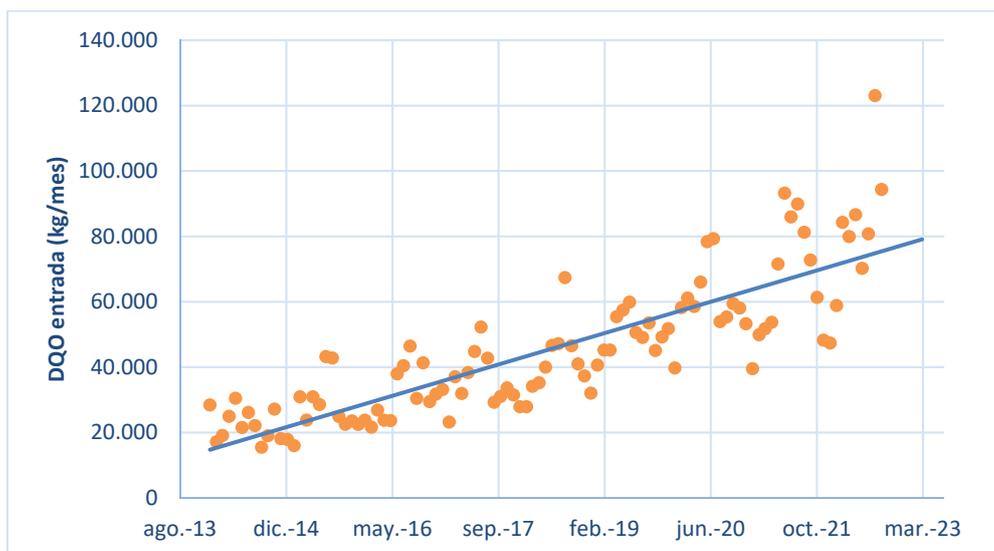


Figura 13. Evolución con el tiempo del caudal másico de DQO del efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio

Tal y como se observa en la Figura 13 el caudal másico de DQO del efluente de entrada se ha incrementado un 259% entre los años 2014 y 2022. Como resultado, el proceso de tratamiento en la EDAR de estudio se vuelve más complejo.

La temperatura del efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio es considerada como un factor clave en el proceso de tratamiento, por su impacto en el rendimiento de digestión de la DQO.

En la Figura 14 se ha representado la evolución de la temperatura con el tiempo. La temperatura del tanque de homogeneización es superior a la del efluente de entrada por la acción de la caldera. Además, se observa que la temperatura del digester anaerobio es ligeramente superior a la del tanque de homogeneización, principalmente debido al aporte térmico del Sol.

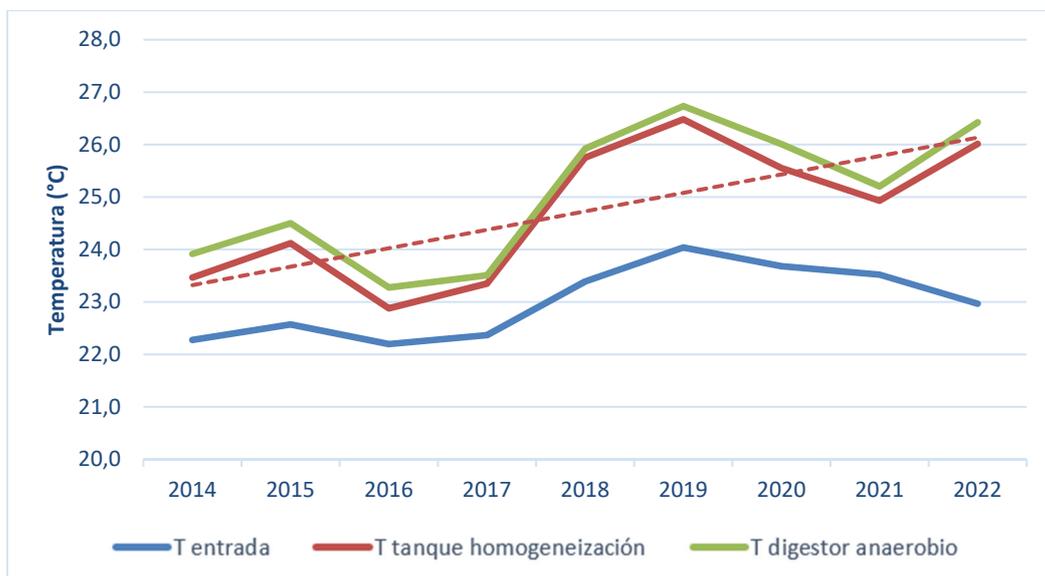


Figura 14. Evolución de la temperatura del efluente a tatar en distintos sectores de la EDAR objeto de estudio

Como se puede observar en dicha figura, la temperatura del tanque de homogeneización ha aumentado 2,5°C en los últimos 9 años.

En conclusión, este incremento de temperatura en el tanque de homogeneización, a pesar de haber disminuido la temperatura del efluente de entrada, ha mitigado de manera significativa el impacto, en el proceso de tratamiento, causado por el aumento en la carga másica de DQO del efluente de entrada.

5.1.3. Análisis de la evolución y predicción de la producción de biogás en la EDAR de estudio

5.1.3.1. Situación actual

Una vez analizada la evolución con el tiempo de los parámetros del efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio, se procede a examinar el histórico de la producción de biogás. En la Figura 15 se muestra la evolución con el tiempo del caudal de biogás generado junto con el histórico de la concentración de DQO del efluente de entrada.

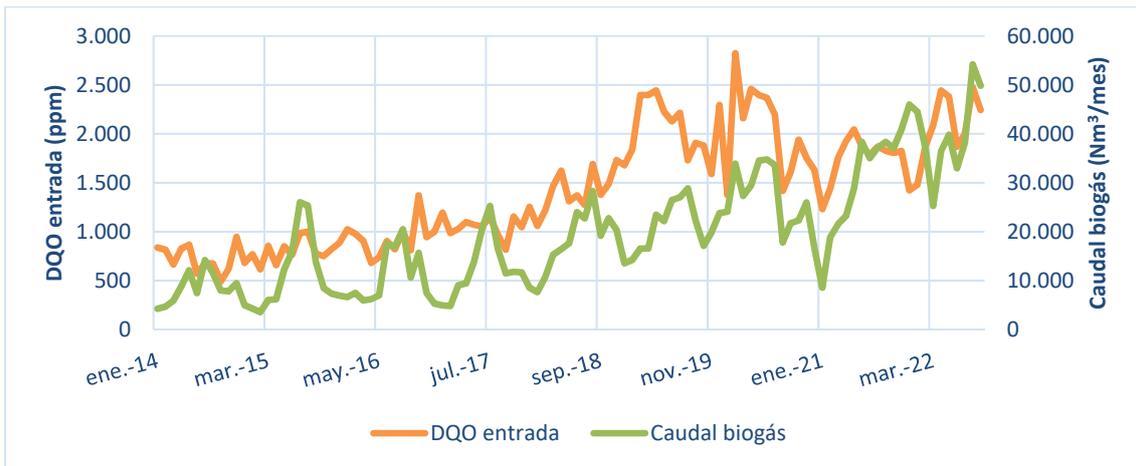


Figura 15. Evolución con el tiempo de la producción de biogás y la concentración de DQO en el efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio

Como se puede observar en la Figura 15, la producción de biogás se ha incrementado un 381% desde el año 2014. En este período, la producción ha aumentado de 8.200 Nm³/mes a 40.000 Nm³/mes. Esto es debido fundamentalmente, como se observa en la Figura 15, al aumento de la cantidad de materia orgánica en el efluente de entrada a la EDAR objeto de estudio.

El rendimiento de eliminación de DQO en el digestor anaerobio resulta ser un parámetro clave ya que representa la cantidad de materia orgánica transformada en biogás. A partir de este rendimiento es posible conocer por diferencia la materia orgánica no transformada en biogás y que deberá ser tratada en el digestor aerobio, con el coste energético que ello conlleva.

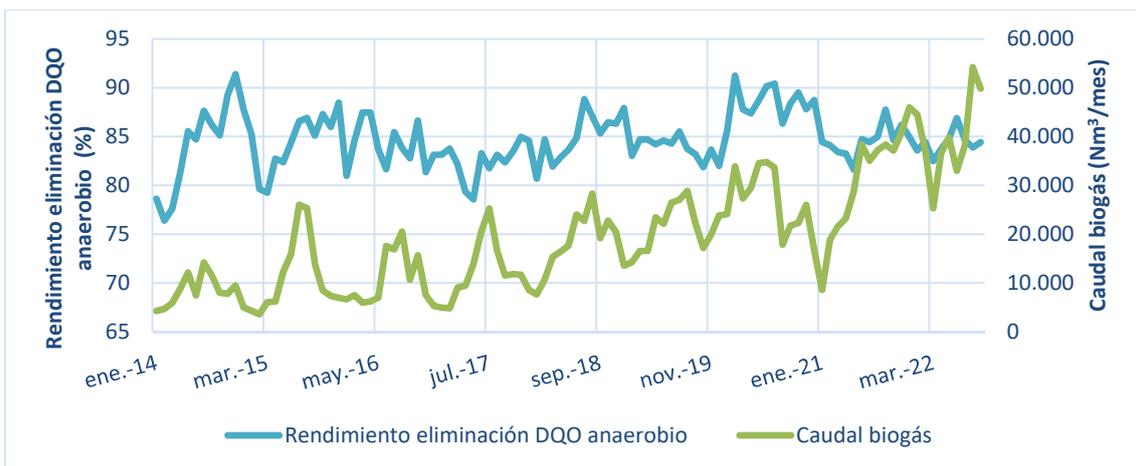


Figura 16. Evolución con el tiempo de la producción de biogás y el rendimiento de eliminación de DQO en el digestor anaerobio en la EDAR objeto de estudio

En conclusión, a pesar de haberse estabilizado el rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio, como se observa en la Figura 16, se ha incrementado la producción de biogás; esto es debido al aumento de la DQO del efluente a tratar. Por consiguiente,

conservando el rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio en torno al 85% se estará aprovechando energéticamente una mayor cantidad de materia orgánica.

En base a las tendencias de crecimiento identificadas en este análisis, se realizará a continuación un estudio para analizar la evolución de estos parámetros a medio plazo, específicamente en un período de 7 años. El objetivo de este análisis es realizar un adecuado dimensionamiento de la instalación de aprovechamiento del biogás.

5.1.3.2. Previsión futura

En este apartado del documento se evaluará la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio a medio plazo (7 años), para poder realizar posteriormente el dimensionamiento de los equipos y la viabilidad económica de la alternativa de aprovechamiento del biogás seleccionada.

Para ello, se utilizará el porcentaje TCAC explicado en el apartado 4.1.3, con el que se obtienen los factores mostrados en la Tabla 12.

Tabla 12. Cálculo factor TCAC para caudal y DQO del efluente de entrada y caudal de producción de biogás.

	Valor inicial (2014)	Valor final (2022)	Años	TCAC
DQO efluente de entrada (ppm)	723	2.094	9	13%
Caudal efluente de entrada (m ³ /mes)	31.222	38.051	9	2%
Caudal biogás (Nm ³ /mes)	8.268	39.836	9	19%

Mediante las consideraciones de la Tabla 12 se obtienen los datos de la Tabla 13 y su representación gráfica en la Figura 17.

Tabla 13. Predicción inicial a medio plazo de los parámetros del efluente de entrada y de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio tras el análisis TCAC

Año	DQO entrada (ppm)	Caudal entrada (m ³ /mes)	Producción biogás (Nm ³ /mes)
2022	2.094	38.051	39.836
2023	2.357	38.896	47.441
2024	2.653	39.761	56.497
2025	2.985	40.644	67.282
2026	3.360	41.547	80.126
2027	3.781	42.471	95.423
2028	4.255	43.414	113.639
2029	4.789	44.379	135.333

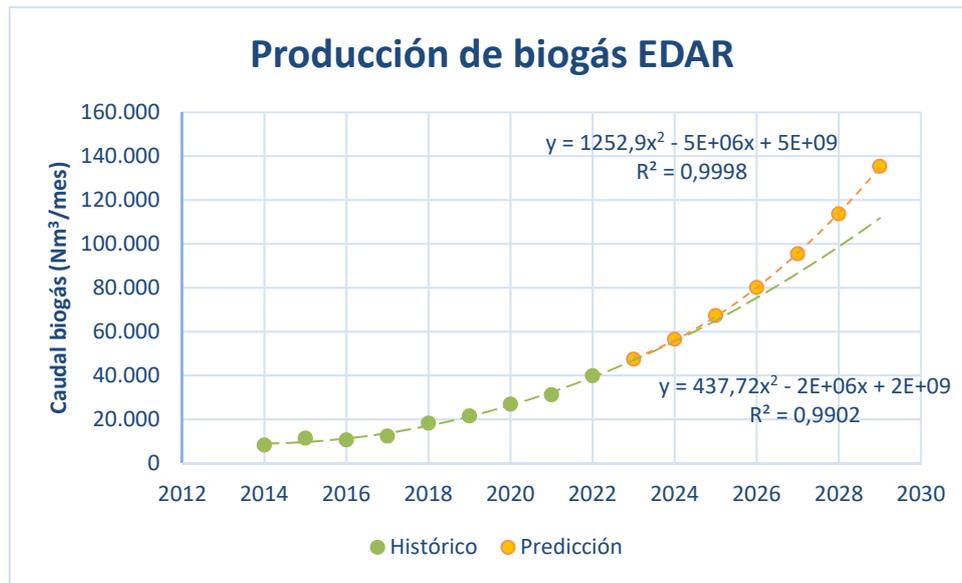


Figura 17. Evolución histórica y representación de la predicción inicial a medio plazo de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio

Sin embargo, se espera que la empresa vertedora de aguas residuales implemente acciones para mitigar esta tendencia y reducir ineficiencias en su proceso de vertido de efluente, tal y como hizo en el año 2018, referente a la concentración de DQO y al caudal de vertido. Así, al reducir la cantidad de materia orgánica prevista, provocará una disminución de la generación de biogás.

Por tanto, en base a la experiencia de expertos, se asume que la empresa vertedora de residuos implementará este tipo de acciones en los años 2024 y 2027. Se espera que la empresa reduzca un 50% el TCAC con cada implementación, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 14. Evolución del factor TCAC tras la implementación de acciones de reducción de desperdicio

	TCAC (2022-2024)	TCAC (2025-2027)	TCAC (2027-2029)
DQO efluente de entrada (%)	13%	6%	3%
Caudal efluente de entrada (%)	2%	1%	1%
Caudal biogás (%)	19%	10%	5%

Mediante las consideraciones de la Tabla 14 se obtienen los datos de la Tabla 15. Tal y como se observa en dicha tabla y comparando con los datos de la Tabla 13, para el año 2024 la producción de biogás pasará de 56.497 m³/mes previstos inicialmente a 50.000 m³/mes, y la DQO de 2.653 a 2.500 ppm.

Tabla 15. Predicción corregida a medio plazo de los parámetros del efluente de entrada y de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio

Año	DQO entrada (ppm)	Caudal entrada (m³/mes)	Producción biogás (Nm³/mes)
2022	2.094	38.051	39.836
2023	2.357	38.896	47.441
2024	2.500	39.000	50.000
2025	2.657	39.433	54.773
2026	2.823	39.871	60.001
2027	3.000	40.314	65.728
2028	3.095	40.538	68.864
2029	3.192	40.764	72.151

El aumento en el caudal de efluente de entrada es un factor importante a tener en cuenta, ya que en promedio para el año 2029, será necesario tratar 3,7 m³/h más, en comparación con 2022. Este aumento representa el 4,5% de la capacidad máxima de tratamiento de la EDAR de estudio.

En las Figuras 18 y 19 se han representado gráficamente los valores de la Tabla 15 en cuanto a producción de biogás y concentración de DQO, respectivamente, y se han comparado con la predicción inicial de la Tabla 13. Asimismo, también se muestra el histórico de datos disponible para analizar las tendencias.

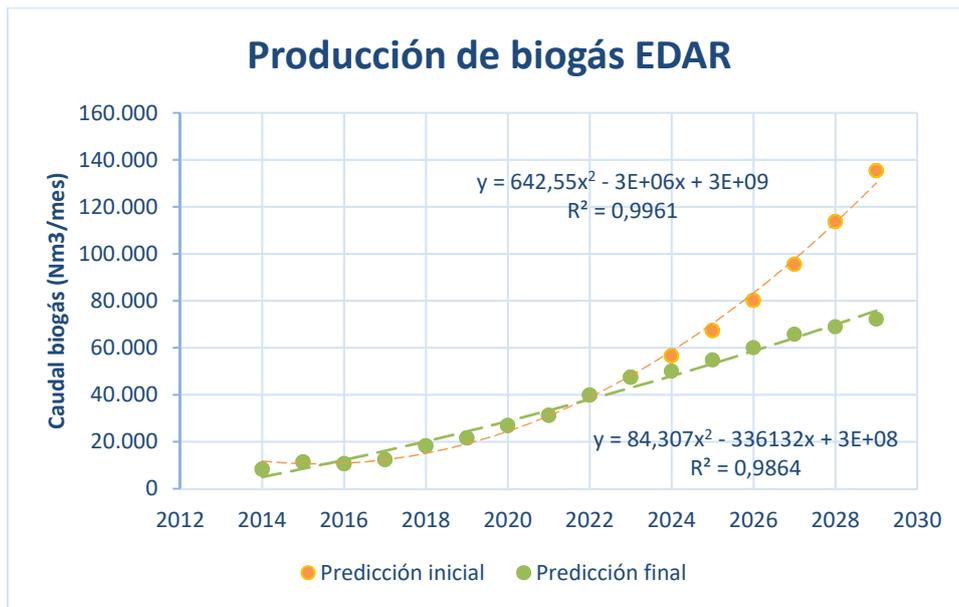


Figura 18. Evolución histórica y representación de la predicción a medio plazo, tanto inicial como corregida, de la producción de biogás en la EDAR objeto de estudio

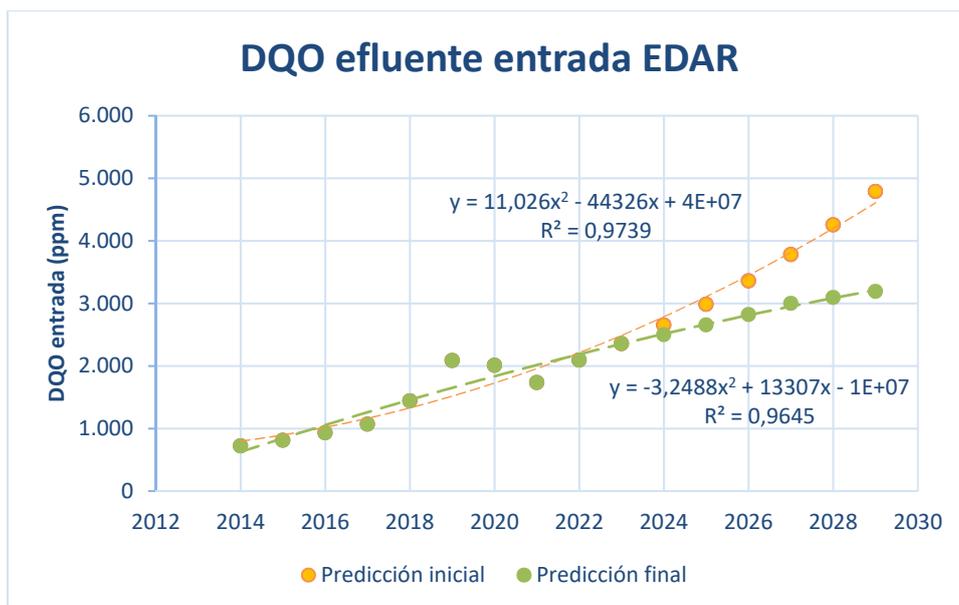


Figura 19. Evolución histórica y representación de la predicción a medio plazo, tanto inicial como corregida, de la DQO en el efluente a tratar en la EDAR objeto de estudio

En las Figuras 18 y 19 se aprecia el cambio de tendencia con la predicción corregida hacia un límite. Es importante destacar la existencia de este límite, debido a que la EDAR objeto de estudio debe mantener el rendimiento de eliminación de DQO en el digestor anaerobio durante este período, considerando que existen limitaciones impuestas por el diseño de la planta.

La predicción de DQO realizada en este estudio se encontraría en ambos casos dentro del rango de valores medios que marca la Guía de Mejores Técnicas Disponibles en España del sector

cerveceros. Estos datos se han recopilado a través de distintas fábricas a nivel europeo y se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16. Rango de valores europeos de concentración de DQO en el efluente a tratar para el sector cervecero (Ministerio de Medio Ambiente, 2005)

Parámetro	Valor mínimo	Valor medio	Valor máximo
DQO del agua residual (ppm)	2.000	2.700	5.000

A modo resumen, como base de cálculo para el dimensionamiento de los equipos de aprovechamiento de biogás que son objeto de este TFG, se considerará un caudal de biogás disponible de 100 m³/h y un efluente a tratar en la EDAR de estudio de 3.192 ppm de DQO con un caudal medio de 56,6 m³/h en el año 2029.

