Abstract

Constant anthropogenic emissions are accelerating global warming. These affect the society that today adds the topic of climate change to the extensive list of global concerns and problems, headed by a scarcity of water resources and an increase in energy consumption. The social development trinomial driving –water, energy, and environment– is being suffocated by population growth and an increase in the quality of life. This document aims to tackle the problem by optimizing the interdependencies between these sectors. Wastewater treatment plants were the selected scenario for this study since this stage of the integrated water cycle is one of the greatest greenhouse gas emitters and they have a clear and intensive energy consumption that contributes to these emissions indirectly. The main objective is to present a new concept of a wastewater treatment plant known as a green factory, which will use the intrinsic energy of the plant in all its aspects: chemical, potential, and kinetic; and renewable technologies external to it, to guarantee climate change mitigation through clean energy consumption. This was achieved by quantifying the plant's carbon footprint and analyzing the feasibility of introducing alternative technologies –anaerobic digestion, hydraulic power, wind power and solar power– that were later sized to ensure an energy production that meets the plant's own demand of 2,956,313 annual kWh. The generated waste will contribute to the circular economy through the creation of second-generation products thus avoiding the null manipulation and management of them. The values of renewable energy produced from the simulation model exceed the consumption of the plant and confirm the need to include a seasonal storage system to meet the demand throughout the year. The economic viability is confirmed, amortizing the system within the average lifetime of the plant itself.

TESIS DOCTORAL
Mitigación del Cambio Climático en el Ciclo Integral del Agua
Aplicación al Proceso de Tratamiento de Aguas Residuales

Beatriz
Del Río
Gamero

Julio, 2018

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

i-UNAT

DOCTORADO EN CALIDAD AMBIENTAL Y RECURSOS NATURALES

MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO EN EL CICLO INTEGRAL DEL AGUA APLICACIÓN AL PROCESO DE TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES

Beatriz Del Río Gamero

Las Palmas de Gran Canaria, julio del 2018

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS
DE GRAN CANARIA

D. PABLO MARTEL ESCOBAR COORDINADOR DEL

PROGRAMA DE DOCTORADO EN CALIDAD AMBIENTAL Y RECURSOS NATURALES DE LA UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA,

INFORMA,

Que la Comisión Académica del Programa de Doctorado, en su sesión de fecha ..... tomó el acuerdo de dar el consentimiento para su tramitación, a la tesis doctoral titulada "Mitigación del cambio climático en el ciclo integral del agua: Aplicación al proceso de tratamiento de aguas residuales" presentada por la doctoranda Dª Beatriz Del Río Gamero y dirigida por el Doctor Antonio Gómez Gotor y el Doctor Sebastián Ovidio Pérez Baez y que, a su vez da el visto bueno para que opte a la mención internacional.

Y para que así conste, y a efectos de lo previsto en el Artº 11 del Reglamento de Estudios de Doctorado (BOULPGC 7/10/2016) de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, firmo la presente en Las Palmas de Gran Canaria, a.....de.....de dos mil dieciocho

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA

UNIVERSIDAD DE LAS PALMAS DE GRAN CANARIA
ESCUELA DE DOCTORADO

Programa de doctorado en Calidad Ambiental y Recursos Naturales

Título de la Tesis

Mitigación del cambio climático en el ciclo integral del agua: Aplicación al proceso de tratamiento de aguas residuales

Tesis Doctoral presentada por Dª Beatriz Del Río Gamero

Dirigida por el Dr. D. Antonio Gómez Gotor

Codirigida por el Dr. D. Sebastián Ovidio Pérez Baez

El Director,	**El Codirector**	**La Doctoranda,**
(firma)	**(firma)**	**(firma)**

Las Palmas de Gran Canaria, a 16 de julio de 2018

No hay nada más grande que la promesa a unos padres

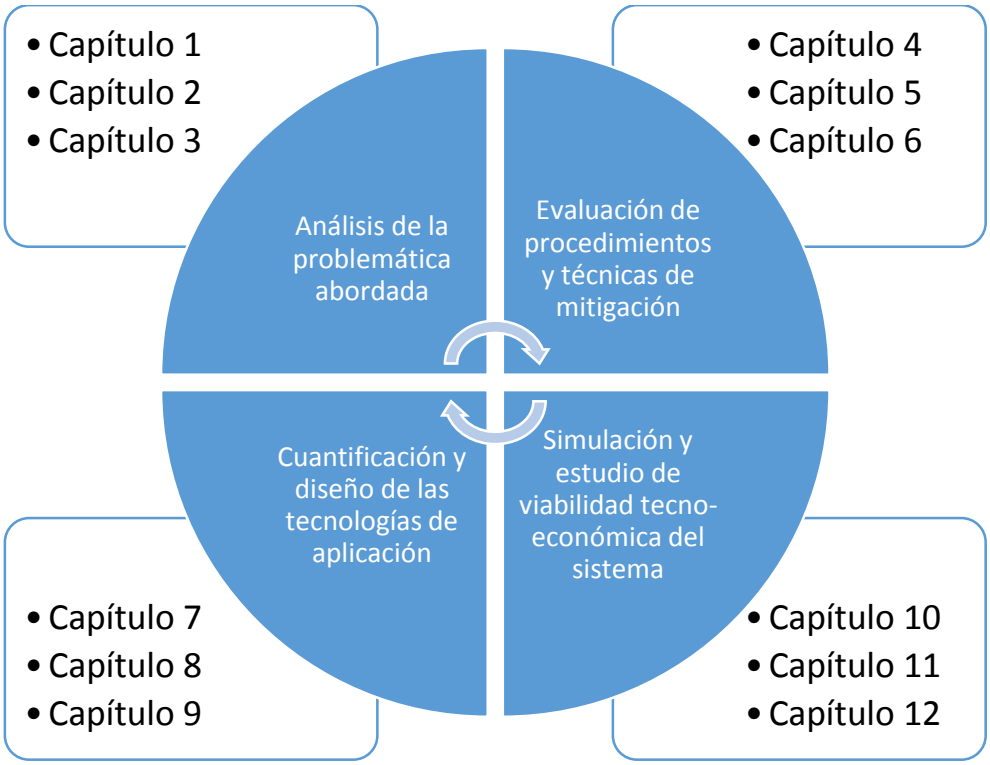
Resumen

Las incesantes emisiones antropogénicas que continuamente aceleran el calentamiento global, afectan a una sociedad que a día de hoy añade el tópico de cambio climático a la lista de preocupaciones y problemáticas globales, la cual se encuentra encabezada por la escasez del recurso hídrico y el aumento de la demanda energética. Agua, energía y medioambiente, el trinomio impulsor del desarrollo social, se está viendo asfixiado por el crecimiento demográfico y un aumento de la calidad de vida. Este documento pretende atajar el problema trabajando y optimizando las interdependencias de dichos sectores. Para ello, se ha seleccionado la planta de tratamiento de aguas residuales como escenario base al ser la etapa del ciclo integral del agua con mayores focos de emisión de gases de efecto invernadero y presentar un claro e intensivo consumo energético (contribuyendo a la emisión como foco indirecto). El objetivo es presentar un nuevo concepto de depuradora conocido como factoría verde, el cual empleará la energía intrínseca de la planta en todas sus vertientes (química, potencial y cinética), así como tecnologías renovables externas a la misma, para garantizar la mitigación del cambio climático a través de un consumo energético limpio. A su vez, contribuirá con la economía circular empleando los residuos generados en planta para la creación de productos de segunda generación y evitando la nula manipulación y gestión de los mismos. Habiendo cuantificado la huella de carbono de la planta objeto a estudio y analizado la viabilidad de implantación de las tecnologías alternativas (digestión anaerobia, energía hidráulica, eólica y solar), estas fueron dimensionadas para garantizar una producción energética que supliera la demanda propia de la planta (2.956.313 kWh anuales). Los resultados obtenidos unos de los modelos de simulación presentan valores de producción energética renovable que supera el consumo y confirma la necesidad de incluir un sistema de almacenamiento estacional para cubrir la demanda en todo momento. La viabilidad económica se confirma, amortizando el sistema dentro del tiempo de vida media de la propia planta.

Estructura de la tesis

El objetivo principal del trabajo es demostrar cualitativa y cuantitativamente que las depuradoras pueden cambiar su concepto de proceso energético intensivo al de nuevas plantas productoras de la misma, empleando la economía circular como herramienta principal en el aprovechamiento intrínseco de su energía química, cinética y potencial.

Para ello, se propone la siguiente estructura de trabajo



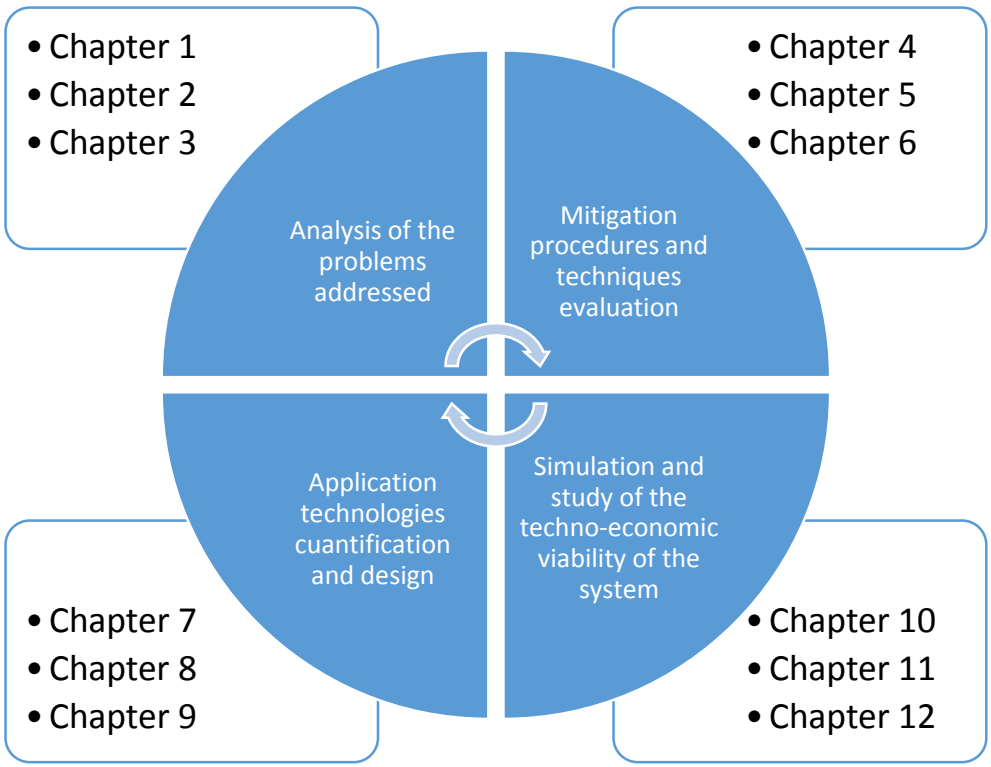
Abstract

Constant anthropogenic emissions are accelerating global warming. These affect the society that today adds the topic of climate change to the extensive list of global concerns and problems, headed by a scarcity of water resources and an increase in energy consumption. The social development trinomial driving –water, energy, and environment– is being suffocated by population growth and an increase in the quality of life. This document aims to tackle the problem by optimizing the interdependencies between these sectors. Wastewater treatment plants were the selected scenario for this study since this stage of the integrated water cycle is one of the greatest greenhouse gas emitters and they have a clear and intensive energy consumption that contributes to these emissions indirectly. The main objective is to present a new concept of a wastewater treatment plant known as a green factory, which will use the intrinsic energy of the plant in all its aspects: chemical, potential, and kinetic; and renewable technologies external to it, to guarantee climate change mitigation through clean energy consumption. This was achieved by quantifying the plant's carbon footprint and analyzing the feasibility of introducing alternative technologies –anaerobic digestion, hydraulic power, wind power and solar power– that were later sized to ensure an energy production that meets the plant's own demand of 2,956,313 annual kWh. The generated waste will contribute to the circular economy through the creation of second-generation products thus avoiding the null manipulation and management of them. The values of renewable energy produced from the simulation model exceed the consumption of the plant and confirm the need to include a seasonal storage system to meet the demand throughout the year. The economic viability is confirmed, amortizing the system within the average lifetime of the plant itself.

Thesis structure

The main objective of the work is to demonstrate qualitatively and quantitatively that wastewater treatment plants can change their concept of intensive energy process to the new energy production plants, using the circular economy as main tool in the intrinsic use of their chemical, kinetic and potential energy.

In order to do this, the following work structure is proposed.



Agradecimientos

Siempre que me he interesado por algún trabajo de investigación empiezo leyendo los agradecimientos. Es una rutina tan sencilla como importante, y sobre todo alentadora. Desde mi humilde punto de vista, los trabajos más gratificantes y exitosos se construyen desde la ilusión, que alimenta las largas horas de esfuerzo dedicado, y a su vez, se realizan en base a unos retos y valores personales que, en algunos casos sacrifican otros compromisos y necesidades a los que se le debe de valorar el tiempo prestado. Por ello, para entender el origen del trabajo y las razones del autor, empiezo leyendo los agradecimientos.

Puede ser que esta pequeña manía venga dada de mi Director de tesis, el Dr. Antonio Gómez Gotor, gran mentor y mejor persona, al cual le debo básicamente las directrices de mi trayectoria y agradezco inmensamente su ayuda en toda esta fase de crecimiento personal. Asimismo, le doy las gracias al Dr. Sebastián Ovidio Pérez Baez, pues como co-director y tutor del trabajo, nunca faltó de su parte el conocimiento y los ánimos tan necesarios en ciertas ocasiones.

También, quisiera expresar un especial agradecimiento a la Dra. Noemí Melián Martel, al Dr. Alejandro Ruiz García y al Dr. Alejandro Ramos Martín, por todo su constante apoyo, consejos y ayuda durante estos años.

Esta tesis se ha desarrollado dentro del programa de Doctorado de Calidad Ambiental y Recursos Naturales que dirige el Dr. Pablo Martel Escobar. Programa que a su vez se encuentra adscrito al Instituto de Estudios Ambientales y de Recursos Naturales de la Universidad de Las Palmas, y que se conforma de multitud de investigadores que de forma directa e indirecta han enriquecido todo este arduo recorrido. En especial, dar las gracias a la Dra. María Pino Palacios Díaz, Dra. Vanessa Reyes Mendoza Grimón, Dra. María del Carmen Cabrera Santana y Dra. Jenifer Vaswani Reboso.

La consolidación de tesis internacional se la debo a la estancia realizada en la Agencia Regional de Energía y Medio Ambiente de la Región Autónoma de Madeira. Con especial cariño agradezco a todo el conjunto de profesionales y a su gerente D. Filipe Oliveira, el tiempo dedicado a mi persona, y la calidad humana que tienen todos y cada uno de ellos.

Siguiendo la línea internacional, también agradecer a la Dra. Jennifer Stokes de la Universidad de Berkeley, a la Dra. Paula Castilho de la Universidad de Madeira y al Dr. Dimistris Manolakos de la Universidad Agrícola de Atenas, sus aportaciones en el trabajo.

Igualmente, reconocer la ayuda y buen hacer de los compañeros de la Universidad de Cádiz, donde durante un verano me enseñaron alternativas y tecnologías aplicadas que aumentaron mi conocimiento general del tópico tratado en este documento. Agradezco al Dr. Enrique Martínez de la Ossa y a todos los miembros del departamento que dirige, su amabilidad y prestación del tiempo y de los equipos de laboratorio necesarios para desarrollar parte del análisis experimental.

No quisiera finalizar estas líneas sin agradecer a todo el grupo de profesionales que conforma el proyecto DESAL+, en el que me encuentro trabajando desde hace un año. Mi función dentro del mismo ha conseguido que adquiera habilidades y competencias que han mejorado la calidad de este documento y desarrollado paralelamente otras líneas de investigación relacionadas con el agua y el medio ambiente. Agradezco la oportunidad brindada por la Dra. Julieta Schallenberg y el Dr. Jaime Sadhwani.

Gracias también a la Fundación Universitaria de Las Palmas y la compañía ENDESA, por otorgarme la beca Innova, que financió los inicios de esta tesis.

En lo que respecta al sector hídrico industrial, quisiera mostrar mi agradecimiento a D. Fernando Herrera, D. Antonio Azcarate, D. Luis Boada, D. Luis Alemparte y muchos profesionales más que se involucraron. La recopilación de datos técnicos hubiera sido imposible sin todos ellos.

Por último, pero no menos importante, doy las infinitas gracias a mis padres José y Beatriz, así como a mi hermana Clara. Encontrándose fuera de la academia, son parte íntegra y fundamental de estas letras. Gracias por inculcarme y permitirme la constancia en esta etapa. Por encontrar las palabras idóneas para aliviar los momentos de duro trabajo y hacer vuestra parte de la carga que eso implicaba. Tanto lejos como cerca siempre sois el motor impulsor de mis ganas por superarme, y eso lo llevaré conmigo en todas las etapas de mi vida.