5.2. PROPUESTAS DE APROVECHAMIENTO DEL BIOGÁS GENERADO EN LA EDAR DE ESTUDIO

Las alternativas de aprovechamiento del biogás que se plantean son indicadas en la Figura 20:

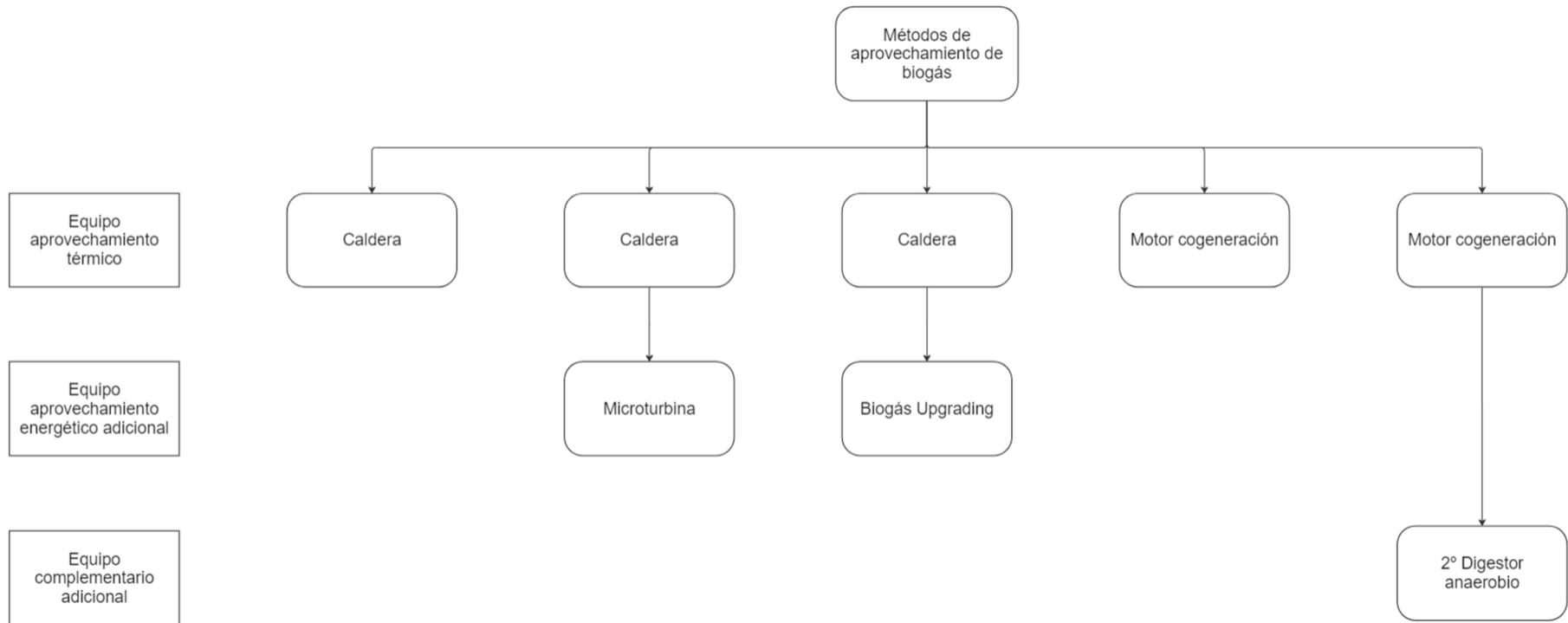


Figura 20. Propuestas de equipos de aprovechamiento del biogás generado en la EDAR de estudio

Como se puede observar en la Figura 20, se plantean 5 propuestas de aprovechamiento del biogás generado en la EDAR de estudio en sustitución a la caldera actual (cambio de la caldera, combinación de caldera y microturbina, combinación de caldera y *upgrading*, cogeneración y combinación de cogeneración y digestor anaerobio). Los equipos de aprovechamiento térmico se consideran fundamentales y se explorarían diversas alternativas complementarias en caso de que aún quede biogás disponible tras cubrir las necesidades térmicas de la EDAR objeto de estudio.

Los componentes H₂O, H₂S, CO₂ que están presentes en el biogás, procedente del digestor anaerobio, son considerados contaminantes. Tanto por sus efectos ambientales adversos y su capacidad de corroer equipos industriales, como por la reducción del poder calorífico de la mezcla de biogás, es imprescindible eliminarlos.

Cada equipo propuesto requiere una calidad de biogás, por lo que será necesario proponer un proceso específico de pretratamiento para garantizar su correcto funcionamiento, tal y como se detalla en la tabla 17.

Tabla 17. Componentes del biogás a eliminar para cada equipo de aprovechamiento energético

Equipo de aprovechamiento energético	Componente biogás que es necesario eliminar		
	H ₂ S	H ₂ O	CO ₂
Caldera de vapor	Recomendable	No necesaria	No necesaria
Motores de cogeneración	Necesaria	Necesaria	No necesaria
Microturbina	Necesaria	Necesaria	No necesaria
Inyección en red de gas natural	Necesaria	Necesaria	Necesaria

A continuación, se describe con detalle cada una de las alternativas propuestas.

5.3. APROVECHAMIENTO TÉRMICO MEDIANTE CALDERA DE VAPOR

5.3.1. Caldera

5.3.1.1. Pretratamiento (eliminación de H₂S)

Para las calderas de vapor es recomendable la eliminación del ácido sulfhídrico. Como ya se ha documentado previamente, el ácido sulfhídrico (H₂S) combinado con el vapor de agua, puede formar ácido sulfúrico (H₂SO₄), el cual es muy corrosivo para los equipos. Además, el ácido sulfhídrico (H₂S) es tóxico a concentraciones superiores a 100 ppm.

En este caso, el objetivo es prolongar la vida útil del equipo, debido a que, sin un tratamiento previo del biogás, la vida útil de una caldera es de aproximadamente 6 años, mientras que con la eliminación de H₂S se puede extender a 10 años.

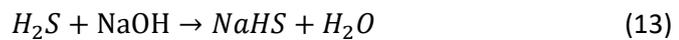
Las plantas de tratamiento de la empresa utilizan principalmente dos procedimientos para la eliminación del ácido sulfhídrico: lavado químico y biológico del biogás, y adsorción con carbón activo. Se describen a continuación.

- **Lavado químico y biológico de biogás**

A) Descripción del tratamiento

El proceso consta de tres etapas:

En una primera etapa, el biogás con un alto contenido en ácido sulfhídrico entra en una columna de absorción y es lavado por un líquido de lavado de naturaleza alcalina, en nuestro caso hidróxido de sodio (NaOH), que absorbe el ácido sulfhídrico (H₂S), el biogás purificado sale de la columna de absorción por la parte superior.



En una segunda etapa se realiza la oxidación biológica del ácido sulfhídrico (H₂S) absorbido en el líquido de lavado hasta azufre elemental y regenerando el líquido de lavado hidróxido de sodio (NaOH) que es enviado a la columna de absorción. Con el consecuente coste de aireación y mantenimiento de las condiciones óptimas para el crecimiento de las bacterias. La solución alcalina no se regenera completamente por lo que es necesario la inyección de hidróxido de sodio (NaOH).



En la tercera etapa, mediante un sedimentador se concentra el azufre elemental por su densidad y es extraído del sistema, mientras que el líquido de lavado excedente es enviado al biorreactor. El azufre elemental obtenido es un compuesto valorizable por su uso como fungicida o fertilizante.



Figura 21. Equipo de eliminación de ácido sulfhídrico, por lavado químico y biológico, del biogás. Modelo THIOPAQ® (PAQUES)

B) Selección del equipo comercial

Las plantas THIOPAQ® pueden ser diseñadas para flujos de biogás desde 10 Nm³/h hasta 50.000 Nm³/h, por lo que sí servirían para el caudal de biogás esperado en la EDAR de estudio. Este sistema puede alcanzar rendimientos de eliminación de ácido sulfhídrico (H₂S) de hasta el 99,5% y está diseñado para altas concentraciones de ácido sulfhídrico (H₂S) (>3.000 ppm) que no sería el caso de la EDAR de estudio.

C) Características del equipo

El coste de este equipo es de aproximadamente 350.000€ con un consumo eléctrico medio de 2,3 kWh aproximadamente.

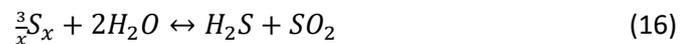
• **Adsorción con carbón activo**

A) Descripción del tratamiento

Los procesos de oxidación selectiva son la opción más apropiada para la eliminación del H₂S, mediante su transformación en azufre elemental.



La oxidación del azufre elemental producido puede disminuir debido a la reacción secundaria:



Por esta razón, es fundamental utilizar un catalizador altamente selectivo en la oxidación parcial del (H₂S), a temperaturas moderadas de reacción (T<250°C), para obtener transformaciones elevadas hacia el azufre elemental, debido a que los procesos de combustión se ven favorecidos termodinámicamente a altas temperaturas.

Es esencial mantener períodos de contacto cortos entre el azufre elemental y el catalizador con el objetivo de evitar la reacción de formación del (SO₂).

Como catalizadores para esta reacción se han estudiado distintos óxidos metálicos de los cuales los más selectivos para la formación de azufre elemental son el óxido de vanadio (V₂O₅) y el óxido de magnesio (Mn₂O₃).

El carbón activado puede utilizarse para remover el ácido sulfhídrico (H₂S) y el dióxido de carbono (CO₂). Esto es debido a que el ácido sulfhídrico (H₂S) se adsorbe en la superficie del carbón activado, que está impregnado con catalizadores.

B) Selección del equipo comercial

El filtro de carbón activado AQL 100 ST de la Figura 22, es utilizado para maximizar tanto la superficie de contacto con el carbón activo como del intervalo de recambio del carbón activo.

El equipo está construido en acero inoxidable ST 316 que garantiza una vida útil de aproximadamente 20 años.



Figura 22. Filtro reducción ácido sulfhídrico, por adsorción con carbón activo, del biogás. Serie AQL-100 (Aqualimpia engineering)

C) Características del equipo

El coste de este equipo es de 10.700 € .

Las dimensiones del equipo son 1,80 m de altura y 0,6 m de diámetro.

D) Selección del tipo de carbón activo

De acuerdo con la política de la empresa, se llevará a cabo la búsqueda con el mismo proveedor de carbón activo de otras plantas de tratamiento de la empresa.

El AIRPEL® ULTRA DS-5 es un carbón activo extruido impregnado con productos químicos específicos, con una alta capacidad de quimisorción. Se pueden lograr reducciones de cargas de azufre superiores al 70 (%p/p).

E) Coste de operación (carbón activo)

El valor de este producto es de 3,2 euros/ Kg carbón activo, con una vida útil de 1 año. Sin embargo, el carbón activo debe ser remplazado una vez que esté saturado. Después de un período de tiempo, se realizará un análisis de la calidad del biogás para determinar cuándo se debe realizar el remplazo. Por lo tanto, se propone reemplazar el carbón activo dos veces al año.

Para el equipo seleccionado de la Figura 22 la capacidad máxima de carbón activo es de 200 kg. Por tanto, el coste de operación por remplazo del carbón activo será de 480 €/reemplazo en 2023 hasta 640€/reemplazo en 2027, por el aumento de caudal de biogás a tratar.

Finalmente, se opta por utilizar la adsorción mediante carbón activo como método de pretratamiento para la eliminación de H₂S debido a sus ventajas en términos de costes operativos y de inversión. Además, se considera, en base a la caracterización del biogás de la EDAR de estudio de la Tabla 10, que el equipo de pretratamiento seleccionado no requiere que se reduzcan concentraciones elevadas de H₂S.

La concentración mínima de oxígeno en el biogás para que la adsorción de H₂S en el filtro de carbón activo funcione correctamente es de 0,4%. Esto no representa un problema, ya que como se puede observar en la Tabla 10, el biogás producido en la EDAR de estudio tiene una concentración de oxígeno del 0,5%.

5.3.1.2. Selección del equipo comercial

En base a los diversos modelos presentados en el catálogo del Anexo I, del fabricante de calderas RCB, las calderas serie MINOR modelo 800 y serie MINOR modelo 1000 son las que mejor se adaptan a la EDAR de estudio. Aunque tienen un caudal de biogás de operación máximo inferior al caudal esperado para el año 2029, su caudal de biogás de operación mínimo no dista significativamente del caudal de biogás generado durante los primeros años de su instalación, por lo que estarán en funcionamiento la mayor parte del día.

Las características adaptadas a las condiciones de la EDAR de estudio de estos modelos de caldera se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Características distintos modelos de calderas serie MINOR, fabricante RCB calderas de vapor

Modelo de caldera	800	1000
Potencia térmica (kW)	540	675
Consumo gas natural (m ³ /h)	55	69
Consumo biogás EDAR estudio (m ³ /h)	70	87
Consumo mínimo biogás EDAR estudio (m ³ /h)	28	35
Precio (€)	70.000	80.000

- **Caldera modelo MINOR 1000:** se pretende aprovechar el biogás exclusivamente por su aporte térmico debido a las necesidades del proceso de digestión de la EDAR de estudio. En caso de cumplirse las proyecciones de la Tabla 11, la capacidad de esta caldera se verá sobrepasada en el año 2027 por la producción de biogás.
- **Caldera modelo MINOR 800:** se trata de una caldera de menor capacidad y más económica. La selección de este equipo solo es posible si la demanda térmica del proceso de digestión de la EDAR de estudio es menor de la esperada. En ese caso, se abre la posibilidad de aprovechar el biogás restante para su utilización como fuente de energías alternativas, a desarrollar en los apartados 5.3.2 y 5.3.3.

En caso de cumplirse las proyecciones de la Tabla 11, la capacidad de esta caldera se verá sobrepasada en el año 2024 por la producción de biogás y para el año 2027 habrá disponibles, desaprovechados energéticamente, aproximadamente 21 m³/h de biogás, lo que supondrá un 30% de la producción total de biogás.

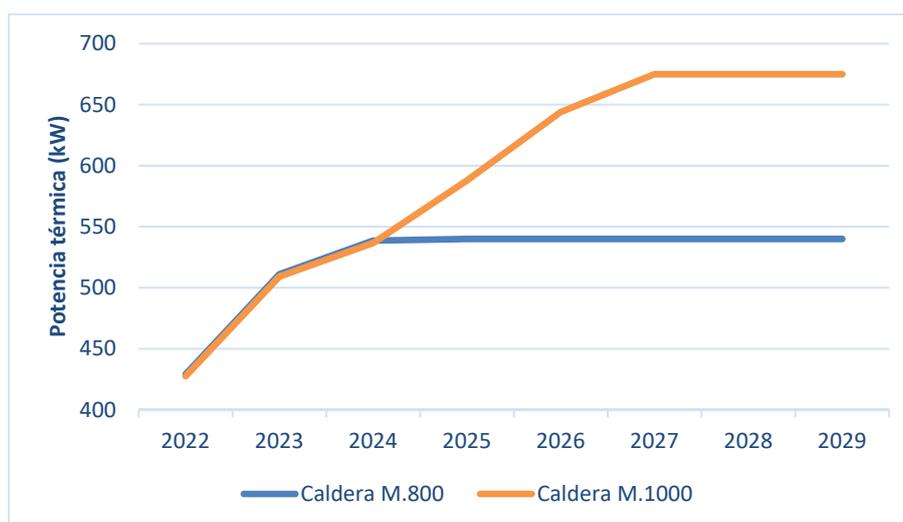


Figura 23. Potencia térmica, de las distintas calderas seleccionadas, ajustada al caudal de biogás disponible de la EDAR de estudio

Las dimensiones de ambos modelos de caldera son las mismas (se muestran en la Tabla 19) y se ajustan adecuadamente al espacio actualmente ocupado por la caldera en funcionamiento de la EDAR de estudio.

Tabla 19. Dimensiones y peso de los modelos de caldera MINOR seleccionados

A (Longitud) (mm)	2.717
B (Ancho) (mm)	1.746
C (Altura) (mm)	1.805
Peso (kg)	2.660

Por tanto, se estudiarán otros parámetros antes de seleccionar el modelo más apropiado para esta alternativa.

5.3.1.3. Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada

Como se ha descrito anteriormente, la temperatura del efluente a tratar es uno de los principales parámetros característicos del proceso de digestión anaerobio.

Como se puede observar en la Figura 24, con la producción actual de biogás, los modelos de caldera MINOR 800 y MINOR 1000 proporcionarían una potencia térmica de 430 kW superior a los 210 kW generados por la caldera actual. Como resultado, la temperatura del vertido aumentaría por encima de su valor actual.

Para cuantificar esta variación de temperatura, se emplea una simulación realizada en el programa Mathcad (Anexo II) y descrita en el apartado 4.2.1.1. La variable en función del tiempo que se desea obtener es la temperatura del efluente a tratar a la entrada del digestor anaerobio.

En cuanto a las condiciones del efluente de entrada objetivo a tratar, estas son variantes con el tiempo, debido a que están directamente relacionadas con las predicciones realizadas en el apartado 5.1.3.2.

El caudal objetivo para tratar en el Escenario 1 no varía de 82 m³/h debido a que es el límite hidráulico de diseño de la EDAR de estudio.

Para el escenario 2, se establece como objetivo en 2027 un caudal de operación de la EDAR de estudio que sea un 30% superior al caudal medio actual. Se considera este escenario para evaluar la capacidad de la EDAR de estudio en las condiciones más exigentes.

Al combinarlo con la DQO objetivo a tratar para cada escenario de operación, se genera la Tabla 20.

Tabla 20. Condiciones de vertido EDAR de estudio

Parámetro	Año			
	2022*	2022	2024	2027
Caudal objetivo a tratar Escenario 1 (m ³ /h)	72	82	82	82
DQO objetivo a tratar Escenario 1 (ppm)	1.794	1.794	2.200	2.892
Caudal objetivo a tratar Escenario 2 (m ³ /h)	42	66	68	72
DQO objetivo a tratar Escenario 2 (ppm)	3250	3250	3750	4000

*Situación actual

Tal y como se ha detallado en el apartado 4.2.1.1. para la obtención de la Tabla 21, se cumplimenta la Tabla 20, con la temperatura del efluente de entrada al digestor anaerobio, obtenida a través de la simulación previamente descrita, y se analiza si, bajo estas tres condiciones, el digestor anaerobio es capaz de tratar el efluente de entrada sin disminuir el rendimiento de eliminación de DQO actual.

La validación se realizará en referencia a los parámetros de diseño del digestor anaerobio de la EDAR de estudio de la Tabla 6.

Tabla 21. Comparación funcionamiento digestor anaerobio por escenario y por modelo de caldera seleccionada en meses cálidos

Equipo	Parámetro	2022*	Año		
			2022	2024	2027
MINOR 800	Temperatura vertido Escenario 1 (°C)	26,0	28,3	29,5	29,5
	Digestor anaerobio Escenario 1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Temperatura vertido Escenario 2 (°C)	28,0	29,5	30,7	30,3
	Digestor anaerobio Escenario 2	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple
MINOR 1000	Temperatura vertido Escenario 1 (°C)	26,0	28,3	29,5	31,0
	Digestor anaerobio Escenario 1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
	Temperatura vertido Escenario 2 (°C)	28,0	29,5	30,7	31,9
	Digestor anaerobio Escenario 2	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple

*Situación actual

Tal y como se observa en la Tabla 21, en la mayoría de los escenarios planteados en los meses cálidos, las calderas MINOR 800 y 1000 proporcionarán el suficiente aporte térmico para la correcta digestión del vertido.

Sin embargo, se procede a validar los mismos escenarios, pero para los meses fríos, véase la Tabla 22, donde el aporte térmico resulta crítico, al contar con una temperatura de efluente de entrada de 18°C.

Tabla 22. Comparación funcionamiento digester anaerobio por escenario y por modelo de caldera seleccionada en meses fríos

Equipo	Parámetro	2022*	Año		
			2022	2024	2027
MINOR 800	Temperatura vertido Escenario 1 (°C)	21,3	23,6	25,0	25,0
	Digestor anaerobio Escenario 1	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple
	Temperatura vertido Escenario 2 (°C)	23,5	24,9	26,2	25,8
	Digestor anaerobio Escenario 2	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple
MINOR 1000	Temperatura vertido Escenario 1 (°C)	21,3	23,6	25,0	26,5
	Digestor anaerobio Escenario 1	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple
	Temperatura vertido Escenario 2 (°C)	23,5	24,9	26,2	27,6
	Digestor anaerobio Escenario 2	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple

*Situación actual

Como se puede observar en la Tabla 22, durante estos meses cruciales, el aporte térmico proporcionado por ambas calderas seleccionadas no logra superar las necesidades térmicas del proceso durante el escenario 1, lo que implica que no se podría mantener el rendimiento de eliminación de DQO del digester anaerobio en el escenario más común de trabajo.

En conclusión, a pesar de que el aprovechamiento térmico del biogás mediante ambas calderas no resolvería completamente las necesidades térmicas a medio plazo de la EDAR de estudio, se opta por seleccionar la caldera MINOR 1000 debido a que cumple con un escenario más de trabajo que la caldera MINOR 800.

5.3.1.4. Tramitación administrativa

La gestión administrativa de las instalaciones térmicas está regulada a través del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) en base al Real Decreto 1027/2007.

Se establece que en instalaciones con una potencia térmica superior a 70kW, se requiere la elaboración de un proyecto previo a la ejecución de la instalación donde se incluirá el diseño y dimensionado de los equipos por parte de un técnico titulado competente.

Una vez finalizado el montaje de la instalación y la realización de las pruebas de puesta en servicio de la instalación se requiere un certificado firmado por el instalador y por el técnico competente director de obra.

Considerando todos los trámites involucrados, se estima que el proceso completo de tramitación lleva aproximadamente de 2 a 3 meses. No obstante, parte de esta carga de trabajo se realiza una vez la instalación se encuentra en funcionamiento.

5.3.2. Caldera + aprovechamiento energético mediante microturbina

El propósito de explorar esta alternativa de aprovechamiento del biogás se basa en la diferencia entre la selección de la caldera MINOR 800 y MINOR 1000. La caldera MINOR 1000 cumple únicamente con un escenario adicional en el año 2027, el cual puede no ser determinante para la empresa. Por lo que se selecciona la caldera MINOR 800 como la más adecuada para esta alternativa.

Por ello, se plantea la posibilidad de utilizar parte del biogás para actividades complementarias, como la generación de energía eléctrica.

De esta manera, se busca por un lado lograr que la EDAR de estudio sea completamente autosuficiente energéticamente y por otro obtener un retorno de la inversión realizada en la caldera, la microturbina y otros equipos de pretratamiento necesarios.

5.3.2.1. Pretratamiento (eliminación de H₂S y H₂O)

Como se observa en la Tabla 17, para las microturbinas es necesaria la eliminación del ácido sulfhídrico y del vapor de H₂O del biogás.

En primer lugar, para la eliminación de H₂S del biogás se utilizarán los mismos equipos descritos en el método de adsorción por carbón activo del apartado 5.3.1.1

En segundo lugar, para la eliminación del vapor de H₂O, en las plantas de tratamiento de la empresa utilizan un intercambiador de calor que envuelve la tubería de admisión a la microturbina, de esta forma se enfría la tubería para que el agua condense y pueda ser eliminada. En este caso, no será necesario instalarlo para la tubería de admisión de la antorcha.

A) Descripción del pretratamiento

La temperatura del biogás a la salida del reactor es de aproximadamente 36 °C, se necesitará disminuir esta temperatura hasta los 5–7 °C para condensar el 95% del volumen de agua del biogás.

Los intercambiadores de calor necesitan un determinado tiempo asociado al valor de la consigna de temperatura para calentarse. El tiempo puede variar, pero irá de 0 a 60 minutos. Una vez se haya alcanzado el valor de la consigna se mandará la señal que el intercambiador de calor esté operativo. Hasta que esta señal no esté activa no se podrá conducir el biogás hasta la caldera por su seguridad.

Para optimizar el consumo energético del intercambiador de calor, se propone poner en contacto la tubería de biogás limpia de agua para enfriar la tubería de biogás a la salida del digester anaerobio previo al intercambiador de calor.

Todas las tuberías de conducción de biogás se deben instalar con una pendiente de mínimo 0,5% para que las aguas que condensen en su interior puedan ser drenadas. No se deben formar puntos con tubería en (V) o puntos con pendientes en sentido contrario. En cada tramo con cambio de pendiente se deberá instalar una llave para la eliminación del agua condensada.