A todos mis amigos, Julia, Isabel, Bea, Inés, Echedey, Yanira, Sara y una larga lista de buenas personas que me queda por nombrar, gracias por las ausencias permitidas y los ánimos indispensables; y a Edgar Rodríguez López, el último y a la vez primero de este largo agradecimiento, te doy las gracias de corazón por tu amabilidad, apoyo, paciencia, empatía y cariño. Sólo espero que este sea uno más de los logros que consigamos juntos.

Acknowledgments

Whenever I've been interested in some research work, I start by reading the acknowledgments. It is a routine as simple as important, and above all encouraging. From my humble point of view, the most rewarding and successful jobs are built from the illusion, which feeds the long hours of dedicated effort, and in turn, are made based on personal challenges and values that, in some cases, sacrifice other commitments and needs to which the time loaned must be valued. Therefore, to understand the origin of the work and the author's reasons, I begin by reading the acknowledgments.

It may be that this little mania comes from my thesis director, Dr. Antonio Gómez Gotor, a great mentor and better person, to whom I basically owe the guidelines of my career and I thank him immensely for his help in this whole phase of personal growth. I would also like to thank Dr. Sebastián Ovidio Pérez Baez, because as co-director and tutor of the work, he never lacked the necessary knowledge and encouragement I needed on certain occasions.

Also, I would like to express special thanks to Dr. Noemí Melián Martel, Dr. Alejandro Ruiz García and Dr. Alejandro Ramos Martín, for all their constant support, advice and help during these years.

This thesis has been developed within the Doctorate program of Environmental Quality and Natural Resources directed by Dr. Pablo Martel Escobar. Program that in turn is attached to the Institute of Environmental Studies and Natural Resources of the University of Las Palmas, and that is made up of many researchers who directly and indirectly have enriched this arduous journey. In particular, I would like to thank Dr. María Pino Palacios Díaz, Dr. Vanessa Reyes Mendoza Grimón, Dr. María del Carmen Cabrera Santana and Dr. Jenifer Vaswani Reboso.

The consolidation of this international thesis I owe to the stay in the Regional Agency for Energy and Environment of the Autonomous Region of Madeira. With special love, I thank all the professionals and their manager D. Filipe Oliveira, the time dedicated to me, and the human quality that each and every one of them showed.

Following the international line, I would also like to thank Dr. Jennifer Stokes of the University of Berkeley, Dr. Paula Castilho of the University of Madeira and Dr. Dimistris Manolakos of the Agricultural University of Athens, their contributions in the work.

Likewise, to recognize the help and good work of the colleagues at the University of Cádiz, where, one summer they taught me alternatives and applied technologies that increased my general knowledge of the topic handled in this document. I thank Dr. Enrique Martínez de la Ossa and all the members of his department, his kindness and the time and laboratory equipment necessary to develop part of the experimental analysis.

I do not want to end these lines without thanking the whole group of professionals that make up the DESAL+ project, in which I have been working for a year. My role within it has been to acquire skills and competencies that have improved the quality of this document and developed in parallel other lines of

research related to water and the environment. I appreciate the opportunity offered by Dr. Julieta Schallenberg and Dr. Jaime Sadhwani.

I would like to acknowledge the Las Palmas University Foundation and the ENDESA company, for granting me the Innova scholarship, which funded the beginnings of this thesis.

Regarding the industrial water sector, wholehearted thanks to D. Fernando Herrera, Mr. Antonio Azcarate, Mr. Luis Boada, Mr. Luis Alemparte and many other professionals who got involved. The collection of technical data would have been impossible without all of them.

Last but not least, my infinite gratitude to my parents José and Beatriz, as well as my sister Clara. Being outside the academy, they are an integral and fundamental part of these letters. Thank you for inculcating me and allowing me to be consistent at this stage. For finding the right words to alleviate the moments of hard work and sharing the burden that entailed. Both near and far you are always the driving force of my desire to improve myself, and that I will take with me in all the stages of my life.

To all my friends, Julia, Isabel, Bea, Inés, Echedey, Yanira, Sara and a long list of good people that I have left to name, thanks for the absences allowed and the indispensable spirits; and to Edgar Rodríguez López, the last and at the same time first of this long recognition, I thank you from the bottom of my heart for your kindness, support, patience, empathy and affection. I just hope that this is just one of many achievements we accomplish together.

Índice

Capítulo 1: Introducción. Nexus Agua-Energía-Cambio Climático. Situación actual 1
1.1 El recurso hídrico. Una problemática a escala mundial 1
1.2 La energía, el compañero de la crisis hídrica 4
1.3 Interrelación entre ambos recursos. Binomio Agua-Energía 10
1.4 Cambio Climático. El tercer vértice del triángulo 12
Capítulo 2: Objetivos y consolidación del trabajo de tesis 15
Capítulo 3: Estaciones de tratamiento de aguas residuales. El proceso de depuración 19
3.1 Agua residual 19
3.1.2 Características de las Aguas Residuales 20
3.2 Depuración de las aguas residuales 22
3.2.1 Clasificación de los métodos y tecnologías de operación 23
3.2.2 Estación de Tratamiento de Aguas Residuales (Edar) 28
3.3 Esquema general de una Edar biológica 28
3.3.1 Línea de agua 30
3.3.2 Línea de fangos 33
3.4 Consumo energético asociado al proceso de depuración 35
3.4.1 Demanda Energética de los procesos de depuración 38
3.5 Antecedentes, historia y evolución de las normativas desde las cortes de Cádiz hasta la actualidad (1866-2015) 41
3.6 Estado actual del cumplimiento de las directivas de depuración en España 43
Capítulo 4. La huella de carbono 49
4.1 El calentamiento global 49
4.2 Las tendencias en la existencia de flujos de Gases de Efecto Invernadero y sus conductores 50
4.3 La huella de carbono en las Edars 53
4.3.1 Herramientas para el cálculo de la huella de carbono 55
4.3.2 Selección de la herramienta a emplear 60
Capítulo 5. Mitigación del Cambio Climático 61
5.1 Técnicas de Mitigación del Cambio Climático en las plantas de tratamiento de aguas residuales 62
5.1.1 Implantación de tecnologías alternativas internas 62
5.1.2 Implantación de tecnologías alternativas externas 82

Capítulo 6. Estudios preliminares 91
6.1 Estudio 1. Emisión de los Gases de Efecto Invernadero en el proceso de depuración del Archipiélago Canario 91
6.1.1 Introducción 91
6.1.2 Archipiélago Canario 91
6.1.3 El proceso de depuración en el Archipiélago Canario. 92
6.1.4 Casos de estudio y desarrollo 96
6.1.5 Resultados 100
6.2 Estudio 2. Análisis de la implantación de las Energías Renovables en las Edars de Gran Canaria . 102
6.2.1 Recurso interno. Energía micro-hidráulica 106
6.2.2 Recurso interno. Energía de biomasa 108
6.2.3 Recurso externo. Energía hidráulica 110
6.2.4 Recurso externo. Energía fotovoltaica 113
6.2.5 Recurso externo. Energía eólica 115
6.2.6 Resultados 116
6.3 Estudio 3. Análisis del nexus agua-energía en otra etapa del ciclo integral del agua 117
Capítulo 7. Estación de tratamiento de aguas Residuales de Jinámar. Planta seleccionada como escenario objeto a estudio 125
7.1 Introducción 125
7.2 Antecedentes 126
7.3 Descripción y esquema de la planta 126
7.3.1 Descripción de las instalaciones 129
7.3.2 Sistemas de control 132
7.4 Datos pertenecientes a la estación 133
7.4.1 Caudales y contaminación de agua bruta 133
7.4.2 Caudales y calidad del agua tratada en el tratamiento biológico 133
7.4.3 Caudales y calidad del agua tratada en el tratamiento terciario 133
7.4.4. Caudales y características del fango 134
7.5. Instalación eléctrica 134
7.5.1 Conexión a la red 135
7.5.2 Cuadro general de distribución B.T./CCM. 135
Capítulo 8. Cálculo de la huella de carbono 137
8.1 Descripción de la herramienta WWEST 137
8.2 Metodología de trabajo 137

8.3 Cálculo de la huella de carbono 138
8.3.1 Entrada de datos generales 138
8.3.2 Supuestos generales de materiales 140
8.3.3 supuestos generales de equipos 141
8.3.4 Producción de Energía 142
8.3.5 Recolección y descarga del suministro de agua 147
8.3.6 Sistema de tratamiento genérico 155
8.3.7 Sistema de tratamiento. Línea de operación de líquido 164
8.3.8 Sistema de tratamiento. Línea de operación de lodo 165
8.3.8 Resultados del cálculo 167
Capítulo 9. Autosuficiencia energética. Integración de Energías Renovables 173
9.1 Tratamiento de los datos del consumo energético de Jinámar 173
9.2 Dimensionamiento de tecnologías internas. Energía química procedente de los lodos 178
9.2.1 Digestión anaerobia. Descripción y configuración del proceso 181
9.2.2 Digestión anaerobia. Caracterización del lodo 186
9.2.3 Digestión anaerobia. Cálculos del dimensionamiento 192
9.2.4 Pretratamiento del biogás para su aplicación como recurso energético 195
9.2.5 Sistemas de recuperación de energía del biogás procedente del digestor 201
9.3 Dimensionamiento de tecnologías internas. Energía cinética procedente de la instalación de microturbinas en tuberías 222
9.4 Dimensionamiento de tecnologías externas. Energía solar 224
9.4.1 Tratamiento de los datos 224
9.4.2 Cálculos de dimensionamiento 226
9.4.3 Conclusiones de dimensionamiento 234
9.5 Dimensionamiento de tecnologías externas. Energía eólica 235
9.5.1 Tratamiento de los datos 235
9.5.2 Cálculos de dimensionamiento 240
9.6 Dimensionamiento de tecnologías externas. Energía hidráulica 244
9.6.1 Aguas arriba 244
9.6.2 Aguas abajo 251
Capítulo 10. Sistema de control 255
10.1 Simulación con la herramienta HOMER 255
10.2 Sistema de control con la herramienta Matlab 257
10.2.1 Estudio anual de los diferentes escenarios 259
10.2.2 Estudio menusal de los escenarios 3 y 4 263

10.2.3 Estudio diario del escenario 4 los días 1 de enero y 28 de julio 267
10.3 Sistemas de almacenamiento energético 269
10.3.1 Opciones de almacenamiento 270
10.3.2 El hidrógeno como forma de almacenamiento energético 275
10.3.3 Simulación del sistema de almacenamiento. 278
Capítulo 11. Análisis de viabilidad económica 289
11.1 Capital total invertido (TIC) 289
11.2 Costes de producción 290
11.3 Costes por unidad de generación eléctrica 290
11.4 Cómputo económico 291
11.5 Cálculo de viabilidad económica. Escenarios de producción energética renovable 292
11.5.1 Viabilidad económica sin intereses. 292
11.5.2 Viabilidad económica con intereses. 296
11.6 Cálculo de viabilidad económica. Escenarios 4. Aplicaciones de tratamiento al excedente energético 299
Capítulo 12. Conclusiones 303
Chapter 12. Conclusions 306
Bibliografía 311

Listado de figuras

Figura 1: Relación del estrés hídrico en los diferentes países 1
Figura 2: Distribución del recurso hídrico 3
Figura 3: Millones de personas sin acceso a electricidad en 2008 4
Figura 4: Mix energético en el marco temporal 1800-2008 4
Figura 5: Demanda per-cápita de energía primaria por regiones en el año 2030 5
Figura 6: Demanda de energía primaria en el año 2035 en millones de toneladas de fuel equivalente. 6
Figura 7: Energía nuclear instalada en los años 2010-2035 7
Figura 8: Empleo global de Energías Renovables. Periodo 2000-2011 7
Figura 9: Distribución de los recursos energéticos que cubren la demanda global de energía primaria en el año 2035. Clasificación por escenarios 9
Figura 10: Mercado mundial referente a la exportación de bienes, que destacan por su uso intensivo de energía 9
Figura 11: Energía eléctrica consumida en el ciclo integral del agua por diez mil metros cúbicos de agua tratada en cada una de las etapas. (kWhe = kilovatio hora eléctrico).. 10
Figura 12: Interrelación entre el clima, el agua y la energía. 12
Figura 13: Relación acumulada de las emisiones de CO_2 y la energía 13
Figura 14: Ciclo integral del agua convencional. 16
Figura 15: Ciclo integral del agua alternativo. 17
Figura 16: Cambio de concepto en las estaciones de tratamiento de aguas residuales. 18
Figura 17: Diagrama de bloques de una Edar (línea de aguas). 28
Figura 18: Esquema general de una Edar biológica convencional. 29
Figura 19: Cuadro sinóptico de control de una Edar biológica con físico-químico 30
Figura 20: Imagen de una estación de tratamiento de aguas residuales. 35
Figura 21: Consumo promedio de energía en un m^3 de agua tratado. Clasificación por regiones. 36
Figura 22: Potencia requerida por unidad de tratamiento en el territorio español. 37
Figura 23: Potencial de ahorro energético en la potencia requerida por unidad de tratamiento. 38
Figura 24: Distribución del consumo energético 39
Figura 25: Evaluación de la legislación de la depuración y reutilización del agua en España. 42
Figura 26. Evolución del grado de conformidad de los objetivos legislativos desde 1995 hasta 2005. 43
Figura 27: Evolución en el volumen de agua residual tratada por regiones desde el 2000 al 2009. 44
Figura 28: Porcentaje de población conectada a sistemas de tratamiento de agua residual en los países de la UE-27. Año 2009. 45
Figura 29: Estaciones de tratamiento de aguas residuales distribuidas por CC.AA en el año 2010. 45
Figura 30: Grado de Conformidad con la Directiva 91/271/CEE por CC.AA.2010. 46
Figura 31: Evolución del GEI antropogénico anual clasificado en función del tipo de gas. 50
Figura 32: Distribución por sectores de las 49 Gt de CO_2 eq emitidas en el año 2010. 51
Figura 33: Relación energía-emisión de CO_2 a nivel mundial y en los diferentes escenarios estudiados. . 52
Figura 34: Análisis de la adaptación y vulnerabilidad en la emisión de GEI. 52
Figura 35: Focos de emisiones (diferentes alcances en Edar). 54
Figura 36: Implantación de tecnologías alternativas en Edars para mitigar el Cambio Climático. 62
Figura 37: Productos primarios procedentes de los lodos de depuradora. 63
Figura 38: Modelo de un sistema modular en serie de micro- hidráulica en tubería. 82
Figura 39: Generación de energía solar fotovoltaica y pronóstico por región. 84
Figura 40: Mapa de Radiación solar. 85

Figura 41: Radiación total de la isla de Gran Canaria. 85
Figura 42: Capacidad y adiciones anuales mundiales de energía eólica 2005-2015. 86
Figura 43: Mapa eólico de España. 86
Figura 44: Ajuste de la turbina antes y después de la Edar. 88
Figura 45: Clasificación de las turbinas hidráulicas. 89
Figura 46: Ubicación y forma del archipiélago canario. 92
Figura 47: Agua residual tratada en cada isla del archipiélago canario. 93
Figura 48: Percentil del número de plantas en función de capacidad. 94
Figura 49: Análisis cuantitativo de las plantas en función de su capacidad.. 94
Figura 50: Análisis cuantitivo del acceso público al saneamiento. 95
Figura 51: Estaciones de tratamiento de aguas residuales seleccionadas del archipiélago. 96
Figura 52: Porcentajes de emisión dentro de cada Edars tipo. 101
Figura 53: Consejo insular de aprovechamiento de aguas de Gran Canaria. 104
Figura 54: Pre-estudio Edar de Agaete. Datos Técnicos. 104
Figura 55: Pre-estudio Edar de Agaete. Recurso eólico. 105
Figura 56: Pre-estudio Edar de Agaete. Recurso eólico. 105
Figura 57: Selección del tipo de turbina. 112
Figura 58: Configuraciones osmosis inversa-turbina de gas (izda) y osmosis inversa-turbina de vapor (dcha). 118
Figura 59: Configuración osmosis inversa-ciclo combinado. 119
Figura 60: Análisis de los parámetros de operación de la planta de OI trabajando en régimen discontinuo 120
Figura 61: Turbina de vapor + OI. Operación continua y punto de operación constante. 121
Figura 62: Turbina de vapor + OI. Operación continua y punto de operación variable. 122
Figura 63: Turbina de vapor + OI. Operación discontinua y punto de operación variable 122
Figura 64: Detalle de una "cassette" de membranas antes de ser introducida en la cuba de aeración. . 127
Figura 65: Diagrama de la planta de aguas residuales de Jinámar. 129
Figura 66: Detalle del edificio que conforma la planta. 129
Figura 67: Metodología de trabajo dentro de programa WWES 137
Figura 68: Factores de emisión eléctricos estipulados por el programa WWEST 139
Figura 69: Área demográfica servida por la Edar de Jinámar 139
Figura 70: Captura de pantalla de la primera hoja de entrada de datos del WWEST. Información general. 140
Figura 71: Captura de pantalla de la segunda hoja de entrada de datos del WWEST. Supuestos generales de materiales. 141
Figura 72: Captura de pantalla de la tercera hoja de entrada de datos del WWEST. Supuestos generales de equipos. 142
Figura 73: Balance energético de Canarias en el año 2017. 143
Figura 74: Factores de conversion de energía primaria a energía final. 143
Figura 75: Captura de pantalla de la cuarta hoja de entrada de datos del WWEST. Energy production, Factores de emisión en la generación de electricidad. 146
Figura 76: Captura de pantalla de la cuarta hoja de entrada de datos de WWEST. Energy production, Factores de emisión en la combustión de gas natural, metano biogénico y empleo de combustibles.. . 147
Figura 77: Sistema de recolección de agua en la Edar de Jinámar. Vista de las Estaciones de bombeo.. 148
Figura 78: Sistema de recolección de agua en la Edar de Jinámar. Vista de las Estaciones de bombeo y caudalímetros. 149
Figura 79: Sistema de recolección de agua en la Edar de Jinámar. Vista de varios caudalímetros 149
Figura 80: Captura de pantalla de la quinta hoja del WWEST. Reconlección de agua, tuberías. 151