B) Selección del equipo comercial

Se propone el secador de biogás de capacidad de diseño variable de la empresa EnerDryer, para esta alternativa solo se requiere eliminar el vapor de H₂O del caudal de biogás dirigido hacia la microturbina, por lo que la capacidad de diseño sería de 30 Nm³/h:



Figura 24. Secador de biogás serie ED(100)(35/10), (EnerDryer)

El vapor de agua condensado se separa en una trampa instalada después del enfriador y se retira mediante un sifón. La deshumidificación resulta simultáneamente en una mayor eficiencia. La temperatura del gas a la salida del equipo sería de 10 °C.

C) Características del equipo comercial

El valor del equipo sería aproximadamente de 25.700 €, con un consumo eléctrico de 2 kWh.

Las dimensiones del equipo deshumidificados se muestran en la Tabla 23. A pesar de que las dimensiones de este equipo suponen un desafío para su instalación en sintonía con la distribución en planta y la línea de biogás, debido a las limitaciones de espacio disponible, sí resulta factible ubicar este equipo en la EDAR de estudio.

Tabla 23. Dimensiones del equipo deshumidificador ED(100) (35/10), (EnerDryer)

A (Longitud) (mm)	7.000
B (Ancho) (mm)	2.500
C (Altura) (mm)	2.900

5.3.2.2. Selección del equipo comercial

Las turbinas de gas se emplean para la producción de energía eléctrica. Su principio de funcionamiento se basa en que se mezcla el aire ambiente comprimido con el biogás como combustible. Al combustionar, los gases resultantes se dirigen a unas aspas en forma de perfil aerodinámico, haciendo girar el eje de la turbina. Es decir, en la turbina de gas se convierte la energía almacenada en el biogás en energía mecánica que será transformada en energía eléctrica.

El calor de los gases de combustión, una vez han salido de la turbina, puede ser aprovechado mediante un intercambiador de calor para calentar el aire a la entrada de la turbina, aumentando la eficacia del proceso, creando un ciclo combinado.

Se denomina microturbina a las turbinas de combustión interna de menor tamaño, capaces de generar una potencia eléctrica entre 20kW y 200kW y turbinas de gas a las de mayor tamaño.

La Tabla 24 muestra el caudal de biogás disponible para generación de energía eléctrica, considerando de que se trata de una alternativa de aprovechamiento complementaria. Siendo la principal, cubrir la necesidad térmica de la EDAR de estudio.

Tabla 24. Biogás disponible para aprovechamiento energético eléctrico tras consumo biogás por caldera MINOR 800

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biogás generado (Nm ³ /h)	66	69	76	83	91	96	100
Consumo caldera MINOR 800 (Nm ³ /h)	66	69	70	70	70	70	70
Biogás disponible para generación eléctrica (Nm ³ /h)	0	0	6	13	21	26	30

Según la Tabla 24, la instalación de aprovechamiento energético del biogás en generadores eléctricos debería realizarse a partir del 2025, donde el biogás disponible ya es suficiente como para justificar la inversión.

A través de la consulta de catálogos comerciales, se propone la selección de la microturbina para la EDAR de estudio entre los modelos C30 Capstone y C65 Capstone, cuyas características se detallan en la Tabla 25.

Tabla 25. Comparación consumo de biogás y potencia eléctrica de los generadores eléctricos seleccionados (CAPSTONE)

Modelo de microturbina	C30 Capstone	C65 Capstone
Potencia Eléctrica (kW/h)	30	65
Eficiencia eléctrica (%)	26	28
Potencia necesaria para funcionamiento a máximo rendimiento (MJ/h)	456	919
Consumo biogás máximo EDAR estudio (m ³ /h)	15	29
Consumo biogás mínimo EDAR de estudio (Nm ³ /h)	3	4
Precio (€)	55.000	85.000



Figura 25. Microturbina C65 Capstone

El generador C30 Capstone no sería seleccionado debido a que, a partir de 2026, la producción de biogás superaría la capacidad de dicho equipo. Por lo tanto, se selecciona el generador eléctrico C65 Capstone.

El biogás generado en la EDAR de estudio con un poder calorífico superior de 31,2 MJ/m³, extraído de la Tabla 11, cumple con la especificación de calidad del biogás del generador eléctrico C65 Capstone de 20,5-32,6 MJ/m³.

Previamente a la conversión del biogás disponible de la Tabla 24 a la potencia eléctrica generada por la microturbina C65 Capstone, se propone optimizar la distribución del biogás generado en la EDAR de estudio aumentando la cantidad de biogás disponible para su aprovechamiento energético complementario.

- El flujo de biogás mínimo de operación de la microturbina C65 Capstone es significativamente menor que el de la caldera MINOR 800. Por lo tanto, durante los primeros años en los que se espera que la caldera no esté en funcionamiento todo el tiempo, se podrá destinar un mayor flujo de biogás para la generación de electricidad.
- La necesidad térmica del efluente de entrada varía en función de la estación del año y por la hora del día, debido a los cambios en la temperatura ambiente. Por lo tanto, sería posible considerar la implementación de un sistema de optimización específico para redirigir una parte del biogás destinado a la caldera hacia la microturbina.

En base a las anteriores opciones planteadas, el flujo de biogás disponible para el aprovechamiento energético eléctrico será superior al indicado en la Tabla 24 y está representado en la Tabla 26.

Se realiza la conversión de biogás disponible a potencia eléctrica generada en base a las referencias técnicas de la microturbina C65 Capstone.

Tabla 26. Comparativa biogás disponible total y potencia eléctrica generada con la microturbina C65 Capstone

Año	2025	2026	2027	2028	2029
Biogás disponible total (m ³ /h)	9	14	21	25	29
Potencia eléctrica (kW/h)	15	30	51	61	65

Por último, las dimensiones del equipo son compatibles con el espacio disponible para su instalación.

Tabla 27. Dimensiones y peso del generador eléctrico C65 Capstone

A (Longitud) (mm)	1.790
B (Ancho) (mm)	760
C (Altura) (mm)	1.520
Peso (kg)	405

5.3.2.3. Previsión beneficios por actividad

En este apartado se evaluará la posibilidad de destinar la energía eléctrica generada por la microturbina para el autoconsumo de la EDAR de estudio o para su inyección en la red eléctrica de España. Se realizará una previsión de los potenciales beneficios asociados a ambas opciones.

En primer lugar, en el caso de la EDAR de estudio, se asume que cuenta con un contador eléctrico independiente al de la empresa vertedora de residuos. Por lo tanto, en el contexto del autoconsumo individual, existen dos modalidades:

- **Sin excedentes:** escenario en el que la generación de electricidad es igual o inferior al consumo energético, por lo que se instala un dispositivo físico que impide la inyección de energía excedentaria a la red de distribución.

Existe un único actor, el consumidor.

- **Con excedentes:** escenario en el que la generación de electricidad es superior al consumo energético, por lo que pueden inyectar la energía excedentaria a la red de distribución.

Existen dos actores, el consumidor que a la vez es productor.

Dentro de esta modalidad existen dos subcategorías:

- Acogidas a compensación: se habilita la compensación de la factura energética mediante los excedentes generados, es decir, el productor puede compensar la energía inyectada a la red de distribución en un momento determinado que no están consumiendo con la energía consumida que ha excedido a la generada.

Cabe destacar varios aspectos:

- La compensación solo se realiza, sobre la base variable de la factura, es decir el límite de la compensación será la energía consumida, por lo que en ningún caso la empresa comercializadora de energía deberá pagar al productor.
- La compensación no es acumulable y se descontará mensualmente de la factura.
- El precio de retribución de excedentes es menor al precio de consumo de electricidad y se pacta con la empresa comercializadora de energía. La media de compensación del excedente en España es de 0,05 €/kWh.
- En la factura seguirá constando la base fija.

Requisitos:

- Potencia de producción <100 kW.
 - Energía generada a través de una fuente renovable.
 - No pertenecer a otro régimen retributivo.
 - Imposibilidad de vender en el mercado la energía excedentaria.
- No acogidas a compensación: la energía excedentaria de la instalación se puede vender en el mercado eléctrico, pero no recibirá ninguna compensación económica a través de la empresa comercializadora de energía.

Cabe destacar varios aspectos:

- El precio de la energía excedentaria es el del mercado eléctrico.
- Como productor, se aplicará la misma normativa que una planta de producción de energía eléctrica, por lo que se deberá formalizar un acuerdo de representación en el mercado eléctrico con alguna comercializadora de energía o darse de alta como productor en el RAIPRE, con las obligaciones fiscales y tributarias que conlleva realizar una actividad económica.

- Es posible pertenecer a un régimen retributivo.

De las modalidades de autoconsumo planteadas, el autoconsumo individual con excedentes acogidos a compensación no estaría alineado con la estrategia de aprovechamiento de biogás de la EDAR de estudio. Esta modalidad está diseñada para producciones de energía eléctrica irregulares, donde la energía eléctrica generada durante ciertas horas del día compensa la energía consumida en momentos de menor producción. Sin embargo, en el caso de la EDAR de estudio, se espera dirigir un flujo constante de biogás hacia la producción de energía eléctrica a lo largo de todo el año.

A continuación, se realizará el cálculo de la factura eléctrica de la EDAR de estudio. Dado que no se dispone de información sobre la tarifa eléctrica contratada, se asumirá un precio de 0,22232 €/kWh, que corresponde a la tarifa promedio según (OMIE,2022).

La potencia eléctrica consumida en la EDAR de estudio en 2022 es de 35 kW/h, obtenido a partir de la base de datos histórica. Por lo tanto, la factura energética, estimada a partir de los supuestos anteriores sería de 5.536 €/mes.

Comparando la potencia eléctrica consumida en la EDAR de estudio con la potencia eléctrica generada con la microturbina C65 Capstone de la Tabla 26, se observa cómo se alcanzaría la autosuficiencia energética a partir del año 2027.

Por lo tanto, durante los años 2025 y 2026, la modalidad que mejor se adapta a la EDAR de estudio sería el autoconsumo individual sin excedentes. Sin embargo, a partir del año 2027, debido a la generación significativa de excedentes de energía eléctrica, la modalidad que más se ajustaría a la EDAR de estudio sería el autoconsumo individual con excedentes, no acogidos a compensación.

A modo resumen se plantea la Tabla 28.

Tabla 28. Comparativa potencia eléctrica generada con reducción factura energética con la microturbina C65 Capstone

Año	2025	2026	2027	2028	2029
Potencia eléctrica generada (kW/h)	15	30	51	61	65
Reducción factura energía (%)	43%	87%	100%	100%	100%
Excedente energía eléctrica generado (kW/mes)	0	0	11.820	19.020	21.900

Por lo tanto, el beneficio obtenido durante los años 2025 y 2026 será una reducción de la factura eléctrica del 43 y del 87 % respectivamente.

A partir del año 2027, además de lograr una reducción del 100% de la factura eléctrica, el excedente de energía eléctrica producido será inyectado a la red eléctrica española y se considerará el precio del mercado libre eléctrico de España, el cual se estima en 0,2045 €/kWh, según (OMIE,2022).

Para realizar el cálculo del beneficio por la venta de la energía generada, se deben tener en cuenta los impuestos referentes a la actividad económica:

- Impuesto sobre la producción de energía eléctrica: 7%, (temporalmente 0%).
- Impuesto especial sobre la electricidad: 5,11269632%, (temporalmente 0,5%).
- IVA: 21%, (temporalmente 10%).

Durante la realización de este estudio, existen medidas para la reducción y/o suspensión temporal de impuestos en materia de generación de energía. Sin embargo, por rigor del estudio, se considerarán estos impuestos en sus valores originales.

Los beneficios obtenidos por la venta del excedente de energía eléctrica tras suplir el autoconsumo de la EDAR de estudio se muestran en la Tabla 29.

Tabla 29. Evolución beneficio tras impuestos de la venta de electricidad tras autoconsumo por la microturbina C65 Capstone

Año	2027	2028	2029
Energía disponible para venta tras autoconsumo (kW/mes)	11.820	19.020	21.900
Venta energía eléctrica (€/mes)	2.417	3.890	4.479
Impuesto sobre la producción de energía eléctrica (€/mes)	-169	-272	-313
Impuesto especial sobre la electricidad (€/mes)	-124	-199	-229
IVA (€/mes)	-508	-817	-940
Beneficio venta energía eléctrica (€/mes)	1.617	2.602	2.996

A modo resumen, combinando el beneficio de la venta de energía excedente con la reducción de la factura eléctrica por el autoconsumo parcial y progresivamente total de la EDAR de estudio, se obtiene la Tabla 30.

Tabla 30. Evolución beneficio económico tras impuestos con la microturbina C65 Capstone

Año	2025	2026	2027	2028	2029
Beneficio venta electricidad + autoconsumo (€/mes)	2.401	4.802	7.153	8.137	8.531
Beneficio (€/año)	28.813	57.625	85.831	97.649	102.376

En conclusión, la alternativa de combinar el uso de la caldera MINOR 800 como método de aprovechamiento térmico y la microturbina C65 Capstone como método de aprovechamiento eléctrico es compatible con los objetivos establecidos en este estudio.

Esta alternativa respeta la priorización del uso de biogás para cubrir la necesidad térmica del proceso de digestión de la EDAR de estudio y, además, no solo garantiza la autosuficiencia energética de la planta, sino que tiene el potencial de recuperar la inversión realizada en todos los equipos seleccionados.

5.3.2.4. Tramitación administrativa

La gestión administrativa de las instalaciones de autoconsumo eléctrico puede implicar procesos a nivel autonómico y local, así como trámites con la empresa distribuidora de energía, debido a la necesidad de modificar el contrato de suministro.

Durante el período comprendido entre los años 2025 y 2027, en el cual se ha seleccionado la modalidad de autoconsumo sin excedentes, será necesario instalar un sistema de anti-vertido para evitar la carga de energía a la red eléctrica.

A continuación, se enumeran los trámites necesarios para esta modalidad de autoconsumo:

1. En primer lugar, se elaborará un proyecto técnico redactado y firmado por un técnico titulado competente, donde aparecerá toda la información y documentación técnica de la instalación: dimensionado, equipos y sus características, necesidades de mantenimiento...
2. En segundo lugar, se solicitará el permiso de obras según la normativa municipal vigente del emplazamiento de la EDAR de estudio.
3. Debido a que se trata de una instalación con una potencia menor o igual a 100 kW/h no se requerirán trámites autonómicos de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección, ni de autorización administrativa previa.
4. A continuación, se solicitará el certificado de instalación y el certificado de fin de obra, donde se garantiza que se ha realizado la instalación según el proyecto técnico de la instalación.
5. No será necesario solicitar una licencia de actividad debido a que en esta modalidad no se realiza actividad económica.
6. Finalmente será necesaria la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.

Mientras que, a partir del año 2027, es cuando se cambia a la modalidad de autoconsumo con excedentes, no acogidos a compensación, la energía no autoconsumida será vendida en el mercado eléctrico y recibirá el mismo trato que otras energías generadas por fuentes renovables.

Por lo tanto, será necesario retirar el sistema de anti-vertido.

A continuación, se enumeran los trámites necesarios para esta modalidad de autoconsumo:

1. En primer lugar, se realizará una revisión del proyecto técnico y la licencia de obras existentes para verificar si son válidos para el cambio de modalidad. No se prevé la necesidad de tramitar estos procesos de nuevo, ya que no se espera una ampliación de los equipos de la instalación eléctrica.
2. En segundo lugar, será necesario solicitar el permiso de acceso y conexión a la red eléctrica. Sin embargo, dado que se trata de una instalación con una potencia menor o igual a 100 kW/h estará exenta de la presentación de un aval.
3. Debido a que se trata de una instalación con una potencia menor o igual a 100 kW/h no se requerirán trámites autonómicos de impacto ambiental ni de utilidad pública, salvo en los casos en que el emplazamiento se encuentre bajo alguna figura de protección, ni de autorización administrativa previa.
4. A continuación, se solicitará el certificado de instalación eléctrica del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y el certificado de fin de obra, donde se garantiza que se ha realizado la instalación según el proyecto técnico de la instalación.
5. Dado que se trata de una instalación en la que se realizará una actividad económica al vender la energía excedente en el mercado, es conveniente consultar con las autoridades locales si es necesario solicitar una licencia de actividad correspondiente.
6. Además, será necesaria la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
7. Por último, la EDAR de estudio deberá establecer un acuerdo de representación en el mercado con una compañía comercializadora para la venta de energía. Esto se debe a que la EDAR de estudio no genera suficiente potencia eléctrica como para justificar su registro como generador en el mercado y vender la energía directamente en el mercado eléctrico

En la Figura 27 se representa el orden secuencial de todos los posibles tramites que se deben realizar en las instalaciones de autoconsumo ante las administraciones (autonómica: amarillo y local: azul) y compañías distribuidoras de electricidad (verde).

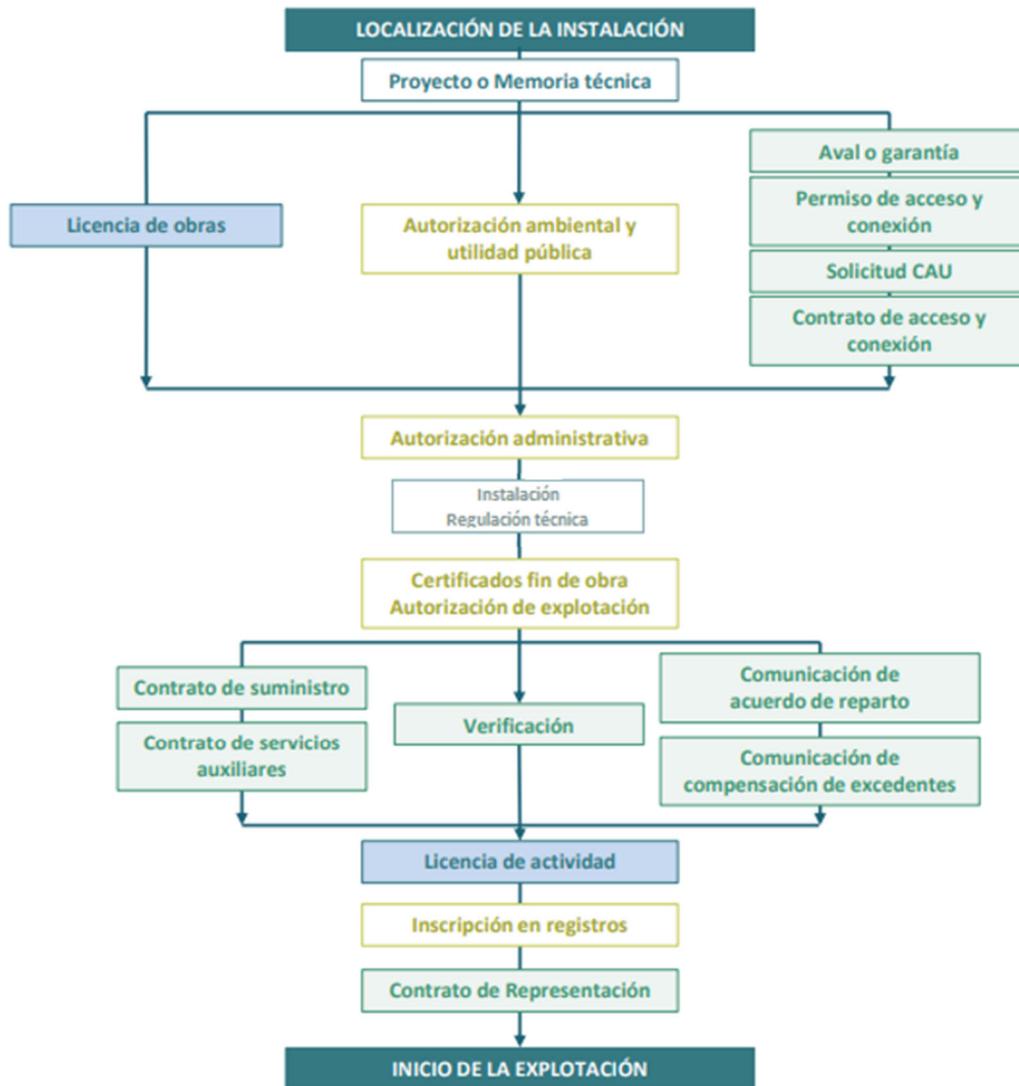


Figura 26. Trámites y organismos implicados en instalaciones de generación de energía eléctrica (IDAE,2023)

Considerando todos los trámites involucrados, se estima que el proceso completo de tramitación para la modalidad de autoconsumo eléctrico sin excedentes en la EDAR de estudio lleva aproximadamente de 3 a 4 meses. En el caso de cambiar a la modalidad de autoconsumo eléctrico con excedentes, no acogidos a compensación, y si es posible aprovechar el proyecto técnico y la licencia de obras existentes, se estima un tiempo similar de 4 meses.

En la Comunidad Valenciana, las instalaciones de autoconsumo sin excedentes y de autoconsumo con excedentes de potencia no superior a 100 kW/h están exentas de tasas administrativas, según lo establecido en el artículo 11 de la Ley 9/2019.

5.3.3. Caldera + aprovechamiento energético mediante inyección de biometano en red de gas natural

El propósito de explorar esta alternativa de aprovechamiento del biogás se basa en la diferencia entre la selección de la caldera MINOR 800 y MINOR 1000. La caldera MINOR 1000 cumple únicamente con un escenario adicional en el año 2027, el cual puede no ser determinante para la empresa. Así pues, se selecciona la caldera MINOR 800 como la más adecuada para esta alternativa.

Por ello, se plantea la posibilidad de utilizar parte del biogás para actividades complementarias, como el *upgrading* de biogás a biometano y su inyección en red de gas natural.

De esta manera, la EDAR de estudio podría acceder a mercados energéticos establecidos con un alto valor añadido. La red de gas natural de España cuenta con una infraestructura sólida y una amplia base de consumidores a nivel regional, nacional e internacional, a medida que la demanda de energía renovable y sostenible continúa aumentando.

El biometano tiene propiedades similares a la del gas natural, lo que le permite ser utilizado en diversas aplicaciones energéticas y ser integrado en los sistemas de aprovechamiento existentes, facilitando su aceptación en el mercado.

5.3.3.1. Tecnologías de eliminación de CO₂ (eliminación de H₂S, H₂O)

Como se observa en la Tabla 17, para el proceso de biogás *upgrading* es necesaria la eliminación del ácido sulfhídrico, del vapor de H₂O del biogás y del CO₂.

No obstante, las plantas de eliminación de CO₂, suelen tener equipos complementarios de eliminación de H₂S y vapor de H₂O, por lo que en este apartado solo se va a seleccionar el equipo comercial referente a la eliminación de CO₂.

La extracción del CO₂ del biogás no suele ser necesaria para la mayoría de las aplicaciones, debido a que el CO₂ simplemente pasa a través del quemador. Sin embargo, para aplicaciones como combustible de vehículos, se requiere que el biogás tenga una mayor densidad, el CO₂ debe ser separado, transformándose en biometano.

Un biogás enriquecido de metano o biometano es aquel que tiene una concentración en volumen de metano (CH₄) superior al 95%. La separación del CO₂ conlleva un gas de calidad similar a la del gas natural, debido a que se incrementa su poder calorífico.

Según dispone la resolución del 22 de septiembre de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se modifican las normas de gestión técnica del sistema gasista del BOE 215 del 7 de septiembre de 2001, *“los usuarios que inyecten en el Sistema Gasista gases manufacturados o gases procedentes de fuentes no convencionales como biogás obtenido de la biomasa deberán justificar, mediante una certificación emitida por organismos competentes que el gas cumple con las siguientes especificaciones”*.

Los datos de la Tabla 31 se han extraído de la normativa UNE-EN 16723-1:2017, dónde se establecen unos criterios de inyección de biometano en la red de gas natural más rígidos y que aún siguen vigentes.

Tabla 31. Especificaciones de calidad del gas a introducir en el sistema gasista español (Asociación Española de Normalización, 2017)

Propiedad	Unidad	Mínimo	Máximo
Índice de Wobbe	kWh/m ³	13.403	16.058
PCS	kWh/m ³	10,26	13,26
Densidad relativa		0,555	0,700
S Total	mg/m ³	-	50
H ₂ S + COS	mg/m ³	-	15
O ₂	mol %	-	0,01
CO ₂	mol %	-	2,5
H ₂ O	°C a 70bar	-	+ 2
CH ₄	mol %	95	-
Siloxanos	mg/m ³	-	10

Se llevará a cabo un análisis en colaboración con el proveedor del equipo de *upgrading* del biogás para verificar si nuestra planta de tratamiento de aguas residuales (EDAR) puede generar biometano que cumpla con los requisitos establecidos en la Tabla 31.

Para ello, se deberá instalar un equipo de determinación de la calidad del gas natural con registros horarios y diarios y con una capacidad de almacenamiento superior a 31 días, que pueda facilitar la siguiente información mediante un análisis continuo del flujo del gas:

- Porcentajes molares de los siguientes componentes: metano, nitrógeno, dióxido de carbono, etano, propano, iso-butano, n-butano.
- Poder calorífico inferior (PCI) y poder calorífico superior (PCS).
- Índice de Wobbe.
- Densidad relativa.

Además, la norma exige que cualquier fuga del gas pueda ser detectada por el olfato humano, por lo que se deberá introducir un componente odorizante. El componente más extendido es el Tetrahidrotiofeno (THT) (C₄H₈S) con un precio medio de 16,10 €/Kg. Si se debe añadir 15 mg THT/m³ de gas natural, habría que contabilizar un coste variable de $2,42 \cdot 10^{-4}$ €/m³ de biometano inyectado a la red.

Para eliminar el CO₂ y opcionalmente también otros contaminantes como H₂S o H₂O del biogás se pueden utilizar varios métodos, los más comunes, en base a su bajo coste de operación, son tres (Adnan et al., 2019):

- **Absorción química con agua**

Esta tecnología emplea las propiedades físicas de los componentes del biogás para lograr la purificación, en específico que el CO₂ es disuelto con mayor facilidad en el agua como agente de lavado que los componentes hidrofóbicos apolares como el CH₄.

El proceso consta de 3 equipos, el primero de ellos es una columna de absorción donde debido al descenso térmico del biogás al entrar en contacto con el agua combinado con un incremento de la presión de entre 10-12 bar, la mayor parte del agua condensa y se separa del gas.

La operación convencional de este tipo de columnas implica que estarán rellenas con un material de empaque para incrementar la superficie de contacto entre el agente de lavado, que se introduce por la parte superior y el biogás, que se inyecta por la parte inferior, dicho de otra forma, en contracorriente para realizar una filtración más eficiente.

El segundo equipo se trata de una columna de separación flash, donde se reduce la presión para separar parte del CH₄ que se ha absorbido al agua junto al CO₂, obteniendo una corriente pobre en CH₄ que se introduce de nuevo en la primera columna de absorción.

Finalmente se utiliza una columna de desabsorción, donde mediante la inyección de aire atmosférico se produce una presión parcial cercana a cero de forma que el CO₂ se libera del agua, pudiendo ser extraído del sistema a la vez que se regenera el agente de lavado.

Cabe destacar que el H₂S perteneciente al biogás sufre el mismo proceso que el CO₂ por lo que es liberado a la atmosfera tras el proceso, por lo que será necesario implementar un método de reducción de H₂S, aunque es muy recomendable llevarlo a cabo previo a este proceso para evitar la corrosión del equipo.

El biometano sale por la parte superior de la columna con una concentración de CH₄ superior al 95%. Sin embargo, el consumo de agua es de alrededor 0,5 a 5 m³/día para evitar que se acumulen sustancias indeseadas del biogás en los materiales de empaque y su consumo eléctrico es de en torno a 0,2-0,25 kW/Nm³ de biogás tratado.

- **Adsorción por oscilación de presión (PSA)**

Se trata de una tecnología que utiliza las propiedades físicas de los distintos componentes del biogás para lograr la purificación, en específico, cada componente de la corriente de biogás posee un potencial distinto de adsorción en superficies sólidas; el CO₂ a cierta presión es adsorbido en un tamiz molecular, mientras que el CH₄ no lo es.

Se basa en una columna de adsorción, la cual contiene un material adsorbente, los más comunes son los tamices moleculares de zeolitas y carbón, que captura las impurezas del flujo de biogás a alta presión y luego las libera a baja presión.

Este proceso es ampliamente utilizado debido a su capacidad para adaptarse a las variaciones en las condiciones del gas de entrada.

Se emplearán varias columnas conectadas en serie para conseguir una purificación ininterrumpida de biogás, debido a que cada el proceso de eliminación de CO₂ consta de un ciclo de 4 etapas: la primera etapa es la de alimentación donde el CO₂ es adsorbido por el tamiz molecular; la segunda y la tercera etapa ocurren cuando el tamiz se encuentra saturado y se debe purgar, por lo que se debe reducir la presión de la columna para extraer el CO₂; por último, se vuelve a presurizar la columna mediante la inyección de biogás hasta las condiciones óptimas de alimentación.

La concentración de CH₄ del biometano obtenido es configurable hasta el 99%. Sin embargo, el coste de operación en consumo de electricidad es de en torno a 0,25-0,3 kWh/Nm³ de biogás tratado.

- **Separación mediante membranas**

Esta tecnología permite separar uno o más componentes del biogás mediante el uso de una membrana de permeabilidad selectiva. Para obtener una separación óptima, se requiere una compresión del biogás hasta una presión de 14-16 bar.

Cabe destacar que es necesario implementar métodos de reducción de H₂S y H₂O previo a la compresión del biogás para evitar la condensación del agua e inhabilite la membrana.

Mediante la separación por membranas se obtienen dos corrientes: la primera, más lenta, es rica en CH₄ debido a que pasa más lentamente a través de la membrana por su menor tasa relativa de permeabilidad respecto al H₂S, CO₂ y H₂O, respectivamente; la segunda corriente, más rápida, estará compuesta mayoritariamente de CO₂ con trazas, tras el pretratamiento del biogás, de H₂S y H₂O.

Este proceso se realiza a través de varias etapas de membranas para aumentar el grado de pureza hasta cumplir con el estándar deseado.

La vida útil promedio de una membrana es de aproximadamente 5-10 años y su uso permite alcanzar concentraciones de CH₄ superiores al 99%. Debido a que no se requieren productos químicos para el tratamiento del biogás su principal coste de operación es el consumo eléctrico de en torno a 0,2-0,3 kWh/Nm³ de biogás tratado y el aceite del compresor. Suelen estar diseñadas en unidades modulares, por lo que requieren poco espacio en comparación con las demás tecnologías.

Finalmente, se opta por utilizar la separación mediante membranas como tecnología de eliminación de CO₂ debido a sus ventajas en términos de costes operativos y concentración de CH₄ alcanzada.

5.3.3.2. Selección del equipo comercial

Se utilizará como referencia, para los cálculos del biogás disponible para la generación de biometano, la Tabla 24, donde se considera que estas alternativas de aprovechamiento del

biogás son complementarias, siendo la principal cubrir la necesidad térmica de la EDAR de estudio mediante la caldera MINOR 800.

Por lo tanto, se dispone de 6 Nm³/h de biogás para su aprovechamiento en esta alternativa a partir del año 2025, y se incrementará a 30 Nm³/h de biogás a partir del año 2029.

A través de la búsqueda en catálogos comerciales, se propone la selección de la planta de *upgrading* de biogás para la EDAR de estudio de entre las opciones expresadas en la Tabla 32.

Tabla 32. Comparación consumo de biogás y producción de biometano de las distintas plantas de *upgrading*

Planta de <i>upgrading</i> a biometano	ONURAGAS-50	Methanis 100	METHAGEN AD-XP1
Consumo de biogás EDAR de estudio MIN-MAX (m ³ /h)	24-40	30-70	35-70
Producción biometano MIN-MAX (m ³ /h)	19-34	24-56	28-56
Recuperación de CH ₄ (%)	98	99	99
Pureza CH ₄ en biometano (%)	95	98	99
Costes operativos (kWh/m ³ biogás)	0,38	0,36	0,22

Como se puede observar en la Tabla 32, la demanda de biogás de las distintas plantas de *upgrading* planteadas supera al biogás disponible según la Tabla 24, por lo que será necesario reevaluar los objetivos de aprovechamiento de biogás si se pretende utilizar esta alternativa.

Para ello, se propone reducir el biogás consumido en la caldera durante los meses más cálidos del año, cuando la necesidad térmica del proceso de digestión es menor debido al aumento de la temperatura del efluente de entrada. Por lo tanto, se propone una estacionalidad inicial para la generación de biometano, a partir de 2025, de 4 meses.

Se ha optado por la planta de *upgrading* Methanis 100 debido a que, tras presentar esta alternativa a la empresa, esta ha decidido incorporar este equipo debido a contactos previos con su proveedor.

A modo resumen de la distribución propuesta del biogás entre los equipos de generación térmica y generación de biometano, se presenta la Tabla 33, que incluye la disminución en el rendimiento de la caldera MINOR 800 durante los meses de funcionamiento del equipo Methanis 100.

Tabla 33. Distribución biogás disponible entre equipo de generación térmica y generación biometano y meses de funcionamiento planta de *upgrading*.

Año	2025	2026	2027	2028	2029
Biogás total disponible (Nm ³ /h)	76	83	91	100	110
Biogás mínimo operación Methanis 100 (Nm ³ /h)	30	30	30	30	40
Biogás disponible restante para caldera (Nm ³ /h)	46	53	61	70	70
Rendimiento caldera (%)	66%	76%	88%	100%	100%
Meses de operación <i>upgrading</i>	4	5	8	10	12

Finalmente, se procede a realizar la conversión del biogás disponible anual para la generación de biometano, teniendo en cuenta los meses de operación y las especificaciones técnicas de la planta de *upgrading* Methanis 100. Los resultados se muestran en la Tabla 34.

Tabla 34. Producción anual de biometano mediante la planta de *upgrading* Methanis 100.

Año	2025	2026	2027	2028	2029
Biogás disponible para (Nm ³ /año)	73.440	93.960	153.792	196.560	321.408
Producción biometano mínimo (Nm ³ /año)	72.706	93.020	152.254	194.594	318.194

El precio de la planta Methanis 100 no está establecido debido a que no es común instalar plantas de *upgrading* para un caudal de biogás mínimo de operación tan reducido. Por lo tanto, se requeriría solicitar un presupuesto personalizado. Sin embargo, se estima que el precio final del equipo seleccionado estaría alrededor de los 600.000 €, basado en los precios de plantas de *upgrading* de mayor capacidad.

El equipo se encuentra preinstalado dentro de un contenedor de 20 pies, por lo que sus dimensiones estarían expresadas en la Tabla 35.

Tabla 35. Dimensiones exteriores de un contenedor de 20 pies, equipo Methanis 100

A (Longitud) (mm)	6.100
B (Ancho) (mm)	2.440
C (Altura) (mm)	2.590

Las dimensiones del equipo se ajustan adecuadamente al espacio disponible en la EDAR de estudio entre la zona 7 y 8, como se muestra en la Figura 4. No obstante, sería necesario llevar a cabo trabajos de acondicionamiento del terreno para su instalación.

5.3.3.3. Previsión de beneficios por actividad

En primer lugar, el precio del gas natural en el mercado eléctrico español es de 64,79€/MWh, según (MIBGAS, 2022). Ajustado a las propiedades del biometano que se espera generar, el precio de venta del biometano sería de 0,7868 €/ Nm³.

También se considerarán los costes operativos asociados a la producción de biometano utilizando la planta de upgrading Methanis 100, que se estiman en 0,36kWh/Nm³. Teniendo en cuenta el precio de la energía eléctrica para la EDAR de estudio establecido en el apartado 5.3.2.3. de 0,22232 €/kWh, resulta en un coste de operación asociado de 0,08 €/Nm³ de biogás tratado.

Y finalmente se considerarán los impuestos asociados a la actividad económica de venta de biometano, siendo el único impuesto contabilizado en este estudio el IVA del 21%, (temporalmente 5%). Sin embargo, por rigor del estudio, se considerará este impuesto en su valor original.

Por lo tanto, al realizar la actividad de inyección de biometano, generado a la EDAR de estudio, a la red de gas natural durante los meses de operación descritos en la Tabla 33, se espera obtener el beneficio que se muestra en la Tabla 36.

Tabla 36. Evolución venta de biometano generado por la planta de *upgrading* de biogás Methanis-100

Año	2025	2026	2027	2028	2029
Producción biometano mínimo (Nm ³ /año)	72.706	93.020	152.254	194.594	318.194
Venta biometano (€/año)	55.896	71.514	117.053	149.604	244.627
IVA (€/mes)	-11.738	-15.018	-24.581	-31.417	-51.372
Gastos operativos (€/año)	-5.878	-7.520	-12.309	-15.732	-25.724
Beneficio (€/año)	38.280	48.976	80.163	102.455	167.531

Por lo tanto, la alternativa de utilizar una caldera como método de aprovechamiento térmico y la inyección de biometano a la red de gas natural como método de aprovechamiento energético no cumple con los objetivos inicialmente establecidos en este estudio.

Esta opción no es compatible con la priorización del uso de biogás en el aprovechamiento térmico durante cierto período de tiempo, ya que, durante los primeros años de la inversión, el

rendimiento de la caldera se debe reducir en un 25-30% para permitir el suministro de biogás necesario para el funcionamiento de la planta de *upgrading*.

Además, durante los primeros años de la instalación, la planta de *upgrading* queda inactiva aproximadamente dos tercios del año, lo que resulta en un desaprovechamiento de entre un 8-15% del biogás generado durante este tiempo.

Además, en principio esta alternativa no presenta un beneficio neto anual que justifique la inversión financiera y los recursos necesarios para implementarla.

5.3.3.4. Redes de gas natural

A) Búsqueda de redes de gas natural cercanas

A pesar de que la empresa vertedora de residuos utiliza gas natural como combustible para su aprovechamiento en calderas para su proceso productivo, su demanda de gas natural es inferior al biometano que se generaría en la EDAR de estudio.

Por ello, se plantea inyectar el biometano generado en redes de gas natural cercanas.



Figura 27. Redes de gas natural en el ámbito internacional (Wikimedia, 2009)

Para contextualizar la infraestructura de redes de gas natural en España, es relevante destacar que, en 2021, el 45% del gas natural importado a nivel nacional se transportó a través de gasoductos. Los puntos de entrada de gas natural más importantes a España provienen del norte de África, específicamente de dos países; Marruecos a través de Cádiz y Argelia a través de Almería, como se observa en la Figura 27.



Figura 28. Redes de gas natural en España (ENAGAS, 2014)

Existe un tramo del Gaseoducto Montesa – Denia, véase la Figura 28, que se encuentra a 1 km de la planta EDAR de estudio, esto supone una oportunidad para la inyección de biometano a la red de gas natural de España.

A fecha de 2022, en España hay 146 instalaciones que generan biogás, 6 de las cuales producen biometano procedente de la purificación del biogás. Para 2024 se estima que habrá 64 plantas (Pretor, 2020).

B) Presupuesto de instalación de tuberías de conexión a gaseoducto seleccionado

Para la estimación del presupuesto de la instalación de la tubería de gas que conecte la planta EDAR de estudio con la tubería del Gaseoducto más cercana, se utilizará el software técnico de la empresa CYPE para arquitectura, ingeniería y construcción que generará el precio por metro de longitud de tubería.

En nuestro caso se ha decidido instalar una tubería enterrada de polietileno, debido a que no tiene problemas de corrosión, es más liviano y resistente frente a rupturas y resulta más económico que las tuberías de hierro fundido o de PVC.

Además, las uniones entre tuberías son más seguras debido a que se consiguen mediante soldadura por electrofusión, se someten ambos extremos a altas temperaturas para sellarlas y se fusionan al enfriarse. El polietileno es uno de los materiales para tuberías con mayor vida útil que existe en el mercado.

En base al presupuesto desglosado del Anexo III.

1. El precio de la instalación de la tubería de conducción del biometano es de 34,87 €/m.
2. El precio de la excavación para la instalación de la tubería de conducción de biometano es de 23,05 €/m.

siendo la longitud equivalente desde la planta EDAR de estudio hasta el punto más cercano de la red de gas natural de 1.200 m.

Se estima una inversión de 41.844€ en la instalación de la tubería y 27.640 € en la excavación de una zanja para la instalación de la tubería de conducción de biometano.

Por tanto, en total, se estima una inversión de 69.484€ en la instalación de una tubería de conexión entre la EDAR de estudio y el punto más cercano de la red de gas natural, sin tener en cuenta la compra de las propiedades agrícolas intermedias.

5.3.3.5. Tramitación administrativa

En la Figura 29, se representa el orden secuencial de todas los posibles gestiones que se deben realizar en las instalaciones de upgrading de biogás con conexión a la red de distribución de gas natural de España frente a las administraciones.

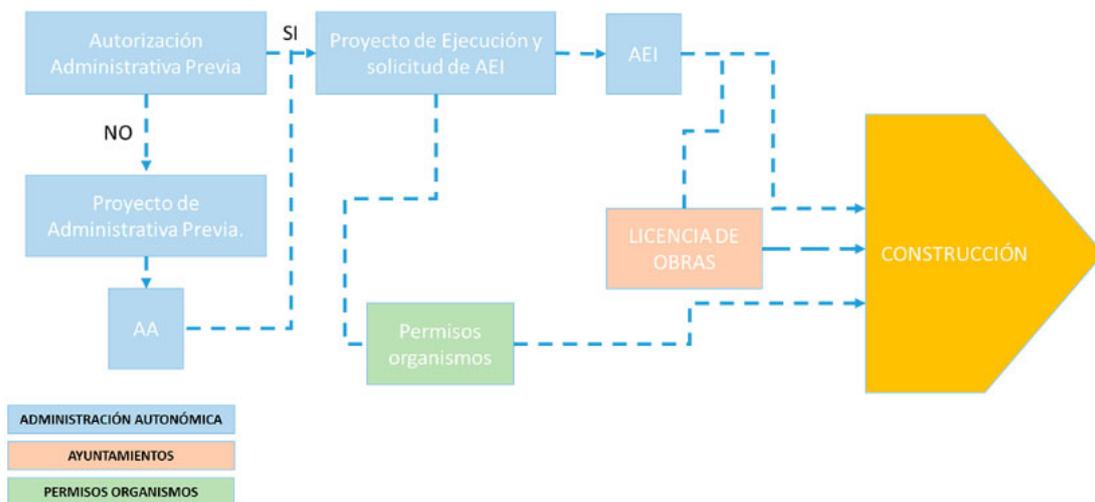


Figura 29. Proceso de tramitación administrativa de construcción de puntos de conexión a la red de distribución de gas natural (Ministerio para la transición ecológica y reto demográfico, 2022)

Plazos estimados para la tramitación administrativa:

- Autorización Administrativa (AA): 6 meses, se tramitará juntamente con el estudio de impacto ambiental y habilita al peticionario a iniciar las obras preparatorias de acondicionamiento del emplazamiento de las instalaciones.
- Autorización de Ejecución de Instalaciones (AEI): 3 meses.
- La tramitación municipal se tramitará mediante una licencia de obras ordinaria: Se estima de 3 meses.

Con el objetivo de alcanzar que el 1% del gas distribuido en España sea biometano para el año 2030, el Gobierno ha implementado un procedimiento administrativo, en el Plan de choque de ahorro y gestión energética en climatización, que permite a las instalaciones de producción de

biometano e hidrógeno conectarse a la red de gaseoductos de transporte y distribución de manera más rápida y con menor tiempo de tramitación de permisos.

Considerando todos los trámites involucrados, se estima que el proceso completo de tramitación para la construcción de un punto de conexión entre la red de gas natural más cercana y la EDAR de estudio lleva aproximadamente de 10 a 12 meses.

5.4. APROVECHAMIENTO TÉRMICO MEDIANTE MOTOR DE COGENERACIÓN

El propósito de explorar esta alternativa de aprovechamiento del biogás es reemplazar el equipo de caldera utilizado actualmente en la EDAR de estudio, que solo utiliza el biogás para generar energía térmica, por otro equipo que pueda aprovechar el biogás para generar tanto energía térmica como eléctrica.

De esta manera, se pretende encontrar un motor de cogeneración que sea capaz de cubrir las necesidades térmicas del proceso de digestión de la EDAR de estudio y, al mismo tiempo, lograr la autosuficiencia energética de la planta.

Los motores de cogeneración presentan una mayor eficiencia en la conversión de combustible a energía en comparación con una caldera y un generador eléctrico operando por separado. Esto se debe a que los motores de cogeneración aprovechan el calor residual de los gases de combustión generado durante la producción de energía térmica para la generación de energía eléctrica.

5.4.1. Motor de cogeneración

5.4.1.1. Pretratamiento (eliminación de H₂S y H₂O)

Como se observa en la Tabla 17, para los motores de cogeneración es necesaria la eliminación del ácido sulfhídrico y del vapor de H₂O del biogás.

En primer lugar, para la eliminación de H₂S del biogás se utilizarán los equipos descritos en el método de adsorción por carbon activo del apartado 5.3.1.1

En segundo lugar, para la eliminación del vapor de H₂O del biogás se utilizará el equipo deshumidificadores del apartado 5.3.2.1

5.4.1.2. Selección del equipo comercial

La Unión Europea ha integrado la cogeneración en su política energética con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y lograr la neutralidad de la huella de carbono para el año 2050. Asimismo, se han establecido retribuciones adicionales, a nivel nacional, para la actividad de generación de energía eléctrica mediante tecnología de cogeneración durante un período de 25 años, según lo establecido en el Real Decreto 413/2014. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico de España, 2014)

Se llevará a cabo una selección del equipo para la EDAR de estudio, de entre los distintos motores de cogeneración presentados en la Tabla 37, obtenidos a través de una consulta de catálogos comerciales:

Tabla 37. Comparación consumo de biogás y potencia térmica y eléctrica generada de los motores de cogeneración seleccionados

Modelo cogeneración	Man (200kW)	Schmitt MO6 CHP B250	Schmitt MO8 CHP B333
Potencia Eléctrica (kW)	200	250	333
Potencia Térmica (kW)	226	237	320
Eficiencia térmica y eléctrica (%)	87,4	83	83,6
Consumo Biogás EDAR estudio (m ³ /h)	64,7	74,5	99,4
Precio (€)	187.200	216.400	256.100

El motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 es el que mejor se adapta a la EDAR de estudio. A pesar de contar un caudal de biogás de operación máximo similar al caudal esperado para el año 2029, su caudal de biogás de operación mínimo es similar al caudal de biogás generado durante los primeros años de su instalación, por lo que es posible que el equipo no esté en funcionamiento durante las horas valle de producción de biogás.

El motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 tiene la capacidad de operar entre el 50-100% de su capacidad nominal en relación con el caudal de biogás disponible. Según las especificaciones técnicas realizando una conversión a las propiedades del biogás generado en la EDAR de estudio, se obtiene la Tabla 38.

Tabla 38. Comparativa de consumo de biogás y potencia térmica y eléctrica a distintos rendimientos de la planta de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333

Schmitt MO8 CHP B333	Rendimiento (%)		
	50%	75%	100%
Potencia Eléctrica (kW)	167	250	333
Potencia Térmica (kW)	208	275	350
Eficiencia térmica y eléctrica (%)	87,4	87,6	87,4
Consumo Biogás EDAR estudio (Nm ³ /h)	49,7	74,6	99,4

Como se observa en la Tabla 38, el funcionamiento del motor de cogeneración en relación con la potencia energética generada y el biogás aportado sigue una tendencia lineal. Esto permite extrapolar la producción térmica y eléctrica al caudal de biogás disponible esperado para cada año.

Tabla 39. Extensión comparativa consumo de biogás y potencia térmica y eléctrica a distintos rendimientos de la planta de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333

Schmitt MO8 CHP B333	Año					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Potencia Eléctrica (kW)	185	221	232	255	279	306
Potencia Térmica (kW)	223	253	263	282	303	325
Consumo Biogás EDAR estudio (Nm ³ /h)	55,3	65,9	69,4	76,1	83,3	91,3
Rendimiento (%)	56	66	70	77	84	92

Las dimensiones del modelo planteado con una cabina de insonorización serían las de la Tabla 40.

Tabla 40. Dimensiones y peso del motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333

A (Longitud) (mm)	4.180
B (Ancho) (mm)	1.440
C (Altura) (mm)	2.400
Peso operacional (kg)	5.490

El tamaño del equipo se ajusta adecuadamente al espacio disponible en la EDAR de estudio, actualmente ocupado por la caldera.

5.4.1.3. Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada

En primer lugar, se contabilizará la variación de temperatura en el caudal de efluente a tratar por el digester anaerobio. Se seguirá el mismo procedimiento que en el apartado 5.3.1.3.

Se empleará la simulación realizada en el programa Mathcad (Anexo II) y descrita en el apartado 4.2.1.1. para cuantificar esta variación de temperatura y se combinará con las condiciones de DQO y caudal objetivo a tratar de la Tabla 20. Comparando estos parámetros con los parámetros de diseño del digester anaerobio actual de la EDAR de estudio de la Tabla 6, se pretende validar la capacidad del digester anaerobio de mantener el rendimiento de eliminación de DQO actual.

Tabla 41. Comparación del funcionamiento del digestor anaerobio por escenario con el equipo de cogeneración seleccionado durante los meses cálidos.

Año		2022*	2022	2024	2027
Schmitt MO8 CHP B333	Temperatura vertido	26,0	25,8	26,3	27,0
	Escenario 1 (°C)				
	Digestor anaerobio	Cumple	No cumple	No cumple	No cumple
	Escenario 1				
Schmitt MO8 CHP B333	Temperatura vertido	28,0	26,5	27,0	27,6
	Escenario 2 (°C)				
	Digestor anaerobio	Cumple	No cumple	No cumple	No cumple
	Escenario 2				

*Situación actual

Como se puede observar en la Tabla 41, el motor de cogeneración seleccionado no logra cumplir en ninguno de los escenarios, tras su implementación en la EDAR de estudio durante los meses cálidos, con el aporte térmico requerido para satisfacer las necesidades del proceso de digestión sin afectar al rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio.

La simulación de la temperatura del efluente a tratar por el digestor anaerobio durante los meses fríos con el motor de cogeneración no se lleva a cabo debido a que se requieren condiciones más estrictas que para los meses cálidos.

5.4.1.4. Previsión de beneficios por actividad

Tal y como se ha detallado en el apartado 5.3.2.3 de este documento, toda energía eléctrica generada está contemplada a través de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, esto incluye a la energía generada a través de cogeneración. De igual forma, se aplican los mismos requisitos y beneficios para las modalidades de autoconsumo energético detalladas en el apartado 5.3.2.3.

Para determinar que modalidad se adecua mejor a la EDAR de estudio, se debe considerar que el motor de cogeneración reemplaza a la caldera, lo que implica que todo el biogás generado se dirigirá hacia el motor de cogeneración. Esto se traducirá en un aumento significativo de la energía eléctrica generada.

Por tanto, la modalidad que mejor se adapta a la EDAR de estudio sería el autoconsumo individual con excedentes, no acogidos a compensación. Esto se debe a que la generación de electricidad con el motor de cogeneración propuesto tiene la capacidad de cubrir el consumo energético de la instalación y potencialmente generar un excedente significativo de energía.

Debido a que el caudal de biogás de operación mínimo del motor de cogeneración es relativamente similar al caudal medio de biogás generado actualmente en la EDAR de estudio, se espera que el equipo no pueda mantenerse en funcionamiento las 24h del día. Por esta razón,

se ha elaborado la Tabla 42, que muestra la potencia eléctrica generada en función del tiempo de operación del motor de cogeneración.

Tabla 42. Potencia eléctrica generada con el biogás disponible y horas de funcionamiento para el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biogás disponible (m ³ /h)	65,9	69,4	76,1	83,3	91,3	95	99
Tiempo de funcionamiento (h/día)	14,4	15,6	16,8	18	19,2	20,4	21,6
Biogás disponible (m ³ /día)	949	1083	1278	1499	1753	1938	2138
Rendimiento (%)	66	70	77	84	92	96	100
Potencia eléctrica (kW/día)	3.179	3.627	4.283	5.023	5.873	6.492	7.164

A pesar de que el motor de cogeneración no estará en funcionamiento durante ciertas horas del día y será necesario recurrir a la compra de energía de la red, la cantidad de energía comprada no resulta significativa. Por lo tanto, la modalidad de autoconsumo con excedentes, acogidas a compensación, no será la más adecuada para la EDAR de estudio.

Tabla 43. Comparación del consumo energético del año 2023 en la EDAR de estudio con motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333

Año	2023
Consumo energético EDAR (kW/h)	35
Potencia eléctrica (kW/h)	132

Además, la instalación de la EDAR de estudio es potencialmente beneficiaria de una retribución adicional a la retribución por la venta de la energía excedente al pertenecer al subgrupo b.7.2: “Instalaciones de generación eléctrica o de cogeneración que empleen como combustible principal biogás, ... generado en digestores anaerobios procedentes de residuos biodegradables de instalaciones industriales...”, según el Real Decreto 413/2014 y debido a que se pretende escoger la modalidad de autoconsumo individual con excedentes, no acogido a compensación, con la cual es posible percibir este tipo de regímenes especiales.

Esta retribución se podrá percibir durante su vida útil regulatoria, definida de 25 años y consta de los siguientes términos:

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

- Retribución a la inversión (Rinv): donde se cubre, en función de la potencia instalada los costes de inversión cuando estos no puedan ser recuperados por la venta de la energía en el mercado.
- Retribución a la operación (Rop): donde se cubre, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por la participación en el mercado eléctrico.

En otras palabras, la EDAR de estudio podría percibir una retribución que cubra los costes de implementación del motor de cogeneración en el caso de que la venta de la energía excedente en el mercado no lo hiciese.

Basándose en la potencia obtenida, para los caudales de biogás disponibles y aplicando el mismo procedimiento descrito en el apartado 5.3.2.3, se obtienen los datos de la Tabla 44.

Tabla 44. Evolución de la venta de electricidad con el biogás disponible en el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Excedente energía tras autoconsumo (kW/mes)	70.473	83.909	103.591	125.794	151.278	169.875	190.016
Venta energía tras autoconsumo (€/mes)	14.412	17.159	21.184	25.725	30.936	34.739	38.858
Impuesto sobre la producción de energía eléctrica (€/mes)	-1.009	-1.201	-1.483	-1.801	-2.166	-2.432	-2.720
Impuesto especial sobre la electricidad (€/mes)	-737	-877	-1.083	-1.315	-1.582	-1.776	-1.987
IVA (€/mes)	-3.026	-3.603	-4.449	-5.402	-6.497	-7.295	-8.160
Venta energía tras autoconsumo tras impuestos (€/mes)	9.640	11.477	14.170	17.207	20.692	23.236	25.991

Combinado con el ahorro energético del autoconsumo de energía eléctrica para que la EDAR de estudio siga operando con normalidad y asumiendo que el consumo energético de la EDAR de estudio se mantenga constante al promedio del año 2022, 35 kW/h, se obtienen los datos de la Tabla 45.

Tabla 45. Evolución del beneficio económico con el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Beneficio Venta electricidad + Autoconsumo (€/mes)	15.175	17.013	19.705	22.742	26.228	28.772	31.527
Beneficio (€/año)	182.105	204.158	236.465	272.910	314.739	345.264	378.324

En conclusión, a pesar de que el beneficio económico esperado por la venta de energía eléctrica generada por el motor de cogeneración sea significativamente superior en comparación con la microturbina C65 Capstone, debido a que no solo garantiza la autosuficiencia energética de la planta, sino que también es capaz de generar un excedente de energía eléctrica desde el primer año de su instalación, el motor de cogeneración no es capaz de cubrir las necesidades térmicas del proceso de digestión de la EDAR de estudio en ninguno de los escenarios propuestos.

Por lo tanto, la alternativa del motor de cogeneración como método de aprovechamiento del biogás generado en la EDAR de estudio no es compatible con los objetivos establecidos en este estudio.

5.4.1.5. Tramitación administrativa

En este caso, se escoge la modalidad de autoconsumo eléctrico con excedentes, no acogidos a compensación, desde el inicio de la implementación del motor de cogeneración, por lo que la energía no autoconsumida será vendida en el mercado eléctrico y recibirá el mismo trato que otras energías generadas por fuentes renovables.

Los trámites son similares a los detallados en el apartado 5.3.2.4. Sin embargo, debido a que la potencia de esta instalación es superior a 100 kW/h existen trámites adicionales.

A continuación, se enumeran los trámites necesarios para esta modalidad de autoconsumo:

1. En primer lugar, se realizará una revisión del proyecto técnico y la licencia de obras existentes para verificar si son válidos para el cambio de modalidad. No se prevé la necesidad de tramitar estos procesos de nuevo, ya que no se espera una ampliación de los equipos de la instalación eléctrica.
2. En segundo lugar, será necesario solicitar el permiso de acceso y conexión a la red eléctrica. Además, dado que se trata de una instalación con una potencia superior a 100 kW/h si sería necesario presentar un aval/garantía.
3. Debido a que se trata de una instalación con una potencia superior a 100 kW/h sí se requerirán trámites autonómicos de impacto ambiental ni de utilidad pública. También será necesario, por la potencia de la instalación, solicitar una autorización administrativa autonómica, tanto previa como de construcción, que puede implicar el abono de las tasas correspondientes.

4. También será necesario solicitar la licencia de obras al municipio de la EDAR de estudio.
5. A continuación, se solicitará el certificado de instalación eléctrica del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) y el certificado de fin de obra, donde se garantiza que se ha realizado la instalación según el proyecto técnico de la instalación.
6. Dado que se trata de una instalación en la que se realizará una actividad económica al vender la energía excedente en el mercado, es conveniente consultar con las autoridades locales si es necesario solicitar una licencia de actividad correspondiente.
7. Además, será necesaria la inscripción en el registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica.
8. Por último, la EDAR de estudio deberá establecer un acuerdo de representación en el mercado con una compañía comercializadora para la venta de energía. Esto se debe a que la EDAR de estudio no genera suficiente potencia eléctrica como para justificar su registro como generador en el mercado y vender la energía directamente en el mercado eléctrico

Considerando todos los trámites involucrados, se estima que el proceso completo de tramitación para la modalidad de autoconsumo eléctrico con excedentes, no acogidos a compensación, en la EDAR de estudio lleva aproximadamente de 5 a 6 meses.

Adicionalmente en paralelo, debido a que el motor de cogeneración genera energía térmica, se requerirá cumplir con el reglamento del RITE, especificado en el apartado 5.3.1.4.

Por lo tanto, combinando la gestión administrativa del motor de cogeneración por su generación de energía eléctrica junto con su generación energía térmica, se estima que el proceso completo de tramitación para esta alternativa de aprovechamiento es de 6 a 7 meses.

5.4.2. Motor de cogeneración + digester anaerobio adicional en paralelo

Como se ha demostrado en el apartado 5.4.1.3 la implementación del motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333 no permite mantener el rendimiento de eliminación de DQO del digester anaerobio de la EDAR de estudio, por lo que, se propone la integración de este sistema de aprovechamiento de biogás con una mejora en el proceso de tratamiento de vertidos en la EDAR de estudio.

Con este fin, se considera la instalación de un segundo digester anaerobio en paralelo. Esta alternativa busca resolver el problema del tratamiento del efluente de entrada mediante la división de la carga de trabajo entre ambos digestores.

El motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333, por tanto, no se implementará por su generación térmica, sino por el beneficio económico que aportará a la EDAR de estudio mediante su generación de energía eléctrica, demostrado en la Tabla 45.

La inversión realizada en la ampliación de la EDAR de estudio, con la implementación del segundo digester anaerobio, se verá justificada mediante este beneficio económico.

Por lo tanto, en base a la Figura 5 y considerando todos los equipos involucrados en esta alternativa, el diagrama de proceso de la EDAR de estudio sería el mostrado en la Figura 30.

5.4.2.1. Pretratamiento (eliminación de H₂S y H₂O)

Las necesidades de pretratamiento del biogás en esta alternativa son idénticas a las mencionadas en el apartado 5.4.1, por lo tanto, se implementarán los mismos equipos.

En primer lugar, para la eliminación de H₂S del biogás se utilizarán los equipos descritos en el método de adsorción por carbon activo del apartado 5.4.1.1.

En segundo lugar, para la eliminación del vapor de H₂O del biogás se utilizará el equipo deshumidificador del apartado 5.4.2.1.

5.4.2.2. Selección equipo comercial

Dado que la elección del digester anaerobio se aleja del alcance definido por el proyecto, ya que no se trata de un equipo de aprovechamiento de biogás, se tomará en cuenta la política de empresa referente a la continuidad con los proveedores existentes.

La empresa, por tanto, posee experiencia y conocimiento en el funcionamiento y mantenimiento de este equipo en particular, lo que resultará en una mayor eficiencia al momento de su puesta en marcha.

Por lo tanto, se ha propuesto la instalación de un digester anaerobio BIOPAQ[®]IC con una capacidad media de trabajo de 32 m³/h de vertido. En comparación, el digester anaerobio actual tiene una capacidad media de trabajo de 42 m³/h de vertido.

En base a la opinión de expertos el precio del equipo, incluido el acondicionamiento del terreno y su instalación, se estima de 1.200.000€.

El principal inconveniente de este equipo es su tamaño. Esto se debe a la limitación de espacio disponible en la EDAR de estudio, especialmente cercano al digester anaerobio actual, respetando así, la distribución del proceso de tratamiento.

Tabla 46. Dimensiones estimadas del digester anaerobio BIOPAQ[®]IC con un caudal de diseño medio de 32 m³/h

∅ (Diámetro) (mm)	3.000
C (Altura) (mm)	17.000

Las dimensiones del equipo se ajustan adecuadamente al espacio de la zona 10 de la EDAR de estudio, que actualmente está ocupado por un habitáculo modular utilizado como taller. No obstante, para la instalación del digester anaerobio adicional, sería necesario trasladar este habitáculo modular y llevar a cabo trabajos de acondicionamiento del terreno.

Esta zona resultaría ser la más adecuada, ya que se sitúa cerca tanto del digester anaerobio original como del gasómetro, lo que permite conservar el proceso de tratamiento sin la necesidad de implementar un extenso sistema de tuberías.

5.4.2.3. Impacto térmico en el proceso de eliminación de DQO del efluente de entrada

Esta alternativa se basa en la estrategia actualmente empleada en la EDAR de estudio durante los escenarios 2, donde se trata el efluente de entrada con parámetros adversos. Esta estrategia consiste en reducir el caudal del efluente a tratar por el digestor anaerobio para mantener el rendimiento de eliminación de DQO.

Es por ello que, la incorporación de un segundo digestor anaerobio en paralelo permite incrementar la capacidad de tratamiento de la EDAR de estudio sin la necesidad de aumentar la temperatura del vertido. Ambos digestores anaerobios tratarían caudales de efluente dentro de sus parámetros de diseño medios. Esto significaría que, a pesar de la creciente dificultad esperada de los parámetros del efluente de entrada, los digestores anaerobios serían capaces de mantener el rendimiento de eliminación de DQO actual.

Además, con la incorporación de un segundo digestor anaerobio en paralelo se resuelve el inconveniente de utilizar la estrategia del escenario 2 durante un período de tiempo prolongado. Esto se debe a que, el tanque de homogeneización ya no alcanzaría su capacidad máxima, ya que se estaría tratando un caudal de efluente equivalente o superior al de entrada.

No obstante, a pesar de utilizar el mismo motor de cogeneración al desarrollado en el apartado 5.4.1.3. para la generación térmica, debido a la capacidad de tratamiento máxima conjunta de ambos digestores anaerobios, el proceso de digestión de la EDAR de estudio permite la activación continua de un flujo de recirculación en el tanque de homogeneización.

Con el fin de cuantificar la posible variación de temperatura adicional debido al impacto del flujo de recirculación de efluente tratado, se emplea una simulación realizada en el programa Mathcad (Anexo II) y descrita en el apartado 4.2.5. La variable en función del tiempo que se desea obtener es la temperatura del efluente a tratar a la entrada de los digestores anaerobios.

En cuanto a las condiciones del efluente de entrada objetivo a tratar, tanto la DQO como el caudal para cada escenario de operación se mantienen sin cambios respecto a lo expuesto en la Tabla 20. No obstante, para verificar la capacidad de los digestores anaerobios de tratar el efluente de entrada sin disminuir el rendimiento de eliminación de DQO actual, el caudal objetivo a tratar será dividido respectivamente entre ambos digestores anaerobios.

La validación se llevará a cabo haciendo referencia a los parámetros de diseño del digestor anaerobio actual de la EDAR de estudio, que se muestran en la Tabla 6.

En las Tablas 47 y 48 se representan las tres condiciones del vertido, descritas anteriormente, durante los meses calurosos y fríos junto con el desempeño de ambos digestores anaerobios.

Tabla 47. Comparación del funcionamiento de los digestores anaerobios en los escenarios 1 y 2 con el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333 para meses cálidos

	Año			
	2022*	2022	2024	2027
DQO objetivo a tratar Escenario 1 (ppm)	1.794	1.794	2.200	2.892
Temperatura vertido Escenario 1 (°C)	26,0	26,4	26,6	27,2
Caudal objetivo a tratar Escenario 1 (m ³ /h)	72	82	82	82
Caudal a tratar digestor anaerobio 1 Escenario 1 (m ³ /h)	72	51	51	51
Digestor anaerobio 1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caudal a tratar digestor anaerobio 2 Escenario 1 (m ³ /h)	-	31	31	31
Digestor anaerobio 2	-	Cumple	Cumple	Cumple
DQO objetivo a tratar Escenario 2 (ppm)	3250	3250	3750	4000
Temperatura vertido Escenario 2 (°C)	28,0	26,7	27,2	27,8
Caudal objetivo a tratar Escenario 2 (m ³ /h)	42	66	68	72
Caudal a tratar digestor anaerobio 1 Escenario 2 (m ³ /h)	42	41	41	41
Digestor anaerobio 1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caudal a tratar digestor anaerobio 2 Escenario 2 (m ³ /h)	-	25	27	31
Digestor anaerobio 2	-	Cumple	Cumple	Cumple

*Situación actual

Tabla 48. Comparación del funcionamiento de los digestores anaerobios en los escenarios 1 y 2 con el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333 para meses fríos

	Año			
	2022*	2022	2024	2027
DQO objetivo a tratar Escenario 1 (ppm)	1.794	1.794	2.200	2.892
Temperatura vertido Escenario 1 (°C)	21,3	21,8	22,0	22,8
Caudal objetivo a tratar Escenario 1 (m ³ /h)	72	82	82	82
Caudal a tratar digestor anaerobio 1 Escenario 1 (m ³ /h)	72	51	51	51
Digestor anaerobio 1	No cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caudal a tratar digestor anaerobio 2 Escenario 1 (m ³ /h)	-	31	31	31
Digestor anaerobio 2	-	Cumple	Cumple	Cumple
DQO objetivo a tratar Escenario 2 (ppm)	3250	3250	3750	4000
Temperatura vertido Escenario 2 (°C)	23,5	22,2	22,9	23,5
Caudal objetivo a tratar Escenario 2 (m ³ /h)	42	66	68	72
Caudal a tratar digestor anaerobio 1 Escenario 2 (m ³ /h)	42	41	41	41
Digestor anaerobio 1	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple
Caudal a tratar digestor anaerobio 2 Escenario 2 (m ³ /h)	-	25	27	31
Digestor anaerobio 2	-	Cumple	Cumple	Cumple

*Situación actual

Como se puede observar en la Tabla 47 y 48, el aporte térmico proporcionado por el motor de cogeneración combinado con la distribución del caudal objetivo a tratar en los dos digestores anaerobios en paralelo garantiza que el rendimiento de eliminación de DQO de los digestores anaerobios se mantenga constante tanto para los distintos escenarios planteados como para todos los meses del año.

5.4.2.4. Previsión de beneficios por actividad

En primer lugar, debido a que se implementa el mismo motor de cogeneración que en el apartado 5.4.1. el beneficio esperado por la generación de energía eléctrica es similar al obtenido en el apartado 5.4.1.4.

Es por ello que, la EDAR de estudio podría percibir una retribución que cubra los costes de implementación del motor de cogeneración en el caso de que la venta de la energía excedente en el mercado no lo hiciese, desarrollado más en detalle en el apartado 5.4.1.4.

Por tanto, la modalidad que mejor se adapta a la EDAR de estudio sería el autoconsumo individual con excedentes, no acogidos a compensación. Esto se debe a que la generación de electricidad con el motor de cogeneración propuesto tiene la capacidad de cubrir el consumo energético de la instalación y potencialmente generar un excedente significativo de energía.