Figura 81: Captura de pantalla de la quinta hoja del WWEST. Reconlección de agua, pozos de registro, bombas y consumo energético 151
Figura 82: Descarga de agua tratada por la Edar para riego de campo de golf de El Cortijo. 152
Figura 83: Descarga de agua tratada mediante emisario submarino. 152
Figura 84: Captura de pantalla de la décima hoja del WWEST. Descarga del agua tratada. Tuberías 153
Figura 85: Captura de pantalla de la décima hoja del WWEST. Descarga del agua tratada. Bombas 153
Figura 86: Captura de pantalla de la sexta hoja del WWEST. Datos detallados de recolección de aguas 154
Figura 87: Captura de pantalla de la onceava hoja del WWEST. Datos detallados de la descarga de agua 155
Figura 88: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST. Entrada de datos de tratamiento. 156
Figura 89: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST .Tratamiento: Tuberías y bombas. 160
Figura 90: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST.Tratamiento: Consumos y recursos energéticos 163
Figura 91: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST.Consumo anual de reactivos. 164
Figura 92: Captura de pantalla de la octava hoja del WWEST. Equipos de la línea de líquidos. 165
Figura 93: Captura de pantalla de la octava hoja del WWEST.Equipos de la línea de lodos. 166
Figura 94: Captura de pantalla de la octava hoja del WWEST. Eliminación de lodos. 166
Figura 95: Resultados de la huella de carbono en la Edar de Jinámar. Consumo energético y gases de efecto invernadero por unidad funcional. 168
Figura 96: Resultados de la huella de carbono en la Edar de Jinámar. Otros factores de emisión atmosférica por unidad funcional. 169
Figura 97: Contribución de las etapas de la depuradora a la emisión y consumo energético. 169
Figura 98: Contribución de las fases del ciclo de vida a la emisión y consumo energético. 170
Figura 99: Contribución de las actividades de la depuradora a la emisión y consumo energético 170
Figura 100: Consumos y curva horaria de la Edar de Jinámar el mes de Julio de 2010 174
Figura 101: Tratamiento de datos. Potencia máxima y mínima de la Edar de Jinámar 175
Figura 102: Tratamiento de datos. Consumo diario medio de la Edar de Jinámar clasificado por meses 175
Figura 103: Análisis de la carga instalada en la Edar de Jinarma. 176
Figura 104: Evolución diaria del consumo caudales de aguas residuales en la estación de Jinámar un día tipo.. 177
Figura 105: Esquema del proceso de digestión anaerobia 180
Figura 106: Esquema de la ruta de degradación anaerobia. 182
Figura 107: Configuración seleccionada para la tecnología de digestión anaerobia 185
Figura 108: Equipo TOC-V CHP. Análisis del carbono orgánico total.. 186
Figura 109: Determinación del TOC. 187
Figura 110: Analisis de la DQO. 188
Figura 111: Análisis de los sóidos no solubles en el lodo de la Edar de Jinanmar. 189
Figura 112: Metodología fotográfica de la determinación del pH y la conductividad. 189
Figura 113: Metodología fotográfica de la determinación de los distintos sólidos. 190
Figura 114: Metodología fotográfica del análisis elemental C, N, H y S.. 191
Figura 115: Detección de los demás elementos de la muestra de lodos propio del análisis elemental. . 192
Figura 116: Sistema Binax. Pretratamiento del biogás para posterior recuperación de energía. 200
Figura 117: Digestor anaerobio y pila de combustible de la planta de tratamiento de aguas del Bronx. 207
Figura 118: Diferentes tipos de pilas de combustible. 208
Figura 119: Pila de combustible, proceso electroquímico. 210
Figura 120: Tecnología química procedente de los lodos. 211
Figura 121: Sistema de pretratamiento del biogas de digestion 212
Figura 122: Esquema del proceso de reformado de vapor 213

Figura 123: Esquema del proceso de shift converter a alta y baja temperatura..... 214
Figura 124: Balance de masa en el reformador de vapor..... 215
Figura 125: Balance de masa en los shift convertes..... 216
Figura 126: Postrotamiento del hidrógeno generado en el reformado de vapor. PSA..... 216
Figura 127: Esquema completo del sistema de producción de energía a través de los lodos..... 219
Figura 128: Sistema de digestion anaerobia..... 220
Figura 129: Costos de capital para la producción de 115 kg/d de hidrógeno en diferentes sitemas de abastecimiento..... 221
Figura 130: Tubería seleccionada para la instalación de la microturbina en planta..... 222
Figura 131: Selección de microturbina..... 223
Figura 132: montaje y estructura de la microturbina Hydro-eKIDS S3..... 224
Figura 133: Tratamiento de datos de radiación solar..... 225
Figura 134: Valores medios, mínimo y máximo de radiación en unidades de potencia (kW/m^2) a escala mensual..... 225
Figura 135: Evolución de la radiación en unidades de pontencia (kW/m^2) a escala horaria..... 225
Figura 136. Tecnología solar-fotovoltaica. Cálculo distancia entre filas..... 233
Figura 137: Aplicación de la tencología fotovoltaica..... 234
Figura 138: Recurso eólico de la isla de Gran Canaria, 80 m de altitud..... 235
Figura 139: tratamiento de datos de velocidad de viento..... 237
Figura 140: Histograma de viento en la Edar de Jinámar..... 238
Figura 141: Rosa de los vientos..... 239
Figura 142: Perfiles diarios de la velocidad de viento..... 239
Figura 143: Velocidad de viento media, máxima y mínima durante los meses del año..... 239
Figura 144: Curva de potencia del aerogenerador E-40/500..... 240
Figura 145: Estimación de la energía producida por el aerogenerador E-40/500 con la herramienta de cálculo del ITC..... 241
Figura 146: Foto de la trayectoria comprendida por uno de los barrancos..... 245
Figura 147: Diagrama de Moody..... 249
Figura 148: Foto del salto de agua en la Edar de Jinámar. Aguas abajo..... 251
Figura 149: Evolución del caudal a escala mensual para la generación de energía hidráulica..... 252
Figura 150: Plano del emplazamiento de la turbina..... 252
Figura 151: Picoturbina XL 100-A para saltos de agua hidráulicos..... 254
Figura 152: Sistema de autoabastecimiento energético en la Edar de Jinámar..... 255
Figura 153: sistemas de implantación de energías renovables simulados con Homer en la Edar de Jinámar..... 256
Figura 154: Curva de potencia del aerogenerador Enercon E-40/6.44..... 256
Figura 155: Pontencia demandada en la estación de tratamiento de aguas residuales de Jinámar anualmente..... 259
Figura 156: Potencia total instalada. Sumatoria de las tecnologías renovables en el escenario 1 y 2..... 260
Figura 157: Potencia total instalada. Sumatoria de las tecnologías renovables en el escenario 3 y 4..... 260
Figura 158: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 1 y 2..... 261
Figura 159: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 3 y 4..... 261
Figura 160: Consumo, producción y almacenamiento acumulado. Escenario 1 y 2..... 262
Figura 161: Consumo, producción y almacenamiento acumulado. Escenario 3 y 4..... 262
Figura 162: Punto de inflexión del almacenamiento en función de la solución del déficit de energía ofertada..... 263
Figura 163: Potencia total instalada. Escenario 3 y 4. Mes de enero..... 264
Figura 164: Potencia total instalada. Escenario 3 y 4. Mes de Julio..... 264

Figura 165: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 3 y 4. Mes de enero. 265
Figura 166: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 3 y 4. Mes de julio. 265
Figura 167: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 3. 266
Figura 168: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 4. 266
Figura 169: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 4. Días 1 de enero y 28 de julio. 267
Figura 170: Consumo, producción y almacenamiento acumulado. Días uno de enero y veintiocho de julio. Escenario 4. 268
Figura 171: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 4. Día 1de enero. 268
Figura 172: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 4. Día 28 de julio. 269
Figura 173: Segementación de los sistemas de almacenamiento energético. 275
Figura 174: Configuración conceptual de tres tecnologías de celdas de electrólisis de agua. 276
Figura 175: Sistema de almacenamiento implantado en la Edar de Jinámar. 278
Figura 176: Electrolizador HySTAT-100. 280
Figura 177: Modo de operación del primer electrolizador. 281
Figura 178: Modo de operación del segundo electrolizador. 281
Figura 179: Energía disponible VS Energía aprovechada para el almacenamiento en forma de hidrógeno. 282
Figura 180: Almacenamiento de hidrógeno en el mes de enero. Modo de operación electrolizadores. 283
Figura 181: Almacenamiento de hidrógeno en el mes de julio. Modo de operación electrolizadores. 283
Figura 182: Botellas de almacenamiento de hidrógeno. 284
Figura 183: Disposición de botellas de hidrógeno por bloques. 284
Figura 184: Conexión indirecta a red de aerogeneradores. 286
Figura 185: Esquema básico de generación de un convertidor. 287
Figura 186: Periodo de amortización del escenario 1 sin intereses. 293
Figura 187: Periodo de amortización del escenario 2 sin intereses. 294
Figura 188: Periodo de amortización del escenario 3 sin intereses. 294
Figura 189: Periodo de amortización del escenario 4 sin intereses. 295
Figura 190: Periodo de amortización del escenario 1 con intereses. 297
Figura 191: Periodo de amortización del escenario 2 con intereses. 297
Figura 192: Periodo de amortización del escenario 3 con intereses. 298
Figura 193: Periodo de amortización del escenario 4 con intereses. 298
Figura 194: Ejemplo del Mercado diario Ibérico el día 26/05/2016 299
Figura 195: Periodo de amortización del escenario 4. Almacenamiento de hidrógeno. 301
Figura 196: Periodo de amortización del escenario 4 con reinyección a red. 301

Listado de tablas

Tabla 1: Demanda mundial de energía primaria dentro del marco temporal de los diferentes escenarios en millones de toneladas de petróleo equivalente 8
Tabla 2: Parámetros característicos de un agua residual urbana y su posible origen 21
Tabla 3: Composición típica de un agua residual urbana según el nivel de concentración de los parámetros contaminantes 22
Tabla 4: Contaminantes y operaciones y procesos para su eliminación 25
Tabla 5: Intensidad energética de las etapas del ciclo del agua en España (2007) 35
Tabla 6: Calificación energética de los procesos de depuración 39
Tabla 7: Potencias por habitante equivalente. Depuradora compacta de fangos activos 40
Tabla 8: Potencias por habitante equivalente. Depuradora de fangos activos con aireación extendida 40
Tabla 9: Porcentaje de las tecnologías utilizadas según los habitantes equivalentes. 47
Tabla 10: Valor de los diferentes componentes de GEI procedentes de Edar en kg equivalentes de CO_2. 53
Tabla 11: GEI emitidos a partir de los residuos humanos, usando las guías elaboradas en los años 1996 (a) y 2006 (b) del IPCC 55
Tabla 12: Relación de métodos y herramientas disponibles para la estimación de la huella de carbono, relacionados con la reutilización del agua y la desalinización 56
Tabla 13: Herramientas para la estimación de la huella de carbono: disponibilidad y aplicabilidad 57
Tabla 14: Comparativa de dos herramientas para calcular la huella de carbono 59
Tabla 15: Posibles productos del empleo del recurso primario procedente de los lodos Edar 64
Tabla 16: Clasificación de las tecnologías empleadas en el proceso de recuperación de productos procedentes de lodos de depuradora 65
Tabla 17: Objetivos nacionales en relación con la cuota de energía. 83
Tabla 18: Radiación solar global media anual sobre superficie horizontal. 84
Tabla 19: Tipos de turbinas para sistemas hidráulicos multipropósito. 89
Tabla 20: Consumo de energía eléctrica de las Edars seleccionadas. 96
Tabla 21: Emisión producida por el transporte de los lodos. 97
Tabla 22: Cuantificación de la emisión de CH_4. Factores de cálculo 98
Tabla 23: Cuantificación de la emisión de N_2O. Factores de cálculo. 99
Tabla 24: Cuantificación de la emisión de N_2O. Factores de cálculo. 100
Tabla 25: Cuantificación de las emisiones indirectas 100
Tabla 26: Cuantificación de las emisiones directas 100
Tabla 27: Cuantificación total de las emisiones. 101
Tabla 28: Edars casos de estudio. Ratio (kWh/m^3). 101
Tabla 29: Estaciones de tratamiento de aguas residuales que coteja el CIA. 103
Tabla 30: Viabilidad del recurso mini-hidráulico en las Edars de CIA. 107
Tabla 31: Clasificación del recurso mini-hidráulico en las Edars de CIA. 107
Tabla 32: Viabilidad del recurso de biomasa en las Edars de CIA 109
Tabla 33: Clasificación del recurso de biomasa en las Edars de CIA 109
Tabla 34: Viabilidad del recurso hidráulico en las Edars de CIA 112
Tabla 35: Clasificación del recurso hidráulico en las Edars de CIA 112
Tabla 36: Selección del tipo de turbina. 112
Tabla 37: Selección de la turbine adecuada para cada Edar. 113
Tabla 38: Viabilidad del recurso solar en las Edars del CIA. 114
Tabla 39: Clasificación del recurso solar en las Edars del CIA. 114
Tabla 40: Viabilidad del recurso eólico en las Edars del CIA 116

Tabla 41: Clasificación del recurso eólico en las Edars del CIA 116
Tabla 42: Matriz de viabilidad en la implantación de las tecnologías renovables dentro de las Edars de la CIA. 117
Tabla 43: Datos de la demanda de red, consumo de OI y energía total generada en un día 123
Tabla 44: Características de los modulos de membrane 131
Tabla 45: Relación y características de caudales de alimentación 133
Tabla 46: Características del agua tratada en el tratamiento biológico. 133
Tabla 47: Características del agua tratada en el tratamiento terciario. 134
Tabla 48: Características del fango 134
Tabla 49: Tuberías y accesorios de la línea de aguas 159
Tabla 50: Tuberías y accesorios de la línea de fangos.. 160
Tabla 51: Bombas en línea de aguas.. 161
Tabla 52: Bombas en línea de fango. 161
Tabla 53: Consumo energético de la planta. Líneas de operación. 163
Tabla 54: Abreviaturas de los resultados del cálculo de la huella de carbono. 168
Tabla 55: Tabla resumen del cálculo de la huella de carbono en el ciclo de vida de la depuradora de Jinámar. 171
Tabla 56: Potencias pico y consumo medio de la Edar de Jinámar en el año 2010. 174
Tabla 57: Clasificación por niveles de los grados de madurez 178
Tabla 58: Grado de madurez de las Tecnologías 179
Tabla 59: Bacterias aisladas en un reactor anaerobio. 183
Tabla 60: composición porcentual de los componentes del gas de digestión y del gas natural. 183
Tabla 61: Resultados obtenidos del análisis de TOC. 187
Tabla 62: Resultados de los análisis de la DQO del lodo de Edar de Jinamar. 188
Tabla 63: Resultados de los análisis de los sólidos no solubles del lodo de Edar de Jinámar. 189
Tabla 64 : Resultados de los análisis de pH y conductividad del lodo de Edar de Jinamar 189
Tabla 65: Resultados de los análisis de sólidos volátiles, fijos y totales. 190
Tabla 66: Resultados del análisis de densidad del lodo de Edar de Jinamar. 191
Tabla 67: Resultados del análisis elemental C, N, H y S.. 191
Tabla 68: Tipos de lodos de Edar. Caracterización en función de los SV para la producción de biogas 192
Tabla 69: Tiempos de retención celular sugeridos para su uso en el diseño de digestores de mezcla completa. 193
Tabla 70: Efecto de la concentración del fango y del tiempo de dentención hidraulica sobre la carga de sólidos volátiles. 194
Tabla 71: Tratamientos empleados para la eliminación del H_2S en el biogás del digestor. 201
Tabla 72: Pilas de combustibles 203
Tabla 73: Límite de concentración de contaminantes para el uso de biogás en las pilas de combustible. 204
Tabla 74: Cuadro resumen de las tecnologías de recuperación energética del biogás. (A = vapor de agua; B = H_2S; C = Siloxanos; D =CO_2) 204
Tabla 75: Composición del biogas de la Edar de Jinámar a la entrada del reformado de vapor 215
Tabla 76: Características técnicas de la pila Multi-MW Power Generation 217
Tabla 77: Energía solar anual obtenida en la Edar de Jinámar 226
Tabla 78: Factor de correción K para superficies inclinadas 227
Tabla 79: Corrección de los kWh/m^2 obtenidos en la superficie seleccionada para la instalación fotovoltaica con el factor K. 227
Tabla 80: Velocidad del viento en la ubicación de la planta de Jinámar. 236
Tabla 81: Velocidades de viento corregido y densidad energética 237

Tabla 82: Energía producida por el aerogenerador. Metodología de cálculo2. 242
Tabla 83: Energía producida por el aerogenerador. Metodología de cálculo2. 243
Tabla 84: Energía eólica. Horas equivalentes y factor de capacidad 243
Tabla 85: Valores de densidad. Recuperación de energía en las aguas residuales 246
Tabla 86: Características de los modelos de turbina seleccionados 247
Tabla 87: Cálculo de las pérdidas de fricción en cada uno de los barrancos 249
Tabla 88: Catálogo de turbinas Canyon 250
Tabla 89: Energía almacenada de forma mensual en el escenario cuatro simulado 270
Tabla 90 Capacidad mundial instalada para el almacenamiento de energía eléctrica 271
Tabla 91: Ventajas e inconvenientes de las tecnologías de almacenamiento 274
Tabla 92: Principales características de los sistemas AEC, PEMEC y SOEC 277
Tabla 93: Caracterización del agua de entrada en el electrolizador 279
Tabla 94: Relación de botellas necesarias para el almacenamiento de hidrógeno producido por electrolizador 285
Tabla 95: Tabla resumen del análisis económico de cada equipo 290
Tabla 96: Capital total invertido en cada uno de los escenarios simulados 290
Tabla 97: Costes de producción de cada uno de los escenarios simulados 290
Tabla 98: Costes de inversion, opración y manetniemiento por kW intalado 291
Tabla 99: Coste específo o coste por unidad de generación eléctrica. 291
Tabla 100: Coste específico de cada uno de los escenarios simulados con su respectivo remix energético renovable 292
Tabla 101: ROR de cada uno de los diferentes escenarios simulados 295
Tabla 102: PRI de cada uno de los diferentes escenarios simulados 295
Tabla 103: Valores del precio medio mensual y anual del mercado de la electricidad en el año 2017. 300
Tabla 104: Tabla resumen del análisis económico de cada equipo en los diversos sub-sistemas. Escenario 4 301
Tabla 105: Capital total invertido en cada uno de los sub-escenarios simulados. 301
Tabla 106: Costes de producción de cada uno de los sub-escenarios simulados 301

Capítulo 1: Introducción. Nexus Agua-Energía-Cambio Climático. Situación actual

1.1 El recurso hídrico. Una problemática a escala mundial

La Tierra, con sus diversas y abundantes formas de vida, que incluyen a más de 7.000 millones de seres humanos (UNESCO. 2003), se enfrenta a una gran crisis: La escasez de agua. Este tópico constituye uno de los principales desafíos del siglo XXI al que se están enfrentando ya numerosas sociedades de todo el mundo. A lo largo del último siglo, el uso y consumo de agua creció a un ritmo dos veces superior al de la tasa de crecimiento de la población y, aunque no se puede hablar de escasez hídrica a nivel global, el número de regiones con niveles crónicos de carencia de agua va en aumento (Kevin Watkins et all 2006).

Según el Informe Global de Riesgos 2016 del Foro Económico Mundial, 4.000 millones de personas (dos tercios de la población mundial) se enfrentan a la escasez de agua, afectando ya a todos los continentes. Cerca de 1.200 millones de personas, casi una quinta parte de la población global, vive en áreas de escasez física de agua, mientras que 500 millones se aproximan a esta situación (ONU-DAES 2013). Comparando estos datos con los aportados por la Organización para las Naciones Unidas para la Agricultura y la Alimentación (FAO) en el año 2007, se ha aumentado en 100 millones de personas la inaccesibilidad al agua potable.

A continuación, se expone una imagen que muestra el porcentaje de estrés hídrico en los diversos países que conforman el planeta.

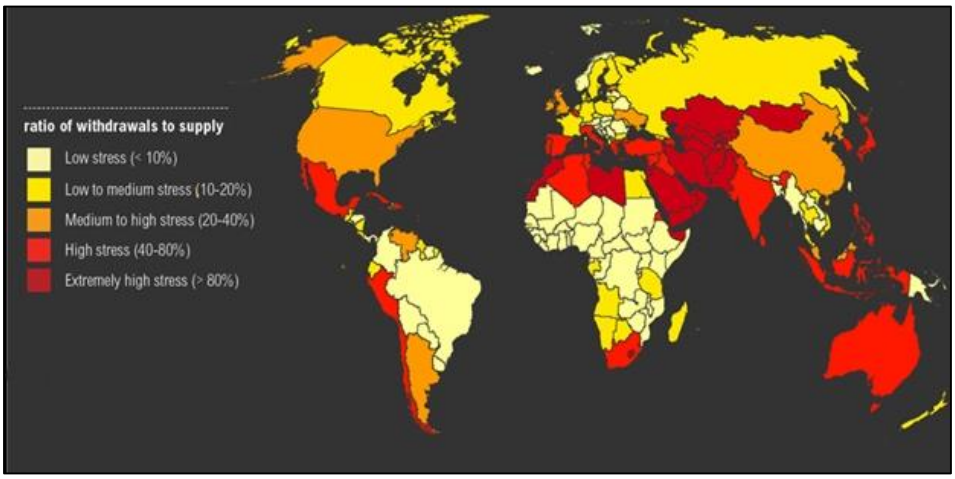


Figura 1: Relación del estrés hídrico en los diferentes países (Fuente: World Resource Institute, Aqueduct, Gassert et al.2013)

Para 2025, 1.800 millones de personas vivirán en países o regiones con escasez absoluta de agua, y dos tercios de la población mundial podrían vivir bajo condiciones de estrés hídrico (UN-Water 2014).

A todo esto, hay que sumar el esfuerzo que mujeres y niños de diversas regiones del planeta siguen realizando, al verter un total de 200 millones de horas en el desplazamiento para la búsqueda y obtención de su consumo propio de agua; Se estima en 1.600 millones de personas, las que se enfrentan cada día a situaciones de escasez económica de agua, donde los países carecen de la infraestructura necesaria para transportar el agua desde ríos y acuíferos. Situaciones que siguen haciendo inevitable la muerte de un niño cada 20 segundos por falta de este recurso vital, y que siguen aportando porcentajes que rondan en un 42% de la población, la imposibilidad de acceso a un saneamiento básico (UN-Water 2007).

En este aspecto, se debe de tener en cuenta que la distribución de la población en el planeta es también un factor clave dentro del concepto de escasez, pues no se habla de solo un fenómeno natural, sino que el problema también engloba las acciones del ser humano. La distribución irregular, y las malas gestiones, agravan esta crisis a escala global. A su vez, y siguiendo las directrices marcadas por el reportaje que llevaron a cabo las Naciones Unidas sobre el desarrollo mundial del agua en 2003, solo un 54% del volumen anual de agua de escorrentía es accesible al ser humano, habiendo grandes variaciones entre regiones. Por tanto, es sorprendentemente difícil determinar si el agua es verdaderamente escasa en el sentido físico a escala global (un problema de suministro) o si está disponible pero debe utilizarse mejor (un problema de demanda)(Rijsberman 2006, 5-22). Los indicadores más complejos no se aplican ampliamente porque faltan datos para aplicarlos y las definiciones no son intuitivas, además de que suelen contabilizar únicamente el agua azul, obviando la denominada agua verde en los cálculos (Rijsberman 2006, 5-22; Savenije 2000, 199-204). En la siguiente gráfica se puede observar el porcentaje en el que está distribuido el recurso hídrico del planeta.

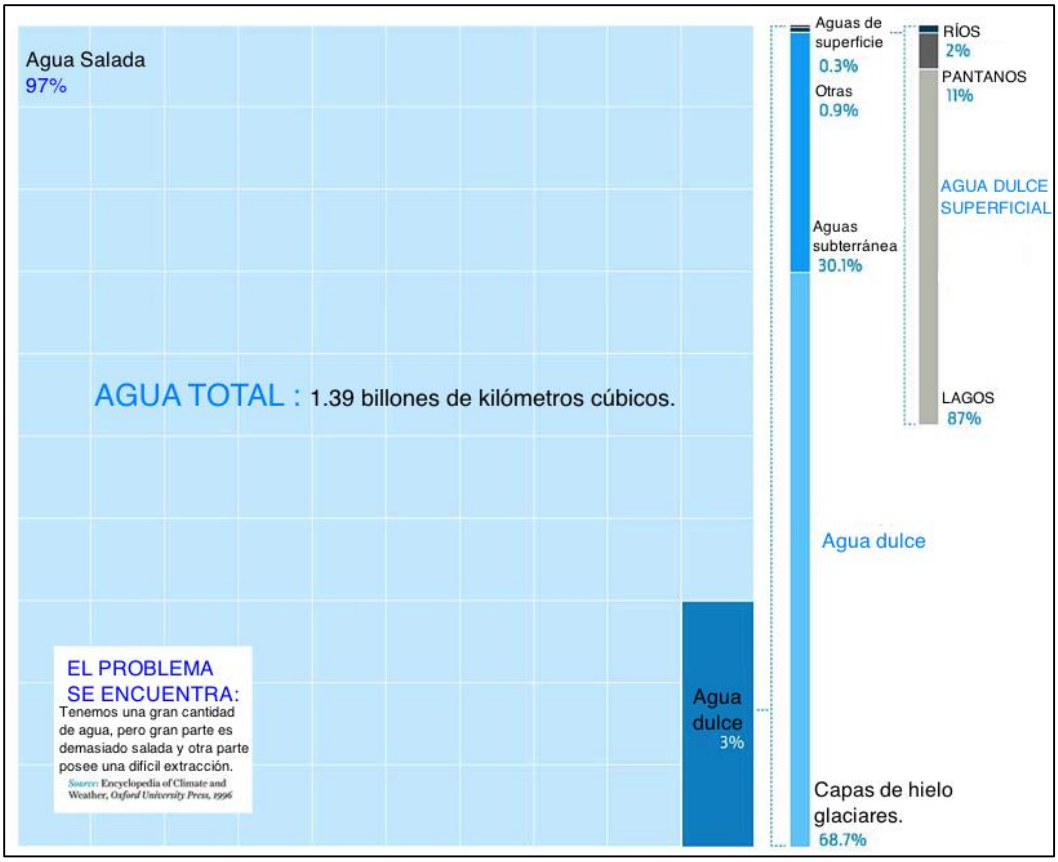


Figura 2: Distribución del recurso hídrico (Fuente: Oxford University Press. Encyclopedia of Climate and Weather, 1996)

En una reciente Encuesta de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para la conferencia de "*Río+20*" más de 130 países confirmaron la amplia adopción de enfoques integrados para la gestión del agua, pero señalaron también que sigue habiendo retos importantes. Si no se presta atención a un uso y desarrollo sostenible de los recursos hídricos y los ecosistemas que los proporcionan, la dificultad de equilibrar el abastecimiento de agua entre múltiples usuarios y usos empeorará. El comportamiento de la sociedad afectará directamente en la gestión de este recurso (Appelgren and Klohn 1999, 361-373).

El agua resulta esencial para el desarrollo sostenible y es fundamental para el desarrollo socio-económico, para el mantenimiento de unos ecosistemas saludables y para la supervivencia del ser humano. El agua es vital para la reducción de la carga mundial de enfermedades y lo sigue siendo a la hora de mejorar la salud, el bienestar y la productividad de la población. Sin una gestión adecuada de los recursos hídricos, habrá una mayor competencia por el agua entre sectores y se producirá una aceleración en la crisis del agua, lo que provocaría situaciones de emergencia en todos aquellos sectores que dependen de la misma (ONU-Agua Conference 2015). Y, aunque la huella hidrológica no genere un descenso exponencial al hacer uso de la importación agrícola (importando consecuentemente un volumen considerado de agua virtual) (Madurga 2005, 369-389), el recurso hídrico empezará a convertirse en una limitación drástica para la agricultura en las próximas décadas (particularmente en Asia y África), creando serios bloqueos en la alimentación, lo que requerirá grandes ajustes institucionales (Rijsberman 2006, 5-22).

1.2 La energía, el compañero de la crisis hídrica

Para que los consumidores finales dispongan de un servicio de agua potable garantizado es necesario consumir energía. Estos dos tópicos son los que, hoy en día, encabezan los rompecabezas más importantes para la humanidad, extendiéndose durante las próximas décadas.

Si se observa desde esta perspectiva energética, ya en el año 2008 los datos registrados aportaban valores insatisfactorios, pues 1.478 millones de personas en el mundo no tienen acceso a la electricidad (22% de la población mundial), los cuales, se pueden distribuir en 612 millones en África, 830 millones en Asia y 36 millones en Latinoamérica. Mientras tanto, el consumo energético mundial ascendía a una cifra de 17.109.665.000 MWh/año (Nobuo 2008).

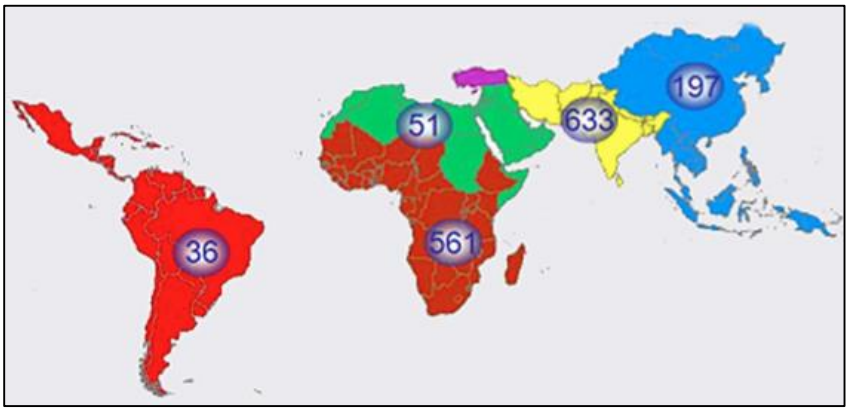


Figura 3: Millones de personas sin acceso a electricidad en 2008 (Fuente: The World Factbook, 2008)

Hasta este periodo de tiempo (2008), la distribución energética clasificada en función del recurso del cual proviene, se expone en la siguiente figura (Yergin et al. 2013).

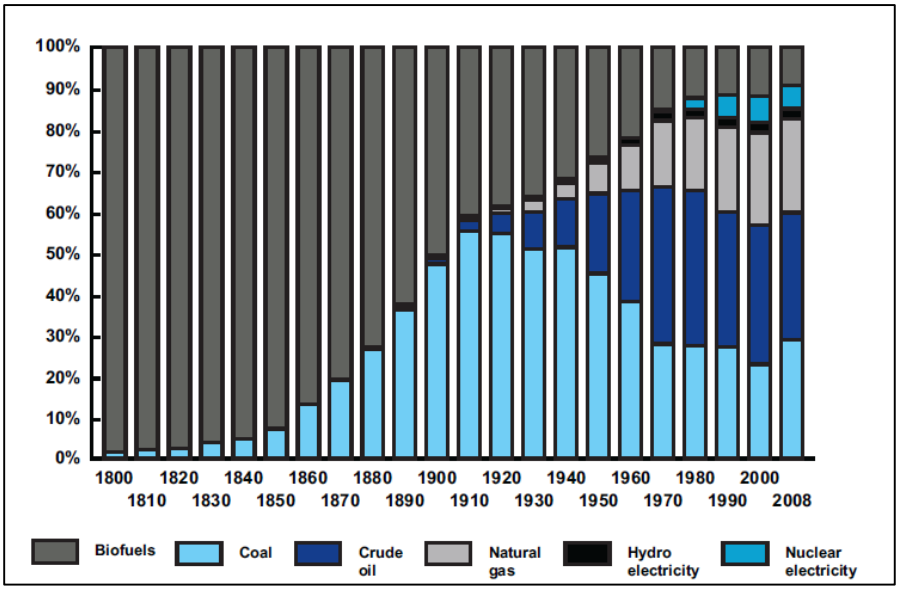


Figura 4: Mix energético en el marco temporal 1800-2008 (Fuente: World Economic Forum. Energy Vision 2013. Energy transitions: Pasta and Future)

En 2030, las disparidades en el consumo de energía per cápita entre las regiones (al igual que el recurso hídrico) siguen siendo elevadas. Los países de Oriente Medio observan un rápido aumento del consumo per cápita, sobrepasando a los países de la Europa OECD (Organización para la Cooperación y Desarrollo) en el año 2030. Rusia todavía tiene el consumo de energía per-cápita más alto, llegando a 7,0 toneladas equivalentes de petróleo (tep), en 2030. El consumo per cápita aumenta rápidamente en China, desde 1,4 tep en 2006 a 2,7 en 2030, gracias a una economía en auge y un crecimiento demográfico más lento, al contrario que en los países africanos y parte de los asiáticos. El consumo de energía per cápita de la India será 0,9 tep en 2030, pero subió unas 0,5 tep en 2006.