No obstante, se espera que el biogás disponible en la EDAR de estudio sea potencialmente mayor en comparación con el planificado para el apartado 5.4.1.4. Esto se debe a que, con la activación continua de un flujo de recirculación de efluente tratado hacia el tanque de homogeneización, se reducirá la concentración de DQO del efluente almacenado en el tanque de homogeneización, y por tanto ocurrirá un aumento en el rendimiento de eliminación de DQO de los digestores anaerobios.

Para cuantificar el potencial aumento de generación de biogás se determinará en primer lugar el caudal de recirculación de efluente tratado hacia el tanque de homogeneización según el escenario de operación, tal y como se observa en la Tabla 49.

Tabla 49. Caudal de recirculación de efluente tratado a tanque de homogeneización según escenario de operación EDAR de estudio.

	Año		
	2022	2024	2027
DQO objetivo a tratar Escenario 1 (ppm)	1.794	2.200	2.892
Temperatura efluente a tratar Escenario 1 (°C)	25,8	26,3	27
Caudal objetivo a tratar Escenario 1 (m ³ /h)	82	82	82
Caudal máximo a tratar digester anaerobio 1 Escenario 1 (m ³ /h)	62	52	52
Caudal máximo a tratar digester anaerobio 2 Escenario 1 (m ³ /h)	48	40	40
Caudal recirculación efluente tratado Escenario 1 (m³/h)	28	10	10
DQO objetivo a tratar Escenario 2 (ppm)	3.250	3.750	4.000
Temperatura efluente a tratar Escenario 2 (°C)	25,8	26,3	27
Caudal objetivo a tratar Escenario 2 (m ³ /h)	66	68	72
Caudal máximo a tratar digester anaerobio 1 Escenario 2 (m ³ /h)	42	42	42
Caudal máximo a tratar digester anaerobio 2 Escenario 2 (m ³ /h)	32	32	32
Caudal recirculación efluente tratado Escenario 2 (m³/h)	8	6	2

A continuación en la Tabla 50, se cuantificará el impacto del caudal de recirculación del efluente tratado hacia el tanque de homogeneización, calculando la nueva concentración de DQO de dicho tanque.

Tabla 50. DQO tanque de homogeneización en función del caudal de recirculación de efluente tratado según escenario de operación EDAR de estudio.

	Año		
	2022	2024	2027
DQO objetivo a tratar Escenario 1 (ppm)	1794	2200	2892
Caudal recirculación efluente tratado Escenario 1 (m ³ /h)	28	10	10
DQO t.homogeneización Escenario 1(ppm)	1421	1997	2614
Reducción de concentración DQO tanque de homogeneización Escenario 1 (%)	21%	9%	10%
DQO objetivo a tratar Escenario 2 (ppm)	3.250	3.750	4.000
Caudal recirculación efluente tratado Escenario 2 (m ³ /h)	8	6	2
DQO t.homogeneización Escenario 2 (ppm)	2934	3473	3901
Reducción de concentración DQO tanque de homogeneización Escenario 2 (%)	10%	7%	2%

Por ello, con una disminución de concentración de DQO del tanque de homogeneización, el rendimiento de DQO del proceso anaerobio será superior al 84% inicialmente propuesto, por lo que se garantiza que una mayor cantidad de materia orgánica será aprovechada energéticamente y convertida a biogás.

Debido a la disminución de la concentración de DQO en el tanque de homogeneización, se espera que el rendimiento de eliminación de DQO del proceso anaerobio sea superior al 84%

inicialmente propuesto. Esto garantiza que una mayor cantidad de materia orgánica sea aprovechada energéticamente y convertida en biogás.

Siendo el rendimiento de eliminación de DQO del proceso de digestión anaerobio del 90%, en comparación con el 84% actual, la producción de biogás estimada en la Tabla 15, se incrementará un 7%. Lo que supondrá unos beneficios, por la operación de venta de la electricidad generada, ligeramente superiores a los de la Tabla 45:

En primer lugar, con el aumento de la cantidad de biogás generada, aumentará el tiempo de funcionamiento del motor de cogeneración que llevará a una producción de energía eléctrica superior, como se muestra en la Tabla 51.

Tabla 51. Potencia eléctrica generada con el biogás disponible y tiempo de funcionamiento, con digester anaerobio adicional, mediante el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Biogás disponible (Nm ³ /h)	71	74	81	89	98	103	107
Tiempo de funcionamiento (h/día)	16,3	17,8	19,0	20,2	21,6	22,3	22,8
Biogás aprovechado (m ³ /día)	1.151	1.319	1.544	1.797	2.110	2.293	2.440
Rendimiento (%)	71	75	82	90	98	100	100
Potencia eléctrica (kW/día)	3.855	4.418	5.172	6.020	7.069	7.433	7.592

Además, el consumo de energía eléctrico de la EDAR de estudio disminuye con la implementación de un digester anaerobio adicional:

- Es necesario tener en cuenta que la bomba de inyección de efluente a tratar al digester anaerobio actual trabajará con un régimen de trabajo superior, por lo que se estima un consumo eléctrico superior al actual de 6 kW/h.
- No será necesario incorporar un equipo adicional de bombeo del efluente tratado desde los digestores anaerobios hacia el tanque de homogeneización, debido a la diferencia de cota existente entre ambas zonas.
- Debido al aumento del rendimiento de eliminación de DQO por parte de los digestores anaerobios, la concentración de DQO del efluente a tratar por el digester aerobio disminuye.

Considerando el consumo eléctrico actual de los equipos de aireación necesarios para la correcta degradación de la DQO en el digester anaerobio y estimando una reducción

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

del 40% en la DQO a digerir, se espera una reducción del consumo eléctrico de la EDAR de estudio de aproximadamente 75 kW/h.

Por lo tanto, contabilizando el coste eléctrico adicional de la bomba de impulsión a los digestores anaerobios de la EDAR de estudio frente a la reducción de costes de operación del tratamiento aerobio, resulta en una reducción en consumo eléctrico de 69 kW/día o lo que equivale a 5.600 €/año. Además, esta energía eléctrica no autoconsumida puede ser vendida en el mercado eléctrico como excedente.

Tabla 52. Evolución venta de electricidad con biogás disponible, con digestor anaerobio adicional, mediante el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Excedente energía tras autoconsumo (kW/mes)	92.826	109.716	132.332	157.762	189.244	200.147	204.942
Venta energía tras autoconsumo (€/mes)	18.983	22.437	27.062	32.262	38.700	40.930	41.911
Impuesto sobre la producción de energía eléctrica (€/mes)	-1.329	-1.571	-1.894	-2.258	-2.709	-2.865	-2.934
Impuesto especial sobre la electricidad (€/mes)	-971	-1.147	-1.384	-1.649	-1.979	-2.093	-2.143
IVA (€/mes)	-3.986	-4.712	-5.683	-6.775	-8.127	-8.595	-8.801
Venta energía tras autoconsumo tras impuestos (€/mes)	12.697	15.007	18.101	21.579	25.886	27.377	28.033

Combinando el beneficio percibido de la venta de la energía de la Tabla 52 junto con el ahorro energético del autoconsumo de energía eléctrica para que la EDAR de estudio siga operando con normalidad, y asumiendo que el consumo energético de la EDAR de estudio se mantiene constante al promedio del año 2022 (35 kW/h), se obtiene la Tabla 53.

Tabla 53. Evolución beneficio económico, con digester anaerobio adicional, mediante el motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333.

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Beneficio venta electricidad + autoconsumo (€/mes)	18.233	20.543	23.637	27.115	31.421	32.913	33.569
Beneficio (€/año)	218.795	246.518	283.641	325.382	377.057	394.953	402.824

Por último, con la incorporación de un digester anaerobio adicional, ya no es necesario mantener estrictamente las condiciones de pH del tanque de homogeneización dentro de un rango específico para favorecer el proceso de digestión en ausencia de temperatura en el efluente a tratar.

Por ello, el consumo de reactivos químicos como hidróxido de sodio (NaOH) al 50% actualmente usado en la EDAR de estudio disminuye. El consumo actual de este producto es de 234 litros/día, y se estima en base a proveedores comerciales que su precio es de 2,2€/litro, incluyendo el transporte.

En base a la experiencia de la EDAR de estudio, con la activación del sistema de recirculación puntual con un caudal de 14-25 m³/h, se logra una disminución del consumo de NaOH entre un 25 y un 35%.

Por lo que con los caudales de recirculación esperados constantes de la Tabla 48, se asume una reducción anual del 30% del consumo de NaOH y habría que contabilizar un ahorro en costes de operación de la EDAR de estudio equivalente a 57.000 €/año.

5.4.2.5. Tramitación administrativa

Dado que en esta alternativa se emplea el mismo motor de cogeneración que en el apartado 5.4.1, se opta por la modalidad de autoconsumo eléctrico con excedentes, no acogidos a compensación. Los trámites administrativos específicos para esta alternativa se detallan en el apartado 5.4.1.5.

En conclusión, tomando en cuenta la potencia de la instalación, que supera los 100 kW/h, y considerando todos los trámites adicionales para el inicio de la generación de energía eléctrica, se estima que el proceso de tramitación lleva aproximadamente de 5 a 6 meses.

Adicionalmente en paralelo, debido a que el motor de cogeneración genera energía térmica, se requerirá cumplir con el reglamento del RITE, especificado en el apartado 5.3.1.4.

Por lo tanto, combinando la gestión administrativa del motor de cogeneración por su generación de energía eléctrica junto con su generación de energía térmica, se estima que el proceso completo de tramitación para esta alternativa de aprovechamiento es de 6 a 7 meses.

No obstante, dado que se llevará a cabo una ampliación de las instalaciones de la EDAR de estudio, es posible que se requieran trámites administrativos adicionales relacionados con la obtención de una licencia de obras para la incorporación del digestor anaerobio adicional. El tiempo necesario para completar estos trámites no se puede determinar de forma precisa en el momento de realización de este estudio.

CAPÍTULO 6. SELECCIÓN DEL MÉTODO DE APROVECHAMIENTO ÓPTIMO DEL BIOGÁS

6.1. SELECCIÓN DE LOS PARÁMETROS OBJETIVO Y ASIGNACIÓN DE PRIORIDAD

En primer lugar, se presentan en la Tabla 54 los parámetros de selección que se tendrán en cuenta para evaluar el nivel de desempeño de las distintas alternativas planteadas en este estudio.

Los porcentajes asignados a cada parámetro de selección se han determinado teniendo en cuenta la prioridad de las necesidades de la EDAR de estudio.

Tabla 54. Selección de parámetros objetivo y asignación de prioridad a cada parámetro

Indicadores	Parámetros	Peso en porcentaje (%)
Económicos	VAN	10
	TIR	10
	Análisis sensibilidad precio mercado libre eléctrico	10
Instalación	Trámites administrativos	5
	Acondicionamiento instalaciones EDAR de estudio	5
Operación	Adecuado tratamiento del efluente de entrada de la EDAR de estudio	50
	Comportamiento equipos de aprovechamiento de biogás ante perturbaciones negativas en la producción de biogás de la EDAR de estudio	10

6.2. COMPARATIVA DE LOS PARÁMETROS OBJETIVO ENTRE LOS DISTINTOS MÉTODOS DE APROVECHAMIENTO DE BIOGÁS PROPUESTOS

6.2.1. VAN y TIR

Con el objetivo de demostrar todos los pasos involucrados en el cálculo de las métricas VAN y TIR, se utilizará a modo de ejemplo de cálculo la alternativa de aprovechamiento de biogás mediante un motor de cogeneración. Para ello, se hará uso de los datos obtenidos en el apartado 5.4.1. de este documento.

En primer lugar, en la Tabla 55 se representan los potenciales costes de la inversión, esta recopilación se realizará para cada alternativa de uso del biogás.

Tabla 55. Coste de inversión para instalación del motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333

Inversión - Equipos	292.500 €	Motor de cogeneración: Schmitt MO8 CHP B333	256.100 €
		Filtro reducción ácido sulfhídrico: Aqualimpia AQL-100	10.700 €
		Equipo deshumidificador de biogás: EnerDryer ED(100)	25.700 €
Gasto - Administrativo y programación	3.000 €		
Inversión - Obra civil	2.000 €		
Inversión - Montaje y calderería	5.000 €		

En segundo lugar, para la obtención de los flujos de caja de la alternativa motor de cogeneración de la Tabla 56 se combinan las previsiones de beneficios por actividad desarrolladas en sus respectivos apartados con las proyecciones de gastos de operación.

En este caso, estos incluyen:

- Gasto – Carbón activo:
Se considerará la capacidad máxima del filtro de reducción de ácido sulfhídrico Serie AQL-100, la cual es de 200 kg de carbón activo. La cantidad de carbón activo a emplear se ajustará según la cantidad de biogás disponible para su aprovechamiento energético en cada año del estudio.

Además, se tendrá en cuenta el precio del carbón activo AIRPEL® ULTRA DS-5, que es de 3,2 €/ Kg y se planificará el remplazo completo del carbón activo dos veces al año para mantener la eficacia del equipo.

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

- Gasto – Consumo eléctrico de los equipos de tratamiento de biogás involucrados:
Se considerará el consumo eléctrico asociado a los equipos de tratamiento de biogás:

1. Equipo de deshumidificación de biogás serie ED(100)(35/10): 2kWh
2. Motor de cogeneración Schmitt M08 CHP B333: 5kWh

Estos precios se combinarán con el precio de la energía suministrado por una comercializadora eléctrica, que es de 0,22232 €/kWh.

Además, se tendrán en cuenta las horas de funcionamiento proyectadas para los equipos, según lo establecido en la Tabla 42.

- Gasto – Mantenimiento de los equipos de tratamiento de biogás involucrados:
Se considerará una tasa de mantenimiento anual del 4% a partir del primer año de instalación de todos los equipos de tratamiento de biogás involucrados.

Tabla 56. Flujos de caja detallados generados por el equipo de cogeneración Schmitt M08 CHP B333

	Año						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Inversión equipos	302.500 €						
Coste - Carbón activo	960 €	1.024 €	1.152 €	1.216 €	1.280 €	1.280 €	1.280 €
Coste - Consumo eléctrico equipos de tratamiento de biogás	8.068 €	8.740 €	9.412 €	10.084 €	10.757 €	11.429 €	12.101 €
Coste - Mantenimiento piezas y mano de obra de equipos de tratamiento de biogás	0 €	11.700 €	11.700 €	11.700 €	11.700 €	11.700 €	11.700 €
Beneficio - Venta electricidad	182.105 €	204.158 €	236.465 €	272.910 €	314.739 €	348.630 €	381.887 €
Flujo de Caja	-129.422 €	53.272 €	267.473 €	517.382 €	808.384 €	1.132.605 €	1.489.410 €

A continuación, se procederá al cálculo del factor de actualización para cada año del estudio mediante una tasa de actualización del 15%, que ha sido adoptada por política de la empresa.

Este factor permite la obtención del flujo de caja actualizado, ajustando los flujos de caja futuros a su valor presente, teniendo en cuenta el valor del dinero con el tiempo. Obteniendo así la Tabla 57.

Tabla 57. Flujos de caja actualizados generados por el equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333

	Año						
	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Factor actualización	1,00	0,87	0,76	0,66	0,57	0,50	0,43
Flujo de caja	-129.422 €	53.272 €	267.473 €	517.382 €	808.384 €	1.132.605 €	1.489.410 €
Flujo de caja actualizado	-129.422 €	46.323 €	202.248 €	340.187 €	462.196 €	563.105 €	643.913 €

Finalmente se obtendrán a partir de los flujos de caja actualizados las métricas VAN, TIR y Payback mediante las expresiones del apartado 4.3, representadas en la Tabla 58.

Tabla 58. VAN y TIR con los flujos de caja actualizados generados por el equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333

Motor de cogeneración: Schmitt MO8 CHP B333	VAN	921.532 €
	TIR	141%
	Payback	1

Una vez aplicado este método de cálculo a las demás alternativas de aprovechamiento de biogás, se obtiene, a modo resumen, la Tabla 59.

Tabla 59. Comparación VAN y TIR entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás en base a los supuestos expuestos.

	Caldera	Caldera + microturbina	Caldera + inyección a red de gas natural	Motor de cogeneración	Motor de cogeneración + digestor anaerobio adicional
Inversión total estimada	92.000 €	201.400 €	785.000 €	302.500 €	1.514.500 €
Año inicio inversión	2023	2023	2023	2023	2023
Años proyectados	7	7	7	7	9
VAN	-511.034 €	-465.199 €	-2.218.930 €	921.532 €	-1.157.800 €
TIR	ERROR	ERROR	ERROR	141%	7%
Payback	ERROR	6	ERROR	1	5

Es importante destacar que únicamente la alternativa que utiliza el motor de cogeneración como equipo de generación térmica y eléctrica es económicamente viable según las métricas VAN y TIR. Esto se debe principalmente a dos razones: en primer lugar, su capacidad de generación eléctrica es superior a la de la microturbina propuesta y en segundo lugar, la EDAR de estudio obtiene beneficios desde el momento en que se implementa esta alternativa de aprovechamiento de biogás.

La alternativa que combina el uso de un motor de cogeneración con una ampliación de la EDAR de estudio mediante la incorporación de un digestor anaerobio adicional no es económicamente viable. Esto se debe principalmente a dos razones: en primer lugar, se realiza una inversión significativa en su totalidad durante el primer año y, en segundo lugar, a pesar de que los flujos de caja aumentan considerablemente con el paso del tiempo debido al aumento de biogás disponible, el factor de actualización reduce casi en su totalidad su impacto en la métrica VAN.

Tal y como se muestra en la Tabla 59, la alternativa de aprovechamiento de biogás que implica el uso de calderas y la purificación de biogás a biometano e inyectarlo a la red de gas natural no resulta económicamente viable según las métricas VAN y TIR. Esto se debe a la significativa inversión inicial requerida y a la limitada cantidad de biogás disponible tras cubrir las necesidades térmicas de la EDAR de estudio.

Además, la alternativa de aprovechamiento de biogás que implica el uso de calderas y microturbinas para la generación de energía eléctrica no resulta económicamente viable según las métricas VAN y TIR. Esto se debe a que el coste de la inversión está dividido en dos años: en 2023, cuando se incorpora la nueva caldera, y en 2025, cuando se incorpora la microturbina. Al realizar el análisis económico de la alternativa en su conjunto, se observa que no resulta viable debido a que en los dos primeros años no se genera ningún beneficio por actividad.

Por rigor de este estudio, se considera en primer lugar realizar el análisis económico exclusivamente de la microturbina. Esta variación tiene como objetivos eliminar el efecto de que la microturbina tenga que cubrir la inversión asociada a la caldera y evitar las penalizaciones de empezar a generar beneficios por actividad a partir del año de instalación de la microturbina debido a la tasa de actualización. Además, se contempla repetir este estudio implementando la microturbina un año más tarde de lo inicialmente propuesto. Esta ampliación resulta económicamente beneficiosa debido a que se espera contar con una mayor cantidad de biogás disponible.

Tabla 60. Comparación VAN y TIR microturbina C65 Capstone según el año de inicio de la inversión

Año inicio inversión	2025	2026
Años proyectados	5	5
Valor actual	-30.842 €	186.170 €
TIR	8%	63%
Payback	3	2

De acuerdo con los resultados presentados en la Tabla 60, la microturbina C65 Capstone resultaría económicamente viable por sí sola si se instala a partir del año 2026. Esto se debe principalmente a que, en este escenario, la EDAR de estudio opta por la modalidad de autoconsumo energético sin excedentes solo durante 1 año, en lugar de 2 años, y además se cuenta con una mayor cantidad de biogás disponible, lo que aumenta el beneficio esperado por actividad. No obstante, es importante destacar que, durante el año 2025, todo el biogás generado y no consumido en la caldera será desaprovechado energéticamente en la antorcha.

6.2.2. Análisis de sensibilidad

Para garantizar la integridad de las alternativas de aprovechamiento de biogás propuestas, se realizará un análisis de sensibilidad a todas aquellas alternativas de aprovechamiento de biogás con una TIR superior a la TIR objetivo del 15%.

Es por ello que solo se realizará este análisis para la alternativa de aprovechamiento de biogás mediante el motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333, en el cual se corroborará la integridad del proyecto ante variaciones adversas en parámetros clave.

- **Análisis de sensibilidad 1:** el precio de la electricidad disminuye en un máximo del 60% de su valor actual, tanto el precio de mercado libre eléctrico como el precio de la energía por comercializadora eléctrica tal como se muestra en la Tabla 61.

Tabla 61. Análisis de sensibilidad de la TIR del equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 respecto al precio de venta de la electricidad y el precio de la electricidad por comercializadora

TIR Objetivo	15%	Precio mercado libre eléctrico (€/kW)						
TIR Base	141%	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,19	0,21
Precio comercializadora eléctrica (€/ kW)	0,14	-8%	12%	30%	48%	67%	86%	107%
	0,15	-5%	14%	33%	51%	70%	90%	111%
	0,16	-2%	17%	36%	54%	73%	93%	115%
	0,17	1%	20%	38%	57%	76%	97%	119%
	0,17	4%	23%	41%	60%	79%	100%	123%
	0,18	7%	26%	44%	63%	83%	104%	127%
	0,19	10%	29%	47%	66%	86%	108%	132%
	0,20	13%	31%	50%	69%	90%	112%	136%

- **Análisis de sensibilidad 2:** a partir del segundo año, la producción de biogás se estabiliza, lo que resulta en que la energía eléctrica generada no aumenta, reduciendo así el beneficio esperado por actividad, representado en la Tabla 62.

Tabla 62. Análisis de sensibilidad de la TIR del equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 respecto al precio de venta de la electricidad y la producción de biogás

TIR Objetivo	15%	Precio mercado libre eléctrico (€/kW)						
TIR BASE	105%	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,19	0,21
Producción biogás (Nm ³ /día)	949	36%	50%	65%	76%	86%	97%	109%
	968	38%	52%	66%	79%	88%	99%	112%
	987	39%	53%	67%	81%	91%	102%	115%
	1006	40%	54%	69%	83%	93%	105%	118%
	1025	41%	55%	70%	85%	96%	108%	121%
	1044	43%	57%	71%	86%	99%	110%	124%
	1064	44%	58%	72%	87%	101%	113%	127%
1083	45%	59%	74%	89%	104%	116%	129%	

- **Análisis de sensibilidad 3:** además de los impuestos contabilizados en este estudio, como productor de energía eléctrica existen ciertas obligaciones tributarias al realizar una actividad económica.

Tabla 63. Análisis de sensibilidad de la TIR del equipo de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 respecto al precio de venta de la electricidad y a obligaciones tributarias adicionales sobre el beneficio esperado como productor de energía eléctrica.