Para poder hacerse una idea de las desigualdades territoriales, se puede observar que el promedio de consumo per cápita en el África Subsahariana será de tan sólo 0,5 tep en 2030, lo que es equivalente a alrededor de un tercio del nivel en América Latina o una novena parte de lo que consumen los países de la OECD. A continuación se adjunta un gráfico que representa lo explicado con anterioridad (Nobuo 2008), así como el consumo esperado para el año 2035.

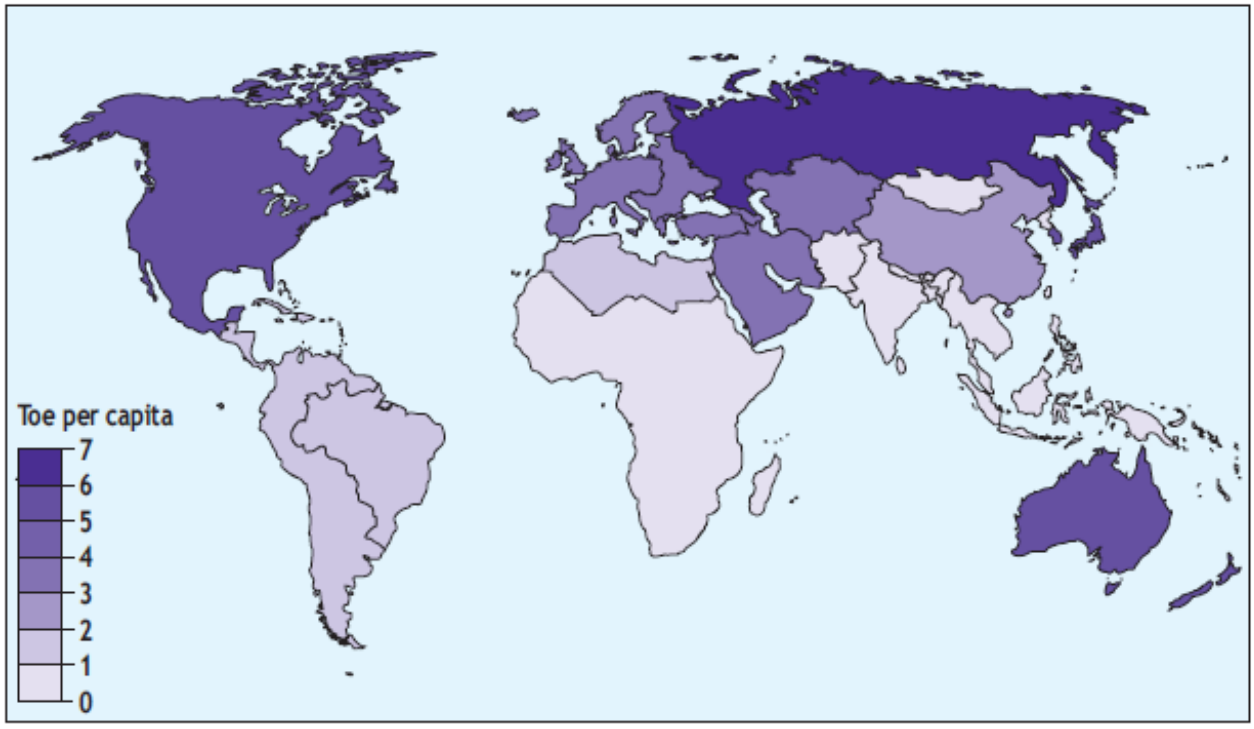


Figura 5: Demanda per-cápita de energía primaria por regiones en el año 2030 (Fuente: World Energy Outlook (WEO), 2008)

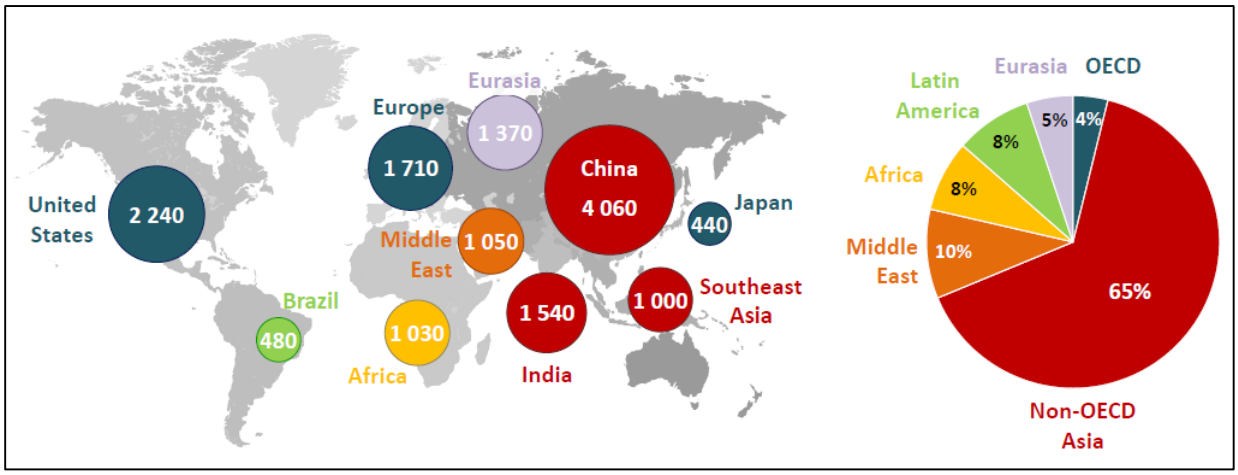


Figura 6: Demanda de energía primaria en el año 2035 en millones de toneladas de fuel equivalente. (Fuente: Dr Fatih Birol. Jefe de economía de la IEA. Presentación en Rotterdam, el 8 de enero de 2014. WEO 2013-20335)

En estos dos mapas mundiales, se observa que las necesidades energéticas del mundo siguen creciendo, pero muchos millones de personas siguen quedándose al margen; y aunque la geografía del consumo energético mundial se desplaza hacia lugares en plena fase de industrialización (como puede ser la India), en el año 2040, más de 500 millones de personas, cada vez más concentradas en áreas rurales del África Subsahariana, carecerán todavía de acceso a la electricidad (frente a los 1.200 millones actuales). Unas 1800 millones de personas, seguirán dependiendo de la biomasa sólida para cocinar (un tercio menos que los 2700 millones actuales); esto significa una exposición continua al humo en ambientes cerrados que a día de hoy está causando 3,5 millones de muertes prematuras al año (International Energy Agency 2016).

El documento de perspectivas mundiales energéticas del 2011 realizado por la Agencia internacional de la Energía (IEA) expone que la demanda de la energía global aumentará en un 40% entre los años 2009 y 2035; y que, además, este crecimiento se desarrollará de la misma manera en todos los recursos energéticos. Por otro lado, confirma que el foco de crecimiento tanto en la demanda como en la oferta de energía se aleja de los países de la OECD, puesto que casi el 90% del incremento de la demanda mundial se produce en los países no pertenecientes a la misma.

Como ejemplo del fuerte cambio de conducta, China consumirá cerca de un 70% más de energía que los EE.UU. en 2035 convirtiéndose así en el mayor importador y consumidor de fuel, además de continuar ingiriendo cerca de la mitad de la producción global de carbón. No obstante, el consumo per cápita de este país seguirá siendo la mitad del nivel de los EE.UU.

En lo que respecta a las distintas fuentes energéticas, el uso del fuel se incrementará en un 18% debido básicamente al transporte. El empleo del carbón se producirá principalmente en los países que no forman parte de la OECD, estabilizándose su uso dentro de unos diez años con un 25% de incremento desde el año 2009. El crecimiento absoluto del consumo de gas natural conseguirá equipararse con los valores de demanda de fuel y carbón; mientras que la producción de energía nuclear se incrementará en más de un 70%, liderando este sector energético en países como China, Corea y la India. El empleo de las energías renovables crecerá igual de rápido que cualquier otra forma de energía en términos relativos; pero en

términos absolutos la demanda total todavía no está al nivel de cualquier combustible fósil en 2035 (International Energy Agency 2011).

Para obtener una visión más clara de lo expuesto anteriormente, se adjuntan unos diagramas que muestran, tanto la diferencia de crecimiento en el empleo de la energía nuclear (siendo el caso más destacable, el considerable aumento previsto en China), así como la evolución del empleo de las energías renovables en el periodo de tiempo entre 2000 y 2011, observándose el aumento progresivo de todas, y las diferencias entre cada una.

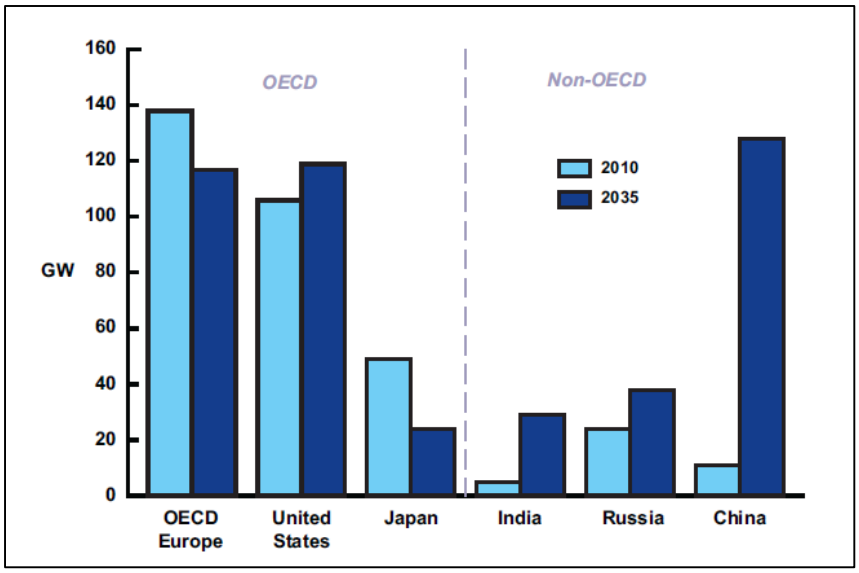
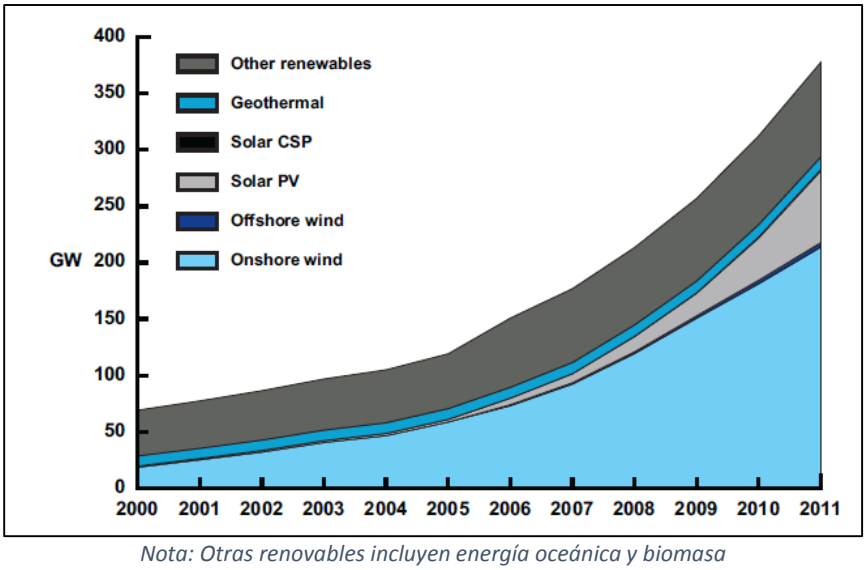


Figura 7: Energía nuclear instalada en los años 2010-2035 (Fuente: WEF. Energy visión 2013)



Nota: Otras renovables incluyen energía oceánica y biomasa

Figura 8: Empleo global de Energías Renovables. Periodo 2000-2011 (Fuente: WEF. Energy visión 2013)

A continuación, se exponen dos imágenes que muestran la evolución energética anteriormente explicada, así como la distribución de los recursos existentes en el año 2035, siendo éste el límite del marco temporal

analizado. A su vez, tanto la tabla como el diagrama expondrán los tres escenarios analizados por diversos organismos y entidades que evalúan el recurso energético a nivel mundial, a saber:

- *Escenario de nuevas políticas*: Incorpora los compromisos políticos y planes que han sido anunciados por países de todo el mundo para combatir la inseguridad energética, el cambio climático y la contaminación local, incluso cuando las medidas específicas para poner en práctica estos compromisos aún no se han anunciado. Sirve como punto de referencia para evaluar los logros y las limitaciones de los recientes cambios en política energética.
- *Escenario de Políticas actuales*: Muestra cómo podría verse el futuro sobre la base de la perpetuación (sin cambios) de las políticas y medidas gubernamentales que se habían promulgado o adoptado a mediados de 2011.
- Escenario 450: Establece un camino de energía que es consistente con un 50% de probabilidad de cumplir con el objetivo de limitar el aumento de la temperatura media a 2 grados Celsius (2°C), en comparación con los niveles preindustriales. Según los expertos climáticos, para alcanzar este objetivo será necesario limitar la concentración a largo plazo de gases de efecto invernadero en la atmósfera a alrededor de 450 partes por millón de dióxido de carbono equivalente (ppmCO_2-eq).

  El escenario supone una acción política más vigorosa que el escenario de Nuevas Políticas (el cual asume una implementación cautelosa). Después de 2020, se supone que los países de la OECD y otras grandes economías fijarán objetivos colectivamente con una trayectoria de emisiones coherente con la estabilización de las emisiones de concentración a 450 ppm.

En cada caso, lo que se ofrece es un conjunto de proyecciones consistentes: ninguna debe ser considerada como un pronóstico.

			New Policies Scenario		Current Policies Scenario		450 Scenario	
	1980	2009	2020	2035	2020	2035	2020	2035
Coal	1 792	3 294	4 083	4 101	4 416	5 419	3 716	2 316
Oil	3 097	3 987	4 384	4 645	4 482	4 992	4 182	3 671
Gas	1 234	2 539	3 214	3 928	3 247	4 206	3 030	3 208
Nuclear	186	703	929	1 212	908	1 054	973	1 664
Hydro	148	280	377	475	366	442	391	520
Biomass and waste*	749	1 230	1 495	1 911	1 449	1 707	1 554	2 329
Other renewables	12	99	287	690	256	481	339	1 161
Total	**7 219**	**12 132**	**14 769**	**16 961**	**15 124**	**18 302**	**14 185**	**14 870**

* Includes traditional and modern uses.

Tabla 1: Demanda mundial de energía primaria dentro del marco temporal de los diferentes escenarios en millones de toneladas de petróleo equivalente (Fuente: International Energy Agency.WEO 2011)

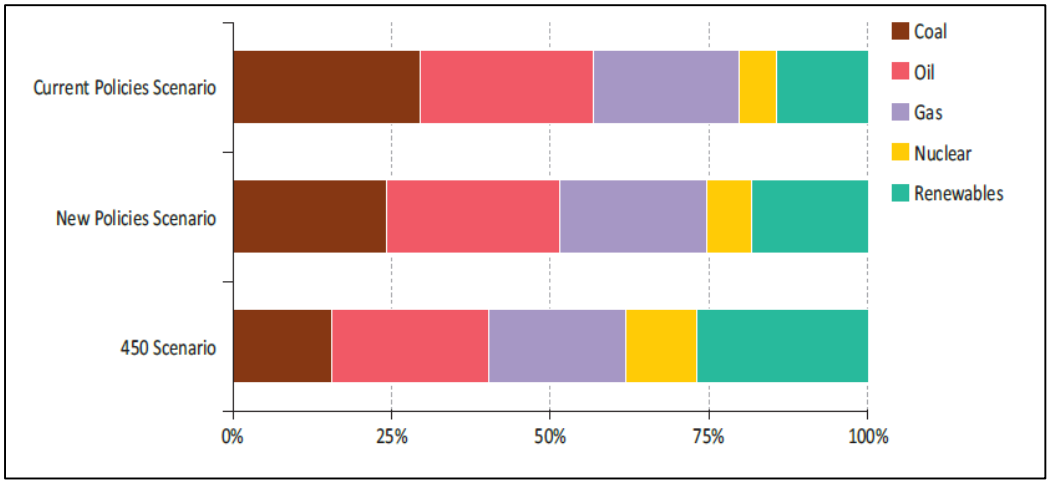


Figura 9: Distribución de los recursos energéticos que cubren la demanda global de energía primaria en el año 2035. Clasificación por escenarios (Fuente: Fuente: International Energy Agency. WEO 2011)

Por tanto, la energía al igual que el agua, es un factor vital en el crecimiento sostenible de las diversas sociedades que conforma el planeta. Su empleo es prácticamente necesario en todos los aspectos de la vida, siendo cada vez más intensivo su uso y afectando este a las partidas económicas de cada país. Como ejemplo claro, y estudiando una situación similar al "agua virtual" (agua que se consume indirectamente en productos de exportación) se adjunta una figura que representa la participación de los continentes en el mercado mundial referente a la exportación de bienes, que destacan por su uso intensivo de energía.