TIR Objetivo	15%	Precio mercado libre eléctrico (€/KW)						
TIR Base	141%	0,09	0,11	0,13	0,15	0,17	0,19	0,21
Obligaciones tributarias adicionales sobre el beneficio esperado por actividad (%)	0%	20%	39%	58%	78%	99%	122%	148%
	7%	14%	32%	49%	67%	86%	106%	128%
	14%	8%	24%	40%	57%	74%	91%	110%
	21%	1%	17%	32%	47%	62%	77%	94%
	29%	-6%	9%	23%	36%	50%	64%	78%
	36%	-13%	1%	14%	26%	38%	51%	63%
	43%	-20%	-7%	5%	16%	27%	38%	49%
	50%	-29%	-16%	-5%	5%	15%	25%	34%

En base a los tres análisis de sensibilidad realizados acerca del comportamiento de la TIR, la alternativa de aprovechamiento de biogás mediante el motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333, resulta ser completamente robusta ante escenarios significativamente adversos.

6.2.3. Trámites administrativos

A modo resumen, se presenta la Tabla 64, donde se observa el tiempo estimado para el inicio de la actividad correspondiente a cada alternativa de aprovechamiento de biogás, relacionado con gestiones administrativas.

Tabla 64. Comparación tiempo trámites administrativos entre las alternativas de aprovechamiento de biogás presentadas.

	Caldera	Caldera + microturbina	Caldera + inyección a red de gas natural	Motor de cogeneración	Motor de cogeneración + digester anaerobio adicional
Gestiones administrativas - tiempo total (mes)	2-3	9-11	12-15	6-7	6-7 *
Períodos de tramitación	1	3	2	1	1

*En esta tabla no se ha considerado el posible incremento en el tiempo que podría surgir derivado de la obtención de permisos de construcción en caso de realizarse una ampliación de las instalaciones de la EDAR de estudio.

La alternativa de aprovechamiento energético del biogás para la generación de energía eléctrica mediante microturbina requiere un mayor tiempo para lidiar con las gestiones administrativas que el motor de cogeneración. Esto se debe a que se opta por emplear dos modalidades de autoconsumo distintas a lo largo de este estudio, dividiendo así esta carga de trabajo en dos períodos.

Por otro lado, la carga de trabajo en las alternativas de aprovechamiento de biogás que emplean el motor de cogeneración es más elevada por período de tramitación, debido a que la potencia de generación eléctrica de la instalación es superior a 100 kWh, lo que implica un mayor número de trámites administrativos.

Además, es relevante tener en cuenta que el proceso de compra y recepción de cada uno de los respectivos equipos de tratamiento de biogás para cada alternativa de aprovechamiento de biogás puede llevar de 2 a 4 meses, dependiendo del fabricante.

6.2.4. Acondicionamiento instalaciones EDAR de estudio

A modo resumen, se presenta la Tabla 65, donde se exponen los distintos equipos implicados en cada alternativa de aprovechamiento de biogás y el nivel de dificultad que representa su incorporación en el espacio disponible de la EDAR de estudio.

Tabla 65. Comparación dificultad implementación de los equipos de tratamiento entre las alternativas de aprovechamiento de biogás planteadas.

	Caldera	Caldera + microturbina	Caldera + inyección a red de gas natural	Motor de cogeneración	Motor de cogeneración + digestor anaerobio adicional
Filtro reducción ácido sulfhídrico: Aqualimpia AQL-100	Baja dificultad				Baja dificultad
Equipo deshumidificador de biogás: EnerDryer ED(100)		Baja dificultad			Baja dificultad
Caldera: Serie MINOR 800/1000		Baja dificultad			
Microturbina: C65 Capstone		Baja dificultad			
Equipo <i>upgrading</i> de biogás a biometano: Methanis 100			Media dificultad		
Punto de conexión con red eléctrica/ gas natural		Baja dificultad	Alta dificultad	Baja dificultad	Baja dificultad
Motor de cogeneración: Schmitt MO8 CHP B333					Baja dificultad
Digestor anaerobio adicional: BIOPAQ®IC					Media dificultad

En el caso de todas las alternativas que incluyan un equipo clasificado como de “alta dificultad” de instalación, se requerirá llevar a cabo una ampliación o modificación sustancial del espacio disponible en la EDAR de estudio. Dicha ampliación ya ha sido considerada en su respectivo estudio financiero.

Para la alternativa de aprovechamiento de biogás mediante caldera e inyección de biometano a red de gas natural, será necesario acondicionar el terreno entre las zonas 7 y 8 de la EDAR de estudio para emplazar el equipo de *Upgrading* de biogás a biometano. Además, en esta zona se creará un punto de conexión con una tubería externa a la EDAR de estudio que transportará el biometano generado hasta la red de gas natural.

Para la alternativa de aprovechamiento de biogás mediante motor de cogeneración combinado con digestor anaerobio adicional, será necesario trasladar el taller de la zona 10 y acondicionar el terreno. Además, se deberá realizar una ampliación sustancial tanto de la línea de biogás como de la línea de tratamiento de efluente de entrada.

Para todas las demás alternativas de aprovechamiento de biogás, no será necesaria esta ampliación o modificación, debido a que todos los equipos contemplados pueden ser instalados en el espacio actualmente habilitado.

6.2.5. Adecuado tratamiento del efluente de entrada de la EDAR de estudio

A modo resumen, se presentan las Tabla 66 y 67, donde se expone la capacidad de mantener el rendimiento de eliminación de DQO del digestor anaerobio, por parte de las alternativas de aprovechamiento de biogás propuestas, a pesar de la evolución desfavorable de las condiciones del efluente de entrada.

Tabla 66. Comparación, a distintos escenarios de trabajo, entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás en base a los supuestos expuestos en meses cálidos

Equipo		Caldera		Caldera + Microturbina		Caldera + Biogás upgrading		Motor de cogeneración		Motor de cogeneración + Digestor anaerobio adicional	
		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Año	2022	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple	No cumple	Cumple	Cumple
	2024	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple	No cumple	Cumple	Cumple
	2027	Cumple	Cumple	Cumple	No cumple	Cumple	No cumple	No cumple	No cumple	Cumple	Cumple

Tabla 67. Comparación, a distintos escenarios de trabajo, entre los distintos métodos de aprovechamiento de biogás en base a los supuestos expuestos en meses fríos

Equipo		Caldera		Caldera + Microturbina		Caldera + Biogás upgrading		Motor de cogeneración		Motor de cogeneración + Digestor anaerobio adicional	
		1	2	1	2	1	2	1	2	1	2
Año	2022	No cumple	Cumple	No cumple	Cumple	No cumple	Cumple	No cumple	No cumple	Cumple	Cumple
	2024	No cumple	Cumple	No cumple	Cumple	No cumple	Cumple	No cumple	No cumple	Cumple	Cumple
	2027	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	No cumple	Cumple	Cumple

Como se puede observar en la Tabla 66, existen varias alternativas de aprovechamiento de biogás que consiguen mantener el rendimiento de eliminación de DQO del proceso anaerobio durante los meses calurosos.

Sin embargo, como se puede observar en la Tabla 67, la mayoría de las alternativas planteadas no son capaces de cumplir con las necesidades de la EDAR de estudio durante la época más difícil para el proceso de tratamiento.

Por ello, la única alternativa que sería capaz de mantener el proceso de digestión de DQO anaerobio, durante todo el año, sería el uso de un motor de cogeneración junto con un digestor anaerobio adicional.

6.2.6. Comportamiento equipos de aprovechamiento de biogás ante perturbaciones negativas en la producción de biogás de la EDAR de estudio

Se pretende exponer la capacidad de los equipos de aprovechamiento de biogás de mantenerse en funcionamiento, incluso en situaciones donde la cantidad de biogás disponible se reduzca.

En primer lugar, se recopila toda la información relacionada con el caudal de operación mínimo de biogás para los equipos implicados en cada alternativa de aprovechamiento de biogás, la cual se muestra en la Tabla 68. 2000 m³/d

Tabla 68. Comparación de los caudales mínimos de funcionamiento de cada equipo de aprovechamiento de biogás

	Caudal mínimo de biogás de funcionamiento (m ³ /h)
Caldera MINOR 800	28
Caldera MINOR 1000	35
Microturbina CAPSTONE C65	4
Biogás Upgrading METHANIS 100	30
Motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333	50
Motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 + digestor anaerobio adicional	50

Se ha obtenido la Tabla 69, mediante el cruce de datos históricos de la EDAR de estudio y las predicciones de producción de biogás con los caudales mínimos de operación de los equipos propuestos.

El equipo de generación eléctrica Capstone C65 debido a que tiene un caudal mínimo de biogás de funcionamiento tan bajo podría estar trabajando incluso cuando el equipo de aprovechamiento térmico MINOR 800 estuviese en paro.

Tabla 69. Comparación del porcentaje de días anuales que el equipo de aprovechamiento de biogás estará en paro por la falta de producción de biogás en la EDAR de estudio

Año	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Caldera	25%	23%	20%	17%	14%	11%	8%
Microturbina	-	-	2%	1%	0%	0%	0%
Biogás upgrading	-	-	15%	13%	11%	9%	7%
Motor de cogeneración	40%	35%	30%	25%	20%	15%	10%
Motor de cogeneración con segundo digestor anaerobio	32%	27%	22%	17%	10%	8%	6%

El porcentaje de paro tan reducido de la microturbina C65 Capstone se debe a dos motivos principales. En primer lugar, cuenta con un caudal mínimo de operación de biogás muy bajo en comparación con la media de biogás producida y predicha. En segundo lugar, a pesar de que el aprovechamiento energético del biogás en este equipo es secundario, debido a las necesidades del proceso de tratamiento de la EDAR de estudio, esta microturbina tiene la capacidad de

ponerse en funcionamiento cuando la cantidad de biogás disponible sea inferior al caudal mínimo de operación de la caldera MINOR 800.

A pesar de que el porcentaje de paro del motor de cogeneración sea elevado en comparación con el resto de alternativas de aprovechamiento de biogás planteadas, en el caso de incorporar un digestor anaerobio adicional a la EDAR de estudio, que el equipo se encuentre en paro por una deficiencia de biogás disponible no afecta significativamente al proceso de digestión.

Por norma general, la ausencia de producción de biogás es causada por una falta de DQO en el efluente a tratar. No obstante, para la alternativa de aprovechamiento de biogás mediante el uso de un motor de cogeneración, resulta inviable que el motor de cogeneración permanezca inactivo aproximadamente durante un tercio del tiempo durante los primeros años de su instalación, debido a que no se cumplen las necesidades del proceso de tratamiento de la EDAR de estudio.

6.3. PUNTUAJE DE LAS ALTERNATIVAS DE APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DEL BIOGÁS

En primer lugar, se evaluarán las alternativas de aprovechamiento de biogás propuestas mediante la asignación de un puntaje que varía entre 0 y 3, para cada uno de los parámetros de selección.

Se ha obtenido la Tabla 70, mediante la combinación de los pesos en porcentaje de los parámetros de selección junto con el puntaje asignado a cada uno de ellos para cada alternativa de aprovechamiento del biogás.

Tabla 70. Comparación puntuaje de los parámetros de selección para cada alternativa de aprovechamiento energético del biogás propuesta

Indicadores	Parámetros	Peso en porcentaje	Caldera	Caldera + Microturbina	Caldera + inyección a red de gas natural	Motor de cogeneración	Motor de cogeneración + digester anaerobio adicional
Económicos	VAN	10%	0	1	0	3	1
	TIR	10%	0	1	0	3	1
	Análisis sensibilidad precio mercado libre eléctrico	10%	0	1	0	3	1
Instalación	Trámites administrativos	5%	3	2	0	2	2
	Acondicionamiento instalaciones EDAR de estudio	5%	3	2	0	2	0
	Adecuado tratamiento del efluente de entrada de la EDAR de estudio	50%	2	1	1	0	3
Operación	Comportamiento equipos de aprovechamiento de biogás ante perturbaciones negativas en la producción de biogás de la EDAR de estudio	10%	2	3	1	1	3
Puntuación total (Sobre 3)			2	1,3	0,6	1,2	2,2

En base a las puntuaciones totales, la alternativa de aprovechamiento energético del biogás más adecuada para la EDAR de estudio es la combinación del uso del motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 junto con la implementación de un digestor anaerobio adicional BIOPAQ®IC de 32 m³/h.

CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES

En el presente trabajo, tras la realización de un estudio integral sobre las potenciales alternativas de aprovechamiento del biogás actualmente generado en la EDAR de estudio, se ha seleccionado la combinación de un motor de cogeneración como equipo de aprovechamiento energético del biogás junto con un digestor anaerobio adicional.

En particular, se ha optado por la elección del motor de cogeneración Schmitt MO8 CHP B333 en combinación con la instalación de un digestor anaerobio adicional BIOPAQ®IC con un caudal de admisión de 32 m³/h. Esta elección se fundamenta en mitigar las limitaciones actuales de la planta de tratamiento de aguas residuales y, al mismo tiempo, permitir que parte de la energía generada a partir del biogás se destine a una actividad económica que respalde la realización completa del proyecto.

En previsión de un incremento en la dificultad de tratamiento de las aguas residuales en el corto plazo, debido a la expansión de la empresa vertedora de aguas residuales, se garantiza que la alternativa seleccionada cumpla con los requisitos de tratamiento del vertido para los próximos 5 años, tanto en situaciones óptimas durante los meses cálidos como en situaciones desfavorables para la digestión anaerobia durante los meses fríos.

Adicionalmente, a pesar de que el proceso de instalación y adecuación de los equipos en la planta de tratamiento se considere relativamente complejo en comparación con otras potenciales alternativas, se garantiza que ambos equipos pueden ser implementados dentro de las instalaciones actualmente habilitadas sin necesidad de expansiones, siguiendo el diseño de tratamiento original de la EDAR de estudio.

Finalmente, a pesar de los trámites adicionales al llevar a cabo una actividad económica aparte del tratamiento de aguas residuales, los beneficios económicos derivados de la generación de electricidad a partir del motor de cogeneración permitirán lograr el autoconsumo energético desde el mismo momento de la instalación del equipo. Considerando las hipótesis de producción de biogás y precios de la electricidad establecidos en este documento, se prevé que la inversión se recupere por completo en un período de 5 años.

CAPÍTULO 8. BIBLIOGRAFÍA

8.1. LIBROS, TESIS Y PUBLICACIONES CIENTÍFICAS

Adnan, A.I., & Ong, M.Y., & Nomanbhay, S., & Chew, K.W., & Show, P.L. (2019). *Technologies for biogas upgrading to biomethane: a review. Bioengineering* 2019, 6(4), 92.

BESEL, S.A. (Departamento de Energía), & Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). (2007). *Biomasa: Digestores anaerobios*.

Campos, E., & Flotats, X. (2004). *Procesos biológicos: La digestión anaerobia y el compostaje*.

Escuela Organización Industrial (EOI). (2008). *Los vertidos de las industrias cerveceras*.

Gil Martínez, J. (2017). Trabajo Fin de Master: *Propuesta de recuperación del biogás de la EDAR de la fábrica de Heineken de Valencia*.

Hernández Gómez, R. (2016). Tesis Doctoral: *Caracterización termodinámica de mezclas gaseosas para la introducción de combustibles gaseosos alternativos en las redes de gas natural*.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), & Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (ENERAGEN). (2023). *Guía Profesional de Tramitación del Autoconsumo v.4.1*.

Kajolinna, T., & Pellikka, T., & Rautanen, M. (2016). *Survey of commercial biogas cleaning systems and creating base for cleaning system investment*.

Lo Guzzo, D. (2017). Trabajo Fin de Grado. *Diseño de un digestor de fango anaerobio con producción de biogás. Estudio de cogeneración. Universitat Politècnica de València*.

Lorenzo Acosta, Y., & Obaya Abreu, M. C. (2005). *La digestión anaerobia. Aspectos teóricos. Parte I. ICIDCA. Sobre los Derivados de la Caña de Azúcar*.

Sanmartín Baños, E. (2010). Trabajo Fin de Master: *Simulación de una cogeneración basada en microturbinas de biogás en una E.D.A.R urbana. Universidad Politécnica de Cartagena*.

Secretaría de Estado de Energía. (2022). *Hoja de ruta del biogás*

8.2. SITIOS WEB

Aqualimpia. (julio de 2022). Obtenido de <https://www.aqualimpia.com/biodigestores/biogas-purificacion/>

Capstone. (agosto 2022). Obtenido de <https://www.capstonegreenenergy.com/products/energy-generation-technologies/capstone-microturbines/c65>

Enerdryer. (julio 2022). Obtenido de <https://www.mta-it.com/spa/productos/tratamiento-de-aire-comprimido/tratamiento-de-biogas/enerdryer.php>

Generador de precios de la construcción. CYPE Ingenieros, S.A. (Diciembre 2022). Obtenido de <http://generadorprecios.cype.es/>

Paques. (mayo 2023). Obtenido de <https://es.paques.nl/productos/featured/biopaq/biopaqic>

Paques. (mayo 2023). Obtenido de <https://es.paques.nl/productos/featured/thiopaq>

PRETOR. (diciembre 2022). Registro administrativo de instalaciones de producción de energía. Obtenido de Ministerio para la transición ecológica: <https://energia.serviciosmin.gob.es/Pretor/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx>

RCB. (Julio 2022). Obtenido de Calderas RCB: <https://www.calderasrcb.com/>

Schmitt. (agosto 2022). <https://www.schmitt-enertec.com/products/energin-chp-cogeneration/>

DOCUMENTO II: PRESUPUESTO

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Presupuesto Capítulo 1: Obra civil del digestor anaerobio. Subcapítulo 1.1: Preparación del terreno.....	132
Tabla 2. Presupuesto Capítulo 1: Obra civil del digestor anaerobio. Subcapítulo 1.2: Conexión y equipo digestor anaerobio.....	134
Tabla 3. Presupuesto Capítulo 1: Obra civil del digestor anaerobio. Coste total.....	135
Tabla 4. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás, conexión y pretratamiento. Subcapítulo 2.1: Conexión digestor anaerobio – gasómetro.....	135
Tabla 5. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás, conexión y pretratamiento. Subcapítulo 2.2: Conexión con equipo de eliminación de H ₂ S.....	136
Tabla 6. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás, conexión y pretratamiento. Subcapítulo 2.3: Conexión con equipo de eliminación de H ₂ O.....	137
Tabla 7. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás conexión y pretratamiento. Coste total.....	137
Tabla 8. Presupuesto Capítulo 3: Aprovechamiento energético del biogás. Subcapítulo 3.1: Conexión motor de cogeneración.....	138
Tabla 9. Presupuesto Capítulo 3: Aprovechamiento energético del biogás. Coste total.....	138
Tabla 10. Presupuesto Capítulo 4: Estudio alternativas de aprovechamiento del biogás. Coste total.....	139
Tabla 11. Presupuesto Capítulo 4: Coste de ejecución material.....	139
Tabla 12. Presupuesto Capítulo 5: Coste de ejecución por contrata.....	139
Tabla 13. Presupuesto Capítulo 6: Presupuesto total del proyecto.....	140

PRESUPUESTO

1. NECESIDAD DEL PRESUPUESTO

Uno de los objetivos del TFG es valorar económicamente el trabajo realizado; por ello, es necesario realizar un presupuesto del mismo.

En el contexto del diseño de una instalación, el presupuesto juega un papel fundamental. Es necesario evaluar económicamente el proyecto para determinar los recursos financieros necesarios y garantizar que la instalación pueda ser implementada de manera adecuada. Se obtiene una visión clara de la viabilidad y el alcance del proyecto, así como de su posible impacto económico.

El presupuesto del proyecto de diseño de una instalación abarcará diferentes aspectos, como la adquisición de equipos, materiales de construcción, contratación de servicios especializados y otros gastos relacionados. Al realizar una estimación detallada de los costes, se podrá establecer un plan financiero sólido que permita llevar a cabo el diseño y la construcción de la instalación.

2. CONTENIDO DEL PRESUPUESTO

En este documento se encuentra el presupuesto del proyecto, el cual está dividido en diferentes secciones.

Los tres primeros capítulos corresponden a los presupuestos parciales, que detallan los costes desglosados de la construcción civil del digestor, la línea de gas y la instalación de aprovechamiento energético, incluyendo el coste de la mano de obra.

2.1 Obra civil del digestor anaerobio

En esta sección se presentan las tablas relacionadas con la construcción del digestor anaerobio y su conexión con el proceso de tratamiento de la EDAR de estudio.

Tabla 1. Presupuesto Capítulo 1: Obra civil del digester anaerobio. Subcapítulo 1.1: Preparación del terreno

1.1		Preparación del terreno			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
1.1.1	Transporte de caseta prefabricada (Taller)	1	ud	302,48 €	302,48 €
1.1.2	Excavación de sótanos: Excavación de sótanos de hasta 2 m de profundidad, que en todo su perímetro quedan por debajo de la rasante natural, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, y carga a camión.	30	m ³	6,98 €	209,40 €
1.1.3	Transporte de tierras con camión: Transporte de tierras con camión a vertedero específico, instalación de tratamiento de residuos de construcción y demolición externa a la obra o centro de valorización o eliminación de residuos, situado a una distancia máxima de 10 km.	36,6	m ³	4,05 €	148,11 €
1.1.4	Hormigón de limpieza: Hormigón HL-150/B/20, fabricado en central y vertido desde camión, para formación de capa de hormigón de limpieza y nivelado de fondos de cimentación, en el fondo de la	6,7	m ³	87,40 €	585,58 €

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

	excavación previamente realizada.				
1.1.5	Hormigón para armar en losas de cimentación: Hormigón HA-30/F/20/XC2, fabricado en central, y vertido con bomba.	24,3	m ³	112,91 €	2.743,71 €
1.1.6	Acero para hormigón: Acero UNE-EN 10080 B 500 S para elaboración y montaje de la ferralla en losa de cimentación. Incluso alambre de atar y separadores.	3900	kg	1,72 €	6.708,00 €
1.1.7	Sistema de encofrado para elemento de cimentación: Encofrado perdido de fábrica de 12 cm de espesor, realizada con bloque hueco de hormigón gris de 40x20x12 cm, para revestir, y recibida con mortero de cemento, industrial, M-5, para losa de cimentación.	12,5	m ²	20,90 €	261,25 €
				Subtotal	10.958,53 €

Tabla 2. Presupuesto Capítulo 1: Obra civil del digestor anaerobio. Subcapítulo 1.2: Conexión y equipo digestor anaerobio

1.2		Conexión y equipo digestor anaerobio			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
1.2.1	Digestor anaerobio: BIOPAQ®IC con caudal de diseño medio 32 m ³ /h	1	ud	850.000,00 €	850.000,00 €
1.2.2	Tubería de acero inoxidable AISI 316L, con soldadura longitudinal: Tubería formada por tubo de acero inoxidable clase 1.4404 según UNE-EN 10088-1 (AISI 316L), con soldadura longitudinal, de 108 mm de diámetro exterior y 2 mm de espesor, serie 2 según UNE-EN 10312.	30	m	55,35 €	1.660,50 €
1.2.3	Pieza para conducto circular: Codo 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 100 mm de diámetro.	10	ud	23,95 €	239,50 €
1.2.4	Pieza para conducto circular: Te simple 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 100 mm de diámetro.	4	ud	21,14 €	84,56 €
1.2.5	Pieza para conducto circular: Reducción concéntrica de 100 mm para conducto circular de acero inoxidable de 150 mm de diámetro.	2	ud	22,16 €	44,32 €
1.2.6	Caudalímetro magneto-inductivo Endress+Hauser Proline Promag P 10: DN100	1	ud	2.499,00 €	2.499,00 €
1.2.7	Válvula: Válvula de mariposa de hierro fundido, DN 100. Incluso elementos de montaje y accesorios necesarios para su correcto funcionamiento.	1	ud	498,75 €	498,75 €
1.2.8	Bomba centrifuga Lowara modelo e-SHE 32-125/11/S25RSNA 1,1 KW. 230/400 V.	1	ud	1.674,00 €	1.674,00 €
				Subtotal	856.700,63 €

Tabla 3. Presupuesto Capítulo 1: Obra civil del digestor anaerobio. Coste total

1		Obra civil del digestor anaerobio			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
1.1	Preparación del terreno	-	-	-	10.958,53 €
1.2	Conexión y equipo digestor anaerobio	-	-	-	856.700,63 €
Total					867.659,16 €

2.2 Línea de biogás, conexión y pretratamiento

En esta sección se presentan las tablas relacionadas con la construcción de los elementos a incorporar a la línea de biogás de la EDAR de estudio.

Tabla 4. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás, conexión y pretratamiento. Subcapítulo 2.1: Conexión digestor anaerobio – gasómetro

2.1		Conexión digestor anaerobio - gasómetro			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
2.1.1	Tubería de acero inoxidable AISI 316L, con soldadura longitudinal: Tubería formada por tubo de acero inoxidable clase 1.4404 según UNE-EN 10088-1 (AISI 316L), con soldadura longitudinal, de 88,9 mm de diámetro exterior y 2 mm de espesor, serie 2 según UNE-EN 10312. Instalación en superficie. Incluso material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales.	15	m	48,81 €	732,15 €
2.1.2	Pieza para conducto circular: Codo 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	23,18 €	46,36 €
2.1.3	Pieza para conducto circular: Te simple 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	20,12 €	40,24 €
Subtotal					11.673,75 €

Tabla 5. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás, conexión y pretratamiento. Subcapítulo 2.2: Conexión con equipo de eliminación de H₂S

2.2		Conexión con equipo de eliminación de H₂S			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
2.2.1	Equipo desulfuración: Aqualimpia AQL-100	1	ud	10.700,00 €	10.700,00 €
2.2.2	Tubería de acero inoxidable AISI 316L, con soldadura longitudinal: Tubería formada por tubo de acero inoxidable clase 1.4404 según UNE-EN 10088-1 (AISI 316L), con soldadura longitudinal, de 88,9 mm de diámetro exterior y 2 mm de espesor, serie 2 según UNE-EN 10312. Instalación en superficie. Incluso material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales.	4	m	48,81 €	195,24 €
2.2.3	Pieza para conducto circular: Codo 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	23,18 €	46,36 €
2.2.4	Pieza para conducto circular: Te simple 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	20,12 €	40,24 €
2.2.5	Válvula de mariposa wafer cuerpo fundición disco a/inox. A-316 asiento EPDM DN-80 con palanca	3	ud	75,00 €	225,00 €
				Subtotal	11.206,84 €

Tabla 6. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás, conexión y pretratamiento. Subcapítulo 2.3: Conexión con equipo de eliminación de H₂O

2.3		Conexión con equipo de eliminación de H₂O			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
2.3.1	Equipo deshumidificación: EnerDryer ED(100)	1	ud	25.700,00 €	25.700,00 €
2.3.2	Tubería de acero inoxidable AISI 316L, con soldadura longitudinal: Tubería formada por tubo de acero inoxidable clase 1.4404 según UNE-EN 10088-1 (AISI 316L), con soldadura longitudinal, de 88,9 mm de diámetro exterior y 2 mm de espesor, serie 2 según UNE-EN 10312. Instalación en superficie. Incluso material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales.	4	m	48,81 €	195,24 €
2.3.3	Pieza para conducto circular: Codo 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	23,18 €	46,36 €
2.3.4	Pieza para conducto circular: Te simple 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	20,12 €	40,24 €
2.3.5	Válvula de mariposa wafer cuerpo fundición disco a/inox. A-316 asiento EPDM DN-80 con palanca	3	ud	75,00 €	225,00 €
Subtotal					26.206,84 €

Tabla 7. Presupuesto Capítulo 2: Línea de biogás conexión y pretratamiento. Coste total

2		Línea de biogás conexión y pretratamiento			
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
2.1	Conexión digestor anaerobio- gasómetro	-	-	-	11.673,75 €
2.2	Conexión con equipo de eliminación de H ₂ S	-	-	-	11.206,84 €
2.3	Conexión con equipo de eliminación de H ₂ O	-	-	-	26.206,84 €
Total					49.087,43 €

2.3 Aprovechamiento energético del biogás

En esta sección se presentan las tablas relacionadas con la construcción de los elementos a incorporar para el aprovechamiento energético de biogás de la EDAR de estudio.

Tabla 8. Presupuesto Capítulo 3: Aprovechamiento energético del biogás. Subcapítulo 3.1: Conexión motor de cogeneración

3.1		Conexión motor de cogeneración				
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe	
3.1.1	Motor de cogeneración: Schmitt M08 CHP B333,	1	ud	256.100,00 €	256.100,00 €	
3.1.2	Tubería de acero inoxidable AISI 316L, con soldadura longitudinal: Tubería formada por tubo de acero inoxidable clase 1.4404 según UNE-EN 10088-1 (AISI 316L), con soldadura longitudinal, de 88,9 mm de diámetro exterior y 2 mm de espesor, serie 2 según UNE-EN 10312. Instalación en superficie. Incluso material auxiliar para montaje y sujeción a la obra, accesorios y piezas especiales.	2	m	48,81 €	97,62 €	
3.1.3	Pieza para conducto circular: Codo 90° para conducto circular de acero inoxidable, de 80 mm de diámetro.	2	ud	23,18 €	46,36 €	
3.1.4	Válvula de mariposa wafer cuerpo fundición disco a/inox. A-316 asiento EPDM DN-80 con palanca	1	ud	75,00 €	75,00 €	
Subtotal					256.318,98 €	

Tabla 9. Presupuesto Capítulo 3: Aprovechamiento energético del biogás. Coste total

3		Aprovechamiento energético biogás				
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe	
3.1	Conexión motor de cogeneración	-	-	-	256.318,98 €	
Total					256.318,98 €	

2.4 Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás

En esta sección se presenta el coste asociado con la ejecución del presente estudio. Para calcular este coste, se ha considerado exclusivamente el tiempo estimado que ha requerido su elaboración.

Es por ello, que tomando como referencia el salario promedio de un ingeniero químico en España para el año 2023, siendo este de 14,62 €/h.

Tabla 10. Presupuesto Capítulo 4: Estudio alternativas de aprovechamiento del biogás. Coste total.

4 Aprovechamiento energético biogás					
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
4.1	Ingeniero químico	300	h	14,62	4.386,00 €
Total					4.386,00 €

2.5 Coste de ejecución de material

En esta sección se recogen las tablas de coste total de los capítulos 1, 2 y 3.

Tabla 11. Presupuesto Capítulo 4: Coste de ejecución material

4 Coste de ejecución material					
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
1	Obra civil del digester anaerobio	-	-	-	867.659,16 €
2	Línea de biogás conexión y pretratamiento	-	-	-	49.087,43 €
3	Aprovechamiento energético biogás	-	-	-	256.318,98 €
4	Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás	-	-	-	4.386,00 €
Total					1.177.451,57 €

2.6 Coste de ejecución por contrata

A partir del costo de ejecución material de la Tabla 12, con la aplicación de un beneficio industrial del 8% y unos gastos generales del 15%, se obtiene el coste de ejecución por contrata.

Tabla 12. Presupuesto Capítulo 5: Coste de ejecución por contrata

5 Coste de ejecución material					
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe
4	Coste de ejecución material	-	-	-	1.177.451,57 €
5.1	Gastos generales	15	%	-	176.617,73 €
5.2	Beneficio industrial	8	%	-	94.196,12 €
Total					1.448.265,43 €

2.7 Presupuesto total

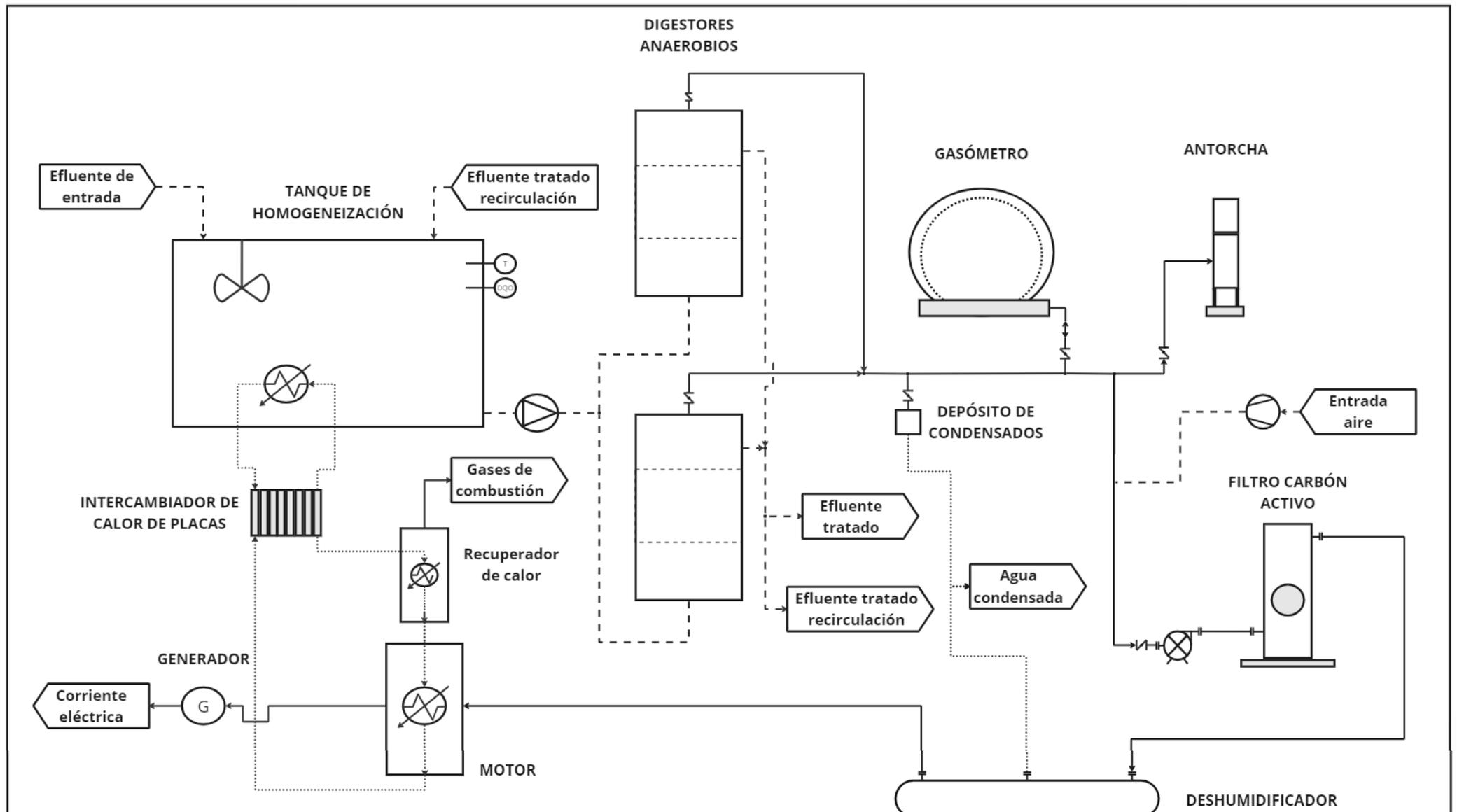
Por último, al coste de ejecución material de la Tabla 73, con la aplicación de un 21% de IVA, se obtiene el presupuesto total.

Tabla 13. Presupuesto Capítulo 6: Presupuesto total del proyecto

6		Presupuesto total				
Código	Descripción	Cantidad	Magnitud	Precio unitario	Importe	
5	Coste de ejecución por contrata (Base imponible)	-	-	-	1.448.265,43 €	
6.1	IVA	21	%	-	304.135,74 €	
Total					1.752.401,17 €	

En la Tabla 13 se muestra que el presupuesto total del proyecto asciende a **UN MILLÓN SETECIENTOS CINCUENTA Y DOS MIL CUATROCIENTOS UNO EUROS CON DIECISIETE CÉNTIMOS.**

DOCUMENTO III: PLANOS



Leyenda de controladores		Leyenda de equipos		Leyenda de tuberías	
	Medidor de temperatura		Agitador		Biogás
	Medidor de Demanda Química de oxígeno		Bomba hidráulica		Aguas residuales / Aire
			Válvula diafragma		Agua de calefacción / Agua condensada
			Compresor		
			Soplante		
			Intercambiador de calor		

DOCUMENTO IV: ANEXOS

I. CATÁLOGO MODELOS CALDERA SERIE MINOR, (RCB, 2023).

MODELO DE CALDERA		100	200	300	400	500	600	800	1.000	1.300	1.500	1.800	2.000	2.500	3.000	
Producción normal	Kg/h	100	200	300	400	500	600	800	1.000	1.300	1.500	1.800	2.000	2.500	3.000	
Potencia térmica	Th/h	60	120	180	240	293	351	465	581	753	869	1.041	1.157	1.445	1.720	
	Kw	70	140	210	280	340	408	540	675	875	1.010	1.210	1.345	1.680	2.000	
Rendimiento	%	90														
Consumo Combustible	Gas Natural	Nm ³ /h	7	14	22	29	35	42	55	69	90	104	124	138	173	205
	Fuel - Oil	Kg/h	----	----	----	----	----	----	67	87	100	120	134	167	199	
	Gasoleo	l/h	7	14	22	29	35	42	55	69	90	104	124	138	173	205
Sobrepresión hogar	mm.c.a.	15	15	18	18	20	25	25	30	32	35	37	45	48	50	
Peso Transporte	Kg.	900	1.100	1.520	1.550	1.920	1.950	2.660	2.700	3.515	3.575	4.225	4.285	5.340	6.175	
Max. Presión Categoría I	Bar	16						13		10		7,5		5,5	5	
Dimensiones	mm.	A	1.385	1.545	1.970	1.970	2.220	2.220	2.717	2.717	3.109	3.109	3.522	3.522	3.732	4.100
		B	1.200	1.325	1.470	1.470	1.550	1.550	1.746	1.746	1.900	1.900	1.906	1.906	2.325	2.100
		C	1.220	1.350	1.490	1.490	1.570	1.570	1.805	1.805	1.950	1.950	2.037	2.037	2.278	2.306
		D	1.190	1.350	1.785	1.785	2.030	2.030	2.536	2.536	2.915	2.915	3.328	3.328	3.538	3.904
		E	900	1.025	1.170	1.170	1.250	1.250	1.746	1.746	1.620	1.620	1.647	1.647	1.874	1.942
		F	700	800	900	900	950	950	1.150	1.150	1.380	1.380	1.431	1.431	1.510	1.680

II. MATHCAD; SIMULACIÓN DE TEMPERATURA EN EL EFLUENTE DE ENTRADA AL DIGESTOR ANAEROBIO

Consideraciones respecto a la alternativa de uso del biogás a simular:

A) Equipo de aprovechamiento térmico

En base al volumen de control expresado en la Figura 9, la variable $Q_r=0$ m³/h debido a que el sistema de recirculación no se encuentra activo recurrentemente.

B) Equipo de aprovechamiento térmico y digestor anaerobio adicional

En base al volumen de control expresado en la Figura 11, la variable $Q_r=[0-40]$ m³/h debido a que el sistema de recirculación sí se encuentra activo recurrentemente.

Código del programa:

Constantes

$$\rho := 1000 \cdot \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \quad UA := 4500 \cdot \frac{\text{W}}{\text{K}} \quad \Delta T_r := 2 \text{ K}$$

$$C_p := 4187 \cdot \frac{\text{J}}{\text{kg} \cdot \text{K}} \quad V := 300 \cdot \text{m}^3$$

Variables

$$T_{out} := (90 + 273) \cdot \text{K} \quad Q_v := 82 \cdot \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

$$T_v := (23 + 273) \cdot \text{K} \quad Q_t := 82 \cdot \frac{\text{m}^3}{\text{hr}}$$

Balance de materia con V=constante

$$Q_r := Q_t - Q_v$$

$$Q := Q_v + Q_r$$

Balance de energético

$$q_{cr}(T) := UA \cdot (T_{out} - T)$$

$$Dt(t, T, Q_r) := \frac{Q}{V} \cdot (T_v) + \frac{Q_r}{V} \cdot (T + \Delta T_r) - \frac{(Q + Q_r)}{V} \cdot T + \frac{q_{cr}(T)}{\rho \cdot V \cdot C_p}$$

Datos iniciales

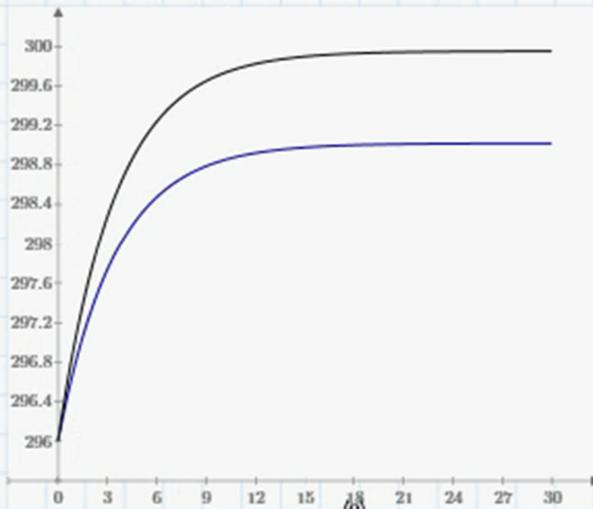
$$T_0 := T_v = 296 \text{ K} \quad t_0 := 0 \quad N := 200$$

$$t_f := 30 \cdot \text{hr} \quad \text{ORIGIN} = 0$$

Solución ecuación diferencial

$$T_Qr(Qr) := \left\| \begin{array}{l} D_Qr(t, T) \leftarrow Dt(t, T, Qr) \\ SOL \leftarrow \text{AdamsBDF}(Tv, t_0, t_f, N, D_Qr) \\ SOL \end{array} \right\|$$

$$Qrr := 0 \frac{m^3}{hr}, 1 \frac{m^3}{hr} .. 40 \frac{m^3}{hr}$$



$$T_Qr\left(0 \frac{m^3}{hr}\right)^{(1)} (K)$$

$$T_Qr\left(40 \frac{m^3}{hr}\right)^{(1)} (K)$$

$$T_Qr\left(0 \frac{m^3}{hr}\right)^{(0)} (hr)$$

$$T_Qr\left(40 \frac{m^3}{hr}\right)^{(0)} (hr)$$

$$T := \left(T_Qr\left(0 \frac{m^3}{hr}\right)^{(1)} \right)^{\widehat{200}} = [299.018] K$$

III. PRESUPUESTO DE INSTALACIÓN DE TUBERÍAS DE CONEXIÓN A GASEODUCTO DESGLOSADO

La instalación de la tubería de conexión con el gaseoducto seleccionado desde la EDAR de estudio consta de dos unidades de obra:

1. Tubería para conducción de gas
2. Excavación de zanja para la instalación de la tubería de conducción de gas

Para la unidad de obra IGM005, que es una tubería para instalación común de gas, se considera lo siguiente:

Tubería, para instalación común de gas, enterrada, formada por tubo de polietileno de alta densidad PE100, SDR11, de 90 mm de diámetro exterior. El precio no incluye la excavación ni el relleno principal.

El precio de la tubería es de 34,87 €/m

Desglosado sería:

Código	Unidad	Descripción	Importe (€/m)
1		Materiales	
mt01ara010	m ³	Arena de 0 a 5 mm de diámetro	1,32
mt43tpo01ed	m	Tubo de polietileno de alta densidad, de 90 mm de diámetro exterior, para instalaciones receptoras de gas	17,88
		Subtotal materiales	19,2
2		Equipo y maquinaria	
mq02rop020	h	Pisón vibrante de guiado manual, de 80 kg, con placa de 30x30 cm	0,32
		Subtotal maquinaria	0,32
3		Mano de obra	
mo020	h	Oficial 1ª construcción	2,39
mo113	h	Peón ordinario construcción	2,15
mo010	h	Oficial 1ª instalador de gas	5,32
mo109	h	Ayudante instalador de gas	4,91
		Subtotal mano de obra	14,67
4		Costes directos complementarios	
	%	Costes directos complementarios	0,68
		Costes directos	34,87

Para la unidad de obra ADE010, que es la excavación de zanjas y pozos, se considera lo siguiente:

Excavación de zanjas para instalaciones hasta una profundidad de 2 m, en suelo de arcilla semidura, con medios mecánicos, bajo nivel freático, y acopio en los bordes de la excavación. Incluso utilización de bombas para bajar el nivel freático del terreno y poder trabajar en seco durante las labores de excavación y módulos metálicos compuestos por paneles de chapa de

Estudio de alternativas de aprovechamiento del biogás generado por un reactor anaerobio en una estación de depuración de aguas residuales industriales de 2000 m³/d

acero y codales extensibles metálicos para apuntalamiento y entibación metálica deslizante, para una protección del 100%. El precio no incluye el transporte de los materiales excavados.



Representación gráfica de la unidad de obra ADE010, zanja con apuntalamiento metálico

El precio de la excavación será de 23,05 €/m

Desglosado sería:

Código	Unidad	Descripción	Importe (€/m)
1		Materiales	
mt08ett020d	m ³	Módulo metálico, compuesto por paneles de chapa de acero para apuntalamiento de excavaciones de hasta 3 m de profundidad y 2 m de anchura	1,21
		Subtotal materiales	1,21
2		Equipo y maquinaria	
mq02rop020	h	Retroexcavadora hidráulica sobre neumáticos, de 115 kW	13,1
mq12bau030b	h	Bomba auto aspirante de aguas limpias alta presión	0,13
		Subtotal maquinaria	13,23
3		Mano de obra	
mo020	h	Oficial 1ª construcción	1,99
mo113	h	Peón ordinario construcción	6,17
		Subtotal mano de obra	8,16
4		Costes directos complementos	
	%	Costes directos complementos	0,45
		Costes directos	23,05