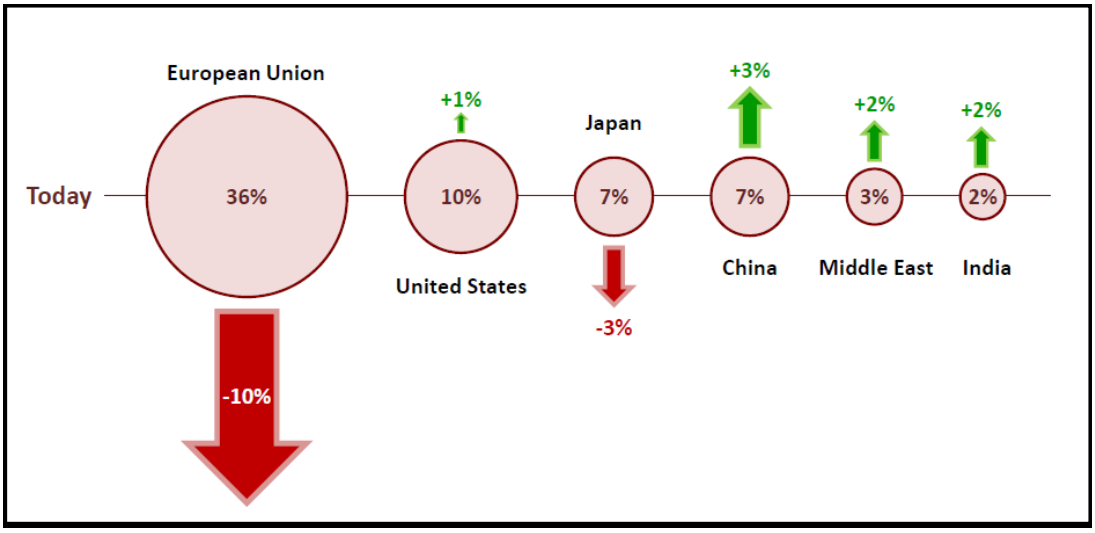


Figura 10: Mercado mundial referente a la exportación de bienes, que destacan por su uso intensivo de energía (Fuente: Dr Fatih Birol. Jefe de economía de la IEA. Presentación en Rotterdam, el 8 de enero de 2014. WEO 2013-20335)

Los Estados Unidos, junto con las principales economías emergentes, aumentan su cuota de mercado de exportación de bienes de uso intensivo de energía (Fatih Birol 2014).

1.3 Interrelación entre ambos recursos. Binomio Agua-Energía

El agua y la energía, a lo largo de la historia han sido determinantes en el desarrollo de la humanidad (Hamiche, Stambouli, and Flazi 2016, 319-331). Aun siendo conceptualmente diferentes, el agua ha necesitado de la energía para las diferentes etapas que conforman el ciclo; etraxtracción, transporte, tratamiento, distribución, depuración y reutilización (Hardy, Garrido, and Sirgado 2010) ; energía que ha ido evolucionando a lo largo de los años en forma humana, animal, mecánica, eléctrica, etc…(Puig and Corominas 1990).

Asimismo, la energía ha necesitado del agua (Siddiqi and Anadon 2011, 4529-4540) a raíz del descubrimiento de la máquina de vapor; descubrimiento asignado, entre otros, a Thomas Newcomen [año 1712]. Dentro de este punto, cabe destacar que fue un español, Jerónimo de Ayanz y Beaumont quien en 1606, registra una máquina de vapor utilizada con éxito para el desagüe de las minas de plata de Guadalcanal (Jaramillo Suárez 2011).

A pesar de dicha unión, el agua y la energía han sido dos sectores que se han estudiado y gestionado de manera independiente hasta que en la década de los noventa, Peter H. Gleick [Pacific Insitute, 1994], demuestra una relación intrínseca entre ambos recursos surgiendo de tal fusión el concepto conocido como el “Nexus Agua-Energía”(Gleick 1994, 267). El desarrollo de la ciencia y la tecnología ha confirmado la interrelación entre ambas, estando estrechamente relacionadas (Tan and Zhi 2016a, 277-284).

El agua es por un lado, fuente de energía: hidroeléctrica, geotérmica y oceánica (mareas, olas, corrientes, gradiente térmico o gradiente de salinidad) (J. G. García 2002, 269).

De otra parte, la industria del agua es intensiva energéticamente (Y. Liu et al. 2016, 9736-9745). El ciclo del agua consume 1.723 TWh, lo que representa el 8% de la energía mundial producida. A nivel estatal, España utiliza 5.132 GWh en el citado ciclo (IDAE., 2014), que es equivalente a la demanda de energía eléctrica en las islas Baleares durante el año 2014. Una representación del consumo de energía en el ciclo se expone en la siguiente figura.

Figura 11: Energía eléctrica consumida en el ciclo integral del agua por diez mil metros cúbicos de agua tratada en cada una de las etapas. (kWhe = kilovatio hora eléctrico). (Fuente: realización propia).

Para el 2040, se estima que la cantidad de energía usada en el sector del agua sea más del doble que la actual, destacando en intensidad el proceso de desalinización en Oriente Medio y Norte de África (en la primera región se empleará un 16% del consumo de electricidad en el suministro de agua); y el proceso de tratamiento de aguas residuales en economías emergentes (International Energy Agency 2016).

De forma análoga la energía depende y necesita agua tanto para el procesamiento de los diferentes combustibles fósiles (carbón, petróleo, gas…) (Galván Rico et al. 2007, 91), como para la generación de electricidad (Tan and Zhi 2016a, 277-284); Así como para la irrigación de los distintos cultivos energéticos en la producción de biocombustibles (Gómez García, Samaniego, and Antonissen 2008). En este aspecto, la totalidad del agua empleada se puede clasificar en dos tipos: agua usada "Withdrawals" (utilizada y devuelta al medio ambiente) y agua consumida "consumed" (Torcellini, Long, and Judkoff 2003). Su cuantificación variará en función del combustible empleado, y ésta oscilará entre 250 litros por tonelada de carbón y entre uno y diez barriles de agua por barril de petróleo (dependiendo del proceso de extracción) (National Renewable Energy Laboratory (NREL) 2003).

Independientemente de lo anterior, cabe destacar que el consumo de agua en el procesado de petróleo y gas convencional y no convencional; el carbón y el uranio corresponde a unos nueve mil millones de metros cúbicos al año. Lo cual, representa aproximadamente, tres veces el consumo de agua de abasto en España (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) 2011). De igual forma, se expone que a nivel mundial, el consumo del recurso hídrico subterráneo en la extracción de combustibles fósiles es mayor a la extracción de la materia prima en sí, sumándole a este mismo, diversos minerales y metales (Mielke, Anadon, and Narayanamurti 2010).

En cuanto al consumo de agua en biocombustibles, según los datos suministrados por la UNESCO (WWAP) (Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura. 2009) este oscila entre unos 2,5 metros cúbicos por litro de combustible, lo que a nivel mundial representa un 2 por ciento del total del agua de irrigación.

En lo referente al consumo de agua en la producción de energía eléctrica. Según datos de la Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency 2014), la producción de energía consume 583 billones de metros cúbicos de agua; lo que es análogo al 15% del agua usada a nivel global. De ésta cantidad, 66 billones de metros cúbicos no retornan a la fuente de origen (IEA 2012).

Interpolando en el ámbito nacional, el consumo de agua en el sector energético de España es de 806 hectómetros cúbicos, lo que corresponde con el trabajo de una desalinizadora de 60.000 metros cúbicos/día que estuviese operando durante más de 37 años (Hardy, Garrido, and Sirgado 2010).

Si lo anterior nos indica el consumo global de agua; a nivel de proceso, y dependiendo del tipo de combustible, el consumo oscilaría entre 0,7 m^3/MWh eléctricos para la generación mediante ciclo combinado hasta 2,7 m^3/MWh eléctricos a partir de la energía nuclear (Spang et al. 2014).

Según las previsiones efectuadas por las Naciones Unidas, se estima una población de 9.600 millones de habitantes en el año 2050; lo que traerá consigo un aumento del consumo energético e hídrico. La satisfacción de estos recursos empieza a ser un grave problema, agravado a su vez por la continua industrialización; La demanda de agua se incrementará en un 55%, siendo el incremento de la industria manufacturera de un 400%; el sector doméstico más de un 130% y del sector eléctrico, un 140%, según datos de la OECD (Organización para la Cooperación y Desenvolvimiento Económico de las Naciones Unidas 2014).

1.4 Cambio Climático. El tercer vértice del triángulo

Al "Nexus Agua-Energía", se le debe de sumar el común denominador, que no es otro que la continua contribución al calentamiento global debido a la emisión de gases de efecto invernadero en la gestión de los ciclos hídrico y energético. Lo anterior viene sustentado y reflejado en las distintas conclusiones del Protocolo de Kioto, de la Cumbre del Cambio Climático de París [COP21, 2015]; así como las distintas acciones, tanto internacionales FCCC [Programa Marco de Convención del Cambio Climático], CDM [Mecanismo de desarrollo Limpio], OECD [Organización para Cooperaciones Económicas y de Desarrollo] entre otros; como la Estrategia 2020 de la Unión Europea, la cual marca el reto para el 2020 de un 20% de reducción de energía primaria, 20% de reducción de gases de efecto invernadero y 20% de penetración de energías renovables, entre otros.

El tratamiento de este trinomio es vital y a la vez complejo; en la figura se representa las distintas interrelaciones entre Agua-Energía-Cambio Climático.

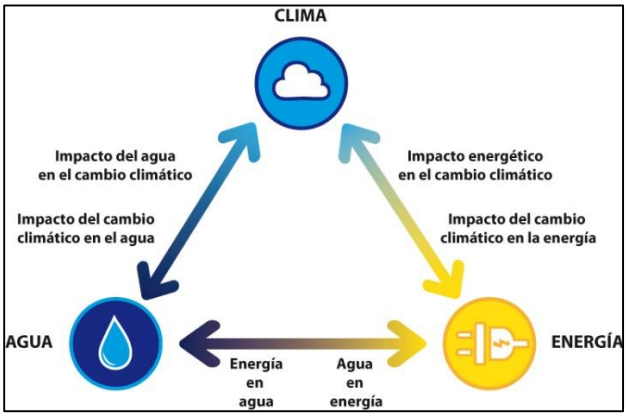


Figura 12: Interrelación entre el clima, el agua y la energía. (Fuente: realización propia)

Para una mayor comprensión del trinomio, se puede decir que el acuerdo de París sobre el Cambio Climático que entró en vigor en noviembre del 2016 (uno de los más importantes acuerdos de la actualidad) y que afecta a alrededor de 190 países, es en el fondo, un acuerdo sobre energía.

Para alcanzar los objetivos de dicho acuerdo, es precisa una transformación del sector energético, fuente de al menos dos tercios de las emisiones de gases de efecto invernadero. Se expone una imagen que confirma la cifra expresada con anterioridad.

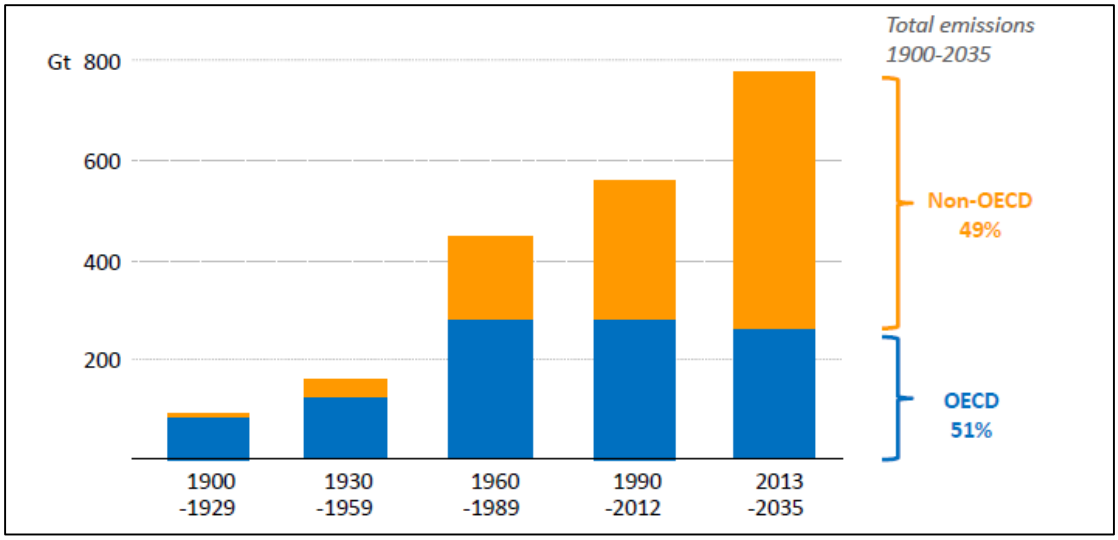


Figura 13: Relación acumulada de las emisiones de CO_2 y la energía *(Fuente: Dr Fatih Birol. Jefe de economía de la IEA. Presentación en Rotterdam, el 8 de enero de 2014. WEO 2013-20335)*

Los cambios ya puestos en marcha en el sector de la energía demuestran la promesa y el potencial de la energía de bajas emisiones de CO_2 y confieren credibilidad a una acción significativa en materia de Cambio Climático. El crecimiento de las emisiones de CO_2 relacionadas con la energía, se estancó completamente en 2015. Esto se debió en su mayor parte a una mejora del 1,8% de la intensidad energética de la economía mundial, una tendencia reforzada por los beneficios derivados de la eficiencia energética, así como por el uso generalizado de fuentes más limpias, esencialmente renovables en todo el mundo. Los compromisos son suficientes de manera conjunta, para limitar el aumento de emisiones mundiales de CO_2 a una media anual de 160 millones de toneladas. Esto supone una notable reducción en comparación con el aumento anual medio de 650 millones de toneladas registrado desde el año 2000. Pero el incremento constante de emisiones de CO_2 relacionadas con la energía – hasta 36 Giga toneladas en 2040- hacen evidentemente que tales compromisos no cumplen con el objetivo del Acuerdo en París de alcanzar un punto máximo de emisiones “lo antes posible” (International Energy Agency 2016).

En lo que respecta al efecto que el calentamiento global provoca en el ciclo hidrológico del agua, observado su efecto durante varias décadas, se confirma la exposición a cambios experimentados por el ciclo en gran escala. En particular: aumento del contenido de vapor de agua en la atmósfera; variación de las características, intensidad y valores extremos de la precipitación; disminución de la capa de nieve y fusión generalizada del hielo; y cambios en la humedad del suelo y en la escorrentía.

Las proyecciones indican que las reservas de agua almacenada en los glaciares y en la capa de nieve disminuirán durante este siglo; Los aumentos de temperatura del agua y la variación de los fenómenos extremos, incluidas las crecidas y sequías, afectarían a la calidad del agua y agudizarían la polución del agua por múltiples causas. Los cambios de la cantidad y calidad del agua por efecto del cambio climático afectarían a la disponibilidad, la estabilidad, la accesibilidad y la utilización de los alimentos.

El cambio climático afecta también a la función y utilización de las infraestructuras hídricas existentes, en particular, la energía hidráulica, las protecciones estructurales contra inundaciones, el drenaje, y los sistemas de riego, así como a las prácticas de gestión hídrica. Los efectos adversos del cambio climático sobre los sistemas de agua dulce agravan los efectos de otros factores, como el crecimiento de la

población, la evolución de la actividad económica, el uso del suelo, o la urbanización. A escala regional, se esperan grandes cambios en la demanda de agua de riego como consecuencia del cambio climático.

Las prácticas de gestión hídrica actuales pueden no ser suficientemente sólidas para contrarrestar los efectos del cambio climático sobre la fiabilidad del abastecimiento, el riesgo de inundación, la salud, la agricultura, la energía o los ecosistemas acuáticos. En muchos lugares, la gestión del agua no puede contrarrestar satisfactoriamente ni siquiera la variabilidad climática actual, y las crecidas y sequías ocasionan grandes daños.

En una primera fase, una mejor integración de la información sobre la variabilidad climática actual en la gestión hídrica permitiría adaptarse a los efectos del cambio climático a largo plazo. Factores climáticos y no climáticos, como el crecimiento de la población o el aumento de los posibles daños, agudizarán los problemas en el futuro (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2008).

Por último, y observando nuevamente el vértice de unión agua-energía; se confirma que la gestión de la relación de ambos sectores es crucial para el cumplimiento exitoso de una serie de objetivos de desarrollo y climáticos. Existe un conjunto de conexiones entre los nuevos Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas sobre el agua potable y saneamiento (ODS 6) y sobre energía asequible y no contaminante (ODS 7) que, si se gestiona bien, pueden ayudar al logro de ambas series de objetivos. Existen también muchas oportunidades económicamente viables para ahorrar en energía y agua y aliviar así la presión entre ambos sistemas si estos se abordan de manera integrada. Los esfuerzos por abordar el cambio climático pueden exacerbar el estrés hídrico en algunos casos o estar limitados por una cuestión de disponibilidad de agua. Ciertas tecnologías de bajas emisiones de CO_2, como la eólica y la solar fotovoltaica, requieren muy poca agua; pero cuanto más se apoye la reducción de emisiones de CO_2 en los biocombustibles, en la energía solar concentrada, en la captura de CO_2 o en la energía nuclear, más agua se consumirá (International Energy Agency 2016).

Capítulo 2: Objetivos y consolidación del trabajo de tesis

Términos como economía, sociedad y medio ambiente son, en estos momentos, los grandes tópicos de actualidad. Su conjunto se denomina punto triple ("the triple bottom line") y está en continuo desarrollo pues, es imprescindible para poder mantener el modo de vida al que estamos acostumbrados; consecuentemente estos conceptos se encuentran en la jerga diaria pudiendo escucharlos con frecuencia en una conversación cotidiana.

Otro de los conceptos que se mantiene en boga es el de sostenibilidad (empleada en la mayoría de los sectores). Sin embargo, en los tratamientos de agua y aguas residuales, es mucho más que una palabra de moda, es, o más bien debería ser, el fundamento de una planificación y organización del trabajo en estas plantas; teniendo como definición la de mantener la seguridad de que el tratamiento de las aguas se produce de manera continua, sin ningún tipo de impacto negativo.

Como temática destacada en esta tesis, también se puede encontrar el de infraestructura, el cual es usado para describir las operaciones que se realizan en el tratamiento de las aguas en general, pero en este caso, no es tan importante en sí, sino más bien lo que más atañe es el mantenimiento y manejo de esta infraestructura de la manera más económica y eficiente posible para asegurar la sostenibilidad anteriormente mencionada. Las plantas de tratamiento de aguas, no solo deben de garantizar unas buenas infraestructuras, operaciones y una sostenibilidad, sino que también deben de cumplir con el estricto reglamento medioambiental (como puede ser el límite de la emisión de gases efectos invernadero), además de incorporar las consideraciones económicas que se deban tener en cuenta en posibles regulaciones futuras. Dichas plantas poseen un tiempo de vida de unos 20 a 50 años, antes de que requieran una expansión o reparación. Se puede comprobar que las plantas construidas hace años y, por tanto, realizadas para satisfacer las leyes medioambientales impuestas tiempo atrás, están cada vez más envejecidas, y no han tenido en cuenta este envejecimiento al no haberlas dotado del mantenimiento típico de los largos periodos de operación. Por tanto, no cumplen con ninguna de las leyes medioambientales que se rigen en la actualidad, siendo éstas cada vez más estrictas con el medio ambiente.

Muchas empresas de agua y aguas residuales se encuentran en medio de una lucha financiera, enfrentándose a los menores ingresos que han tenido nunca, combinadas con el potencial aumento del censo nacional. Estos tiempos económicos han obligado a estas empresas a prestar una gran atención y estudio a las diversas formas de aumentar los ingresos, o bien, reducir los gastos. Algunas de ellas han recurrido al aumento de las tarifas de alcantarillado de sus aguas para poder dar cuenta de los gastos crecientes. Sin embargo, el aumento de estas tasas no se ha recibido con buenos ojos, y está siendo difícil para los gestores públicos el convencimiento de los órganos políticos a aceptar dicha reforma. Otro de los métodos de los servicios públicos de agua y saneamiento para reducir gastos y lograr un mejor panorama económico global es el de reducir su segundo mayor gasto: el consumo de energía, teniendo como beneficio adicional, el logro del objetivo final de la sostenibilidad. Con el fin de llevar el proceso a cabo,

hay que tener en cuenta que la reducción del consumo de energía combinado con el potencial aprovechamiento de las energías renovable es muy óptima en estas instalaciones. El tratamiento de las aguas residuales es una operación de alto consumo energético. Mientras que el tratamiento primario es relativamente estándar entre diferentes instalaciones, hay una amplia gama de tratamientos secundarios y alternativas de procesamiento de sólidos; por consecuente, el consumo de la energía es muy variable.

La disminución del consumo de energía de los diferentes procesos conlleva a la reducción de la emisión de CO_2 y aparte de ello, se puede conseguir un equilibrio o balance energético neto en el interior de la planta con ayuda de las prestaciones de las energías renovables.

Con el objeto de cuantificar la repercusión específica de la emisión de gases de efecto invernadero en el ciclo del agua. La emisión de dióxido de carbono oscila, entre 11.555 toneladas métricas de CO_2 para un ciclo sin desalinización y de 28.000 toneladas métricas de CO_2 para un ciclo con desalinización. A título de ejemplo, lo anterior equivaldría a la emisión de 11.000 coches circulando 20.000 Km al año para el peor de los casos. Para la absorción del dióxido de carbono emitido, se necesitarían plantar unos 2,5 millones de árboles, o lo que es lo mismo, entre 2.500 y 1.000 hectáreas de arbolado.

El reto que en la actualidad se pretende abordar es la mitigación del Cambio Climático en el ciclo del agua a través del fomento de la investigación y de la innovación en energías sostenibles, eficiencia energética y la integración de estas en dicho ciclo; pretendiendo optimizarlos, en todas y cada una de sus etapas desde el punto de vista energético. En la actualidad, el ciclo integral del agua se puede representar con arreglo al siguiente esquema.

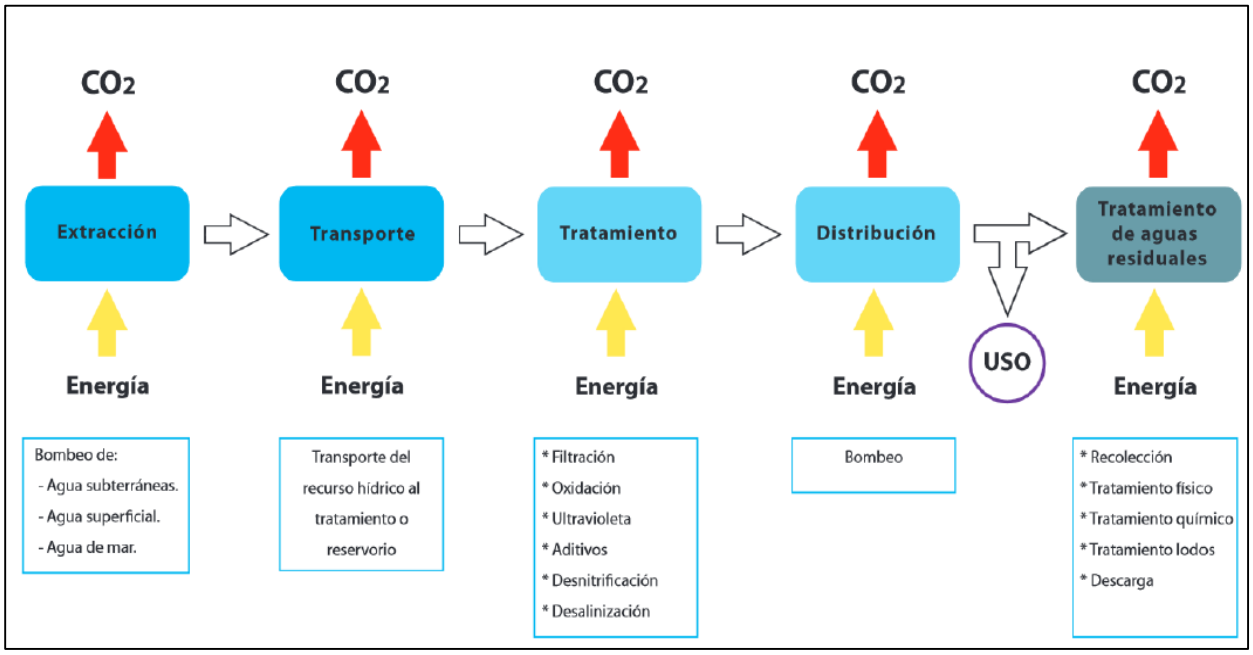


Figura 14: Ciclo integral del agua convencional. (Fuente: elaboración propia)

La metodología estudia diferentes tecnologías que permite al ciclo ser menos dependiente en energía fósil, aprovechando la energía intrínseca que tiene el agua en su distribución; así como la generada por los procesos (química, cinética y potencial) y la posible penetración de energías renovables externas (solar-fotovoltaica, eólica e hidraulica), lo que trae consigo un nuevo enfoque, creando un mix energético

limpio con el propósito de reducir la huella de carbono; por lo que cualitativamente contribuirá a la creación de nuevas industrias y nuevos puestos de trabajo.

Como fehaciente confirmación de que este cambio de gestión hídrica es posible, y para una mayor comprensión; a continuación, se presentan una serie de actuaciones que lo verifica.

En el bombeo de agua subterránea, que antiguamente se hacía a través de energía procedente de la propulsión generada por animales, y posteriormente con energía mecánica (molinos); en la actualidad, y debido a la facilidad de almacenamiento de agua, esta demanda energética se puede satisfacer con tecnologías renovables, sostenibles y limpias (eólica, fotovoltaica, biomasa, etc...) obteniendo como resultado una nula emisión de CO_2; En cuanto al transporte y distribución de agua, y aprovechando las diferentes cotas (energía potencial) del transporte, se puede obtener energía hidroeléctrica que serviría para paliar el consumo de energía en el bombeo; así como con el aprovechamiento de la energía cinética en el impulso del agua dentro de las propias tuberías.

En el proceso de desalinización de las aguas, se puede integrar directamente energías renovables, operando la planta en diferentes regímenes de presión. Este nuevo concepto ha sido validado por el grupo de trabajo del que forma parte el doctorando que suscribe, en diferentes proyectos realizados por el mismo (Gomez Gotor 1998).

Por último, en el caso de las plantas de tratamiento de aguas residuales (Edars), se tiende a un cambio de concepto integral en el que las depuradoras se consideran, "factorías verdes", las cuales pueden producir fertilizantes bio-sólidos, biodiesel, energía eléctrica, así como agua reciclada para otros usos. Como dato destacable las Edars son capaces de producir cinco veces la energía consumida; Para una planta de 4.000 m^3/día, sólo la producción de energía a partir de sus lodos, sería de 624 KWh de energía eléctrica y 2,5 millones de kilojulios de energía térmica. Se adjunta figura del ciclo alternativo.

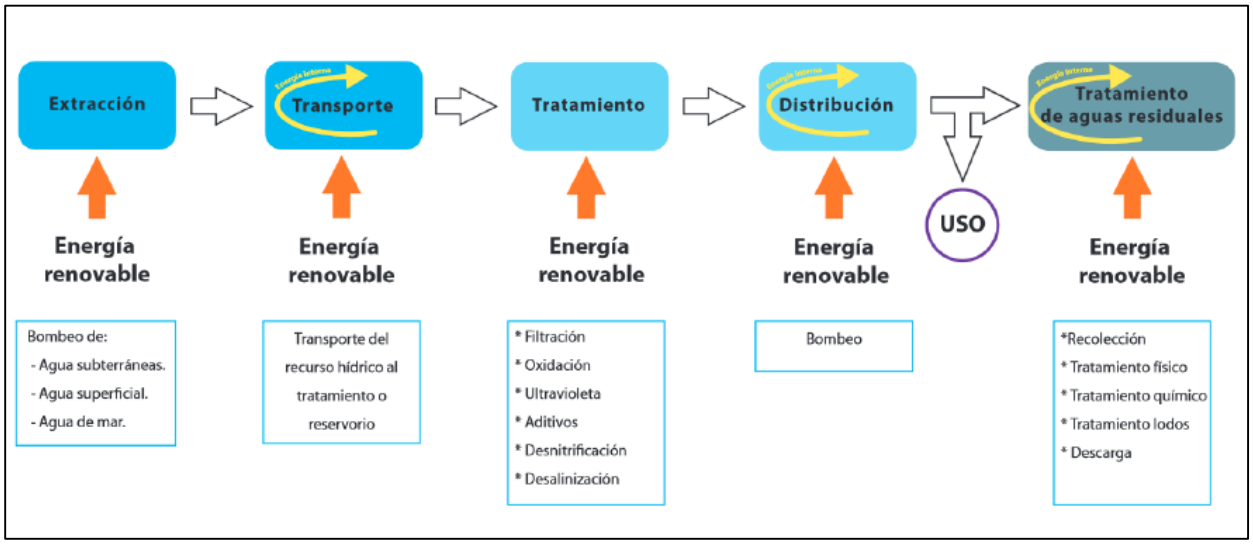


Figura 15: Ciclo integral del agua alternativo. (Fuente: elaboración propia)

El principal resultado previsto en las investigaciones que coteja este trabajo de tesis es el desarrollo de una economía baja en carbono y la obtención de un ciclo integral de carbono neutro "Zero-Net Carbon"

en las plantas de tratamiento de agua residuales, adoctrinándolas como plantas de recuperación de recursos hídricos.

Los principales objetivos de la tesis, por tanto, son los que se exponen a continuación:

- Cuantificar la repercusión específica de la emisión de gases de efecto invernadero en el proceso de tratamiento de aguas residuales.
- Mitigar el Cambio Climático en las plantas depuradoras a través del fomento de la investigación y de la innovación en energías sostenibles, eficiencia energética y la integración de estas en dicho proceso; pretendiendo optimizarlos, en todas y cada una de sus etapas desde el punto de vista energético.
- Cambiar el concepto de las plantas de tratamiento de aguas residuales al de factorías verdes, involucrando este proceso en el desarrollo de economía circular del archipiélago canario a través del estudio de los posibles productos de segunda generación.

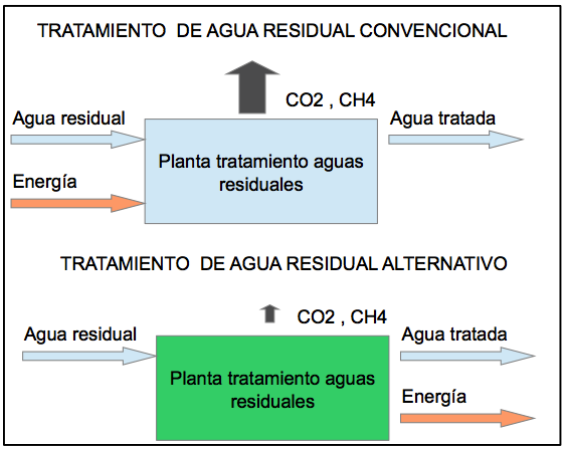


Figura 16: Cambio de concepto en las estaciones de tratamiento de aguas residuales. (Fuente: Realización propia)

Esta evolución implica el cambio de la función del tratamiento de las aguas residuales, las cuales dejan de ser las principales consumidoras de energía para proclamarse las principales productoras netas de la misma.

El trabajo sigue las mismas líneas actuales que ha expuesto la WEO (“World Energy Outlook), en el que especifican que los frentes de batalla para una mayor reducción de las emisiones se encuentran en el sector eléctrico, a través del desarrollo de las energías renovables, de la energía nuclear (allí donde sea políticamente aceptable) y de la captura y almacenamiento de CO_2; un fuerte impulso para una mayor electrificación y para mejorar la eficiencia energética de todos los sectores de uso final; y un esfuerzo de investigación y desarrollo en materia de energía limpia por parte de los gobiernos y las empresas. (WEO 2016).

Una vez terminada la tesis, podrá tomarse como guía para administradores y supervisores de las plantas de aguas residuales, ayudándoles a comprender y analizar si sus instalaciones se encuentran a la altura de un nivel básico de consumo de energía, y a tomar decisiones acertadas para la mejora de la inversión relacionada con la reducción del consumo energético, un mayor uso de energía renovable y la mitigación de los gases de efecto invernadero en las mismas.

Capítulo 3: Estaciones de tratamiento de aguas residuales. El proceso de depuración

3.1 Agua residual

Hasta hace relativamente poco tiempo, los vertidos producidos por los asentamientos urbanos y por la escasa industria existente podían ser asimilados por los cauces receptores, de tal forma que, a través de los procesos de dilución y autodepuración natural de dichos cauces, en espacios y tiempos delimitados, las aguas volvían a adquirir unas características lo suficientemente aceptables como para poder ser reutilizadas por otros posibles usuarios del cauce público. En la actualidad, los vertidos producidos son en muchos casos de tal importancia que la capacidad de dilución y autodepuración del cauce no son suficientes, deteriorándose de tal forma la calidad del mismo que imposibilita la reutilización del agua posteriormente (Sastre 2005) alterando drásticamente el ecosistema y provocando la pérdida de gran diversidad biológica (Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas de España 2013).

Es en ese momento cuando el concepto de agua residual se vuelve un término cotidiano, definido por la Real Academia Española (RAE) como agua que procede de viviendas, poblaciones o zonas industriales y arrastran suciedad y detritus.

Atendiendo a los tipos de aguas, estas se pueden clasificar como:

a) Aguas blancas o pluviales. Son aguas procedentes de drenajes o de escorrentía superficial. Se caracterizan por grandes aportaciones intermitentes y escasa contaminación. Sus caudales, en una superficie urbanizada son de 50 a 200 veces superiores a los correspondientes a las medias de los vertidos domésticos, comerciales e industriales. Las cargas contaminantes se incorporan al agua al atravesar la lluvia la atmósfera, o por el lavado de superficies y terrenos (escorrentía superficial).

b) Aguas negras o urbanas. Son las aguas procedentes de los vertidos de la actividad humana, doméstica, comercial, industrial, agrícola, etc. Sus caudales son menores y más continuos, y su contaminación mucho mayor.

c) Aguas grises. Son aguas procedentes de las bañeras, duchas y lavabos, con escasa contaminación y que con tratamientos simples pueden reciclarse y reutilizarse fácilmente.

Las aguas residuales domésticas (objeto de esta tesis) se componen de una contaminación predominantemente orgánica. Consiguiendo así la biodegradabilidad (pueden ser depuradas mediante tratamientos biológicos), y contienen, además, un cierto porcentaje de aguas residuales industriales,

cuando estas últimas no alteran sensiblemente las características de las aguas residuales domésticas, lo que ocurre en un gran porcentaje de núcleos urbanos. Cuando no es así, es decir, si las aguas residuales industriales alteran de forma sensible la composición de la mezcla, se denominan aguas residuales mixtas, que son asimilables a las aguas residuales industriales.

3.1.2 Características de las Aguas Residuales

Se entiende como característica de un agua residual urbana el conjunto de parámetros que pueden ser necesarios, tanto para el diseño como para la construcción de la posible depuradora. En la siguiente tabla se exponen los parámetros más utilizados (de forma convencional), así como sus orígenes más probables (Jaume 2013).

CARACTERIZACIÓN DE UNA AGUA RESIDUAL URBANA	
PARÁMETRO	**ORIGEN**
Características Físicas	
Sólidos	Abastecimientos, residuos domésticos e industriales
Temperatura	Residuos industriales y domésticos
Color	Residuos industriales y domésticos
Sabor	Agua residual en descomposición, residuos industriales
Características Químicas	
Orgánicas	
Proteínas	*Residuos industriales, comerciales y domésticos*
Carbohidratos	*Residuos comerciales y domésticos*
Grasas y aceites	*Residuos industriales, comerciales y domésticos*
Tensoactivos	*Residuos comerciales y domésticos*
Fenoles	*Residuos industriales*
Pesticidas	*Residuos agrícolas*
Inorgánicas	
pH	
Cloruros	*Residuos industriales*
Alcalinidad	*Suministro de a. doméstica, residuos domésticos e infiltraciones de a. subterráneas* *Suministro de a. doméstica, residuos domésticos e infiltraciones de a. subterráneas*
Nitrógeno	*Residuos agrícolas y domésticos*
Fósforo	*Residuos industriales y domésticos*
Azufre	*Suministro de a. doméstica y residuos industriales.*

Tóxicos	*Residuos industriales e infiltraciones de aguas subterráneas*
Metales pesados	*Residuos industriales*
Gases	
Oxígeno	*Suministro de a. doméstica e infiltraciones de aguas superficiales.*
Sulfuro (H_2S)	*Descomposición anaerobia del agua residual*
Metano (CH_4)	*Descomposición anaerobia del agua residual*
Características Biológicas	
Protistas	Residuos domésticos
Virus	Residuos domésticos
Plantas	Aguas superficiales y pantas de tratamiento
Animales	Aguas superficiales y pantas de tratamiento

Tabla 2: Parámetros característicos de un agua residual urbana y su posible origen. (Fuente: realización propia a partir del Metcalf & Eddy, 2000).

Muchos de estos parámetros están relacionados entre sí, por lo que la interpretación de los análisis debe hacerse considerando todos los parámetros simultáneamente. A continuación, se expone una tabla donde se recogen las condiciones típicas de un agua residual urbana, con tres grados de contaminación (fuerte, media y débil).

COMPOSICIÓN TÍPICA DE UN AGUA RESIDUAL URBANA			
PARÁMETRO	**CONCENTRACIÓN (mg/l)**		
	Fuerte	**Media**	**Débil**
Sólidos Totales (ST)	**1.200**	**700**	**350**
Fijos	600	350	175
Volátiles	600	350	175
Sólidos en Suspensión (SS)	350	200	100
(SS sedimentables + SS coloidales)			
Fijos (SSF)	75	50	30
Volátiles (SSV)	275	150	70
SS sedimentables (SSs)	20	10	5
SS coloidales (SSc)	330	190	95
Sólidos Disueltos (SD)	850	500	250
Fijos (SSF)	525	300	145
Volátiles (SSV)	325	200	105

Demanda Bioquímica de Oxígeno a 5 días (DBO_5)*	**400**	**220**	**110**
Demanda Química de Oxígeno (DQO)	**1000**	**500**	**250**
Carbono Orgánico Total (COT)	**290**	**160**	**80**
Nitrógeno total (Nt)	**85**	**40**	**20**
Nitrógeno Total Kjeldahl (NTK)	85	40	20
Nitrógeno Orgánico (N-NO)	35	15	8
Nitrógeno Amoniacal ($N\text{-}NH_3$)	50	25	12
Nitritos (NO_2^-)	0	0	0
Nitratos (NO^-_3)	0	0	0
Fósforo total (Pt)	**15**	**8**	**4**
Fósforo Orgánico (PO)	5	3	1
Fósforo Inorgánico (PI)	10	5	3
Cloruros	**100**	**50**	**30**
Alcalinidad (como $CaCO_3$)	**200**	**100**	**50**
Grasas	**150**	**100**	**50**

* La DBO_5 de un agua residual doméstica se compone, general y aproximadamente, en un 66% de materias en suspensión o coloidales y en un 34% de disueltas.

Tabla 3: Composición típica de un agua residual urbana según el nivel de concentración de los parámetros contaminantes. (Fuente: realización propia a partir del Metcalf & Eddy, 2000).

La concienciación por parte del ser humano de este problema ha provocado la implantación de una serie de medidas tanto a nivel legislativo como a nivel técnico que quedará patente en este capítulo, el cual se centra en el análisis retrospectivo de la evolución y el estado actual de la depuración y reutilización de las aguas, específicamente en el territorio español, que destaca por sus peculiaridades en lo referente a la fragmentación del territorio y al amplio abanico de tecnologías y procesos empleados en el mismo.

3.2 Depuración de las aguas residuales

Se entiende por depuración, o tratamiento de aguas residuales (wastewater treatment, en inglés), el "*conjunto de operaciones encaminadas a eliminar o reducir los agentes contaminantes presentes en el agua residual*". En los tiempos en que la autodepuración o depuración propia de la naturaleza conseguía mantener el equilibrio (pues no se superaban los límites admisibles por la misma, de los siguientes factores)

- Tipo de vertido.
- Contenido de oxígeno Disuelto en agua.
- Capacidad de re oxigenación del agua
- Dilución del vertido en el medio receptor.

El problema de depuración entonces no era muy acusado. En la actualidad, para mantener el ciclo natural y posibilitar la recuperación de la capacidad de la autodepuración de los ríos, se hace necesario emplear sistemas de tratamiento de las aguas residuales (Jaume 2013).

Una vez elegidos los objetivos de tratamiento para un proyecto específico, y revisadas las reglamentaciones aplicables, el grado de tratamiento puede determinarse comparando las características del agua residual cruda con las exigencias al efluente correspondiente. Seguidamente debe procederse al desarrollo y evaluación de las diferentes alternativas de evacuación y reutilización aplicables al caso para, finalmente, seleccionar la combinación óptima. Es por ello que, llegados a este punto se realiza una revisión de la clasificación de los métodos utilizados para el tratamiento del agua (Tchobanoglous and Burton 1995).

3.2.1 Clasificación de los métodos y tecnologías de operación

Los sistemas de tratamiento de las aguas residuales urbanas se pueden clasificar en función del tipo de principio que gobierna el tipo de tratamiento o en función del nivel de depuración conseguido, éste último estimado como rendimiento.

A) En función del tipo de tratamiento.

- Operaciones físicas unitarias.
- Procesos químicos unitarios.
- Procesos biológicos unitarios.

A pesar de que, generalmente se usa en común realizando combinaciones de los mismos, a continuación, se realiza un estudio por separado con el fin de examinar sus principios fundamentales.

1. **Operaciones físicas unitarias**. Métodos en los que predomina la aplicación de fuerzas físicas. Fueron los primeros en ser usados, ya que la mayoría de estos han evolucionado directamente de las primeras observaciones de los fenómenos naturales efectuadas por el hombre. Como ejemplos básicos, podemos hablar de Desbaste (elimina sólidos flotantes mediante rejillas o tamices, empleando filtración mecánica); Desarenado (elimina arena); Desengrasado (elimina grasas, aceitas e hidrocarburos); Sedimentación (sólidos sedimentables de mayor densidad); Flotación (sólidos sedimentables de menor densidad); Adsorción (micro contaminantes); Etc.

2. **Procesos Químicos unitarios.** En este caso, la reducción o transformación de contaminantes se lleva a cabo mediante la adición de productos químicos o a través de reacciones químicas. En este caso, podemos hablar de la floculación y coagulación (sedimentación de partículas en suspensión no sedimentables (coloides)); Neutralización (modifica el pH); Oxidación; Reducción; Intercambio iónico; Precipitación Química; Desinfección; Etc….

3. **Procesos biológicos unitarios.** La eliminación de los contaminantes se realiza mediante una actividad biológica; los cuales se usan esencialmente para eliminar las sustancias orgánicas biodegradables (coloidales o disueltas) presentes en el agua residual. También se utiliza para la eliminación de nutrientes (N y P). De entre ellos, los más conocidos son fangos activos; Lechos bacterianos; biodiscos, lagunaje, filtros verdes, lechos de turba, etc.

Para una mayor comprensión, a continuación, se expone una tabla que representa diversos contaminantes y el proceso que se suele emplear para su eliminación, (F: físico; Q: Químico; B: biológico).

OPERACIONES O PROCESOS UNITARIOS Y SISTEMAS DE TRATAMIENTO UTILIZADOS PARA LA ELIMINACIÓN DE LOS CONTAMINANTES PRESENTES EN EL AGUA RESIDUAL		
CONTAMINANTE	***TRATAMIENTO***	***CLASIFICACIÓN***
Sólidos en suspensión	Desbaste	F
	Sedimentación	F
	Flotación	F
	Filtración	F
	Coagulación/floculación/sedimentación	Q/F
	Evacuación del terreno	F
Materia orgánica biodegradable	Fangos activados	B
	Lechos bacterianos	B
	Filtros rotativos	B
	Lagunas aireadas	B
	Estanques de estabilización	B
	Filtros de arena	F/B
	Evacuación del terreno	B/Q/F
Patógenos	Cloración	Q
	Ozonización	Q
	Evacuación del terreno	F
Nitrógeno **Nutrientes** Fósforo	Nitrificación-desnitrificación	B
	Extracción de amonio	Q/F
	Intercambio iónico	Q
	Cloración	Q
	Evacuación del terreno	B/Q/F
	Eliminación biológica	B
	Coagulación sal metálica y sedimentación	Q/F
	Coagulación con cal y sedimentación	Q/F
Materia orgánica refractaria	Adsorción con carbón	F
	Ozonización terciaria	Q
Metales pesados	Precipitación Química	Q

	Intercambio iónico	Q
	Evacuación del terreno	F/Q
Sólidos orgánicos disueltos	Intercambio iónico	Q
	Osmosis inversa	F
	Electrodiálisis	Q

Tabla 4: Contaminantes y operaciones y procesos para su eliminación. (Fuente: realización propia a partir de los datos de Metcalf&Eddy, 2000).

B) En función del grado de depuración.

- Pretratamiento (o Tratamiento Preliminar).
- Tratamiento Primario (o físico).
- Tratamiento Secundario (o biológico).
- Tratamiento Terciario (o Avanzado).

A continuación, se realiza una breve descripción de los mismos, de manera individual.

1. **Pretratamiento.** Separa la materia grosera (grades sólidos, materia flotante de gran tamaño, arena, aceite y grasa), que pueden causar problemas de operación y/o mantenimiento en las instalaciones.
    a. *Operaciones: Desbaste, desarenado, desengrasado…*
    b. *Rendimiento: efecto nulo en cuanto a (DBO_5 y SS), excepto en la eliminación de grasas.*
    *** Se puede incluir predecantación como un pozo de gruesos.*

2. **Tratamiento primario.** Separa una parte de los sólidos en suspensión sedimentables por gravedad. Es poco efectivo en la eliminación de la materia orgánica.
    a. *Operaciones: Decantación o sedimentación primaria, flotación, tratamiento físico-químico.*
    b. *Rendimiento: reducción de sólidos en suspensión (50-70%), la reducción de la DBO_5 (25-40%).*

3. **Tratamiento secundario.** Elimina la mayor parte de la materia orgánica coloidal. Después de esta operación, el efluente pasará por una etapa de clarificación para eliminar los flóculos producidos (fango en exceso).
    a. *Operaciones: Fangos activados, Lechos bacterianos, biodiscos, lagunas aireadas, lechos de turba, filtros verdes, biorreactores de membrana, etc.*
    b. *Rendimiento: reducción de sólidos en suspensión (80-95%), la reducción de la DBO_5 (85-95%).*

4. **Tratamiento terciario.** Se aplica después el tratamiento secundario para obtener mejores rendimientos y adaptar la calidad del agua a las normas establecidas, según el posterior uso del efluente. Incluye entre sus objetivos la eliminación de nutrientes.
    a. *Operaciones: Filtración, nitrificación/desnitrificación, adsorción sobre carbón activo, intercambio iónico, ósmosis inversa, desinfección.*

b. *Rendimiento: reducción de sólidos en suspensión (95-96%), la reducción de la DBO_5 (95-98%).*

C) En función de los requerimientos y posibilidades de la zona urbana.

La directiva del Consejo del 21 de mayo de 1991 sobre el tratamiento de las aguas residuales urbanas constituye una de las piezas básicas de la política medioambiental de la Unión Europea. Una de las principales disposiciones de este texto es la obligación, para las aglomeraciones, de instalar un sistema de recogida de las aguas residuales obligatoriamente asociado a un sistema de tratamiento de las aguas residuales (Oficina Internacional del Agua. Comisión Europea 2001).

En el año 2007 se aprobó el Plan Nacional de Calidad de las Aguas: Saneamiento y Depuración 2007-2015 (PNCA), que da respuesta tanto a los objetivos no alcanzados por el anterior Plan Nacional (1995-2005), como a las nuevas necesidades planteadas por la Directiva Marco del Agua y por el Programa A.G.U.A. (Actuaciones para la Gestión y Utilización del Agua). Con este plan, el Ministerio de Medio Ambiente, persigue el definitivo cumplimiento de la Directiva 91/271/CEE y pretende contribuir a alcanzar el objetivo del buen estado ecológico que la Directiva Marco del Agua propugna para el año 2015. El PNCA dedica especial atención a la depuración de las aguas en aglomeraciones urbanas de pequeño tamaño. De hecho, uno de los nuevos objetivos prioritarios del citado Plan, es abordar el saneamiento y la depuración de los pequeños núcleos de población, inferiores a 2.000 habitantes equivalentes (Ortega et al. 2008).

Frente a este panorama, surge la necesidad perentoria de buscar nuevas alternativas tecnológicas de tratamiento de aguas residuales que sean de bajo costo y de requerimientos sencillos de operación y mantenimiento. Es decir, que sean acordes a la realidad, y sobre todo para los sectores periurbanos y rurales, donde se concentran la mayoría de los puntos de descarga de aguas residuales y en los cuales, la gestión sostenible de estas aguas se ha convertido en una demanda cada vez más urgente y requiere una pronta respuesta (Delgadillo 2010).

El punto de partida del trabajo realizado es establecer el concepto de pequeña población, para así delimitar el ámbito del estudio. Para ello se definieron una serie de características o peculiaridades que suelen afectar a estas pequeñas poblaciones, como son las fuertes oscilaciones de caudal diarias o la falta de economía de escala, entre otras. Aunque no se puede hablar de un tamaño determinado a partir del cual concurren las circunstancias mencionadas, puesto que son efectos graduales e influyen diversos factores como el tipo de población o su grado de aislamiento, en la Unión Europea, se suelen considerar pequeñas aglomeraciones aquellas con una población inferior a los 2.000 h.e., coincidiendo con el límite establecido por la Directiva 91/271/CEE, por debajo del cual las aguas residuales requieren un tratamiento adecuado. Por otro lado la International Water Association (IWA) define la pequeña población como aquella con un número de habitantes inferior a 4.000 h.e., distinguiendo entre muy pequeñas poblaciones (de 1 a 10 familias), poblaciones medianas (50-500 h.e.) y poblaciones de mayor tamaño (500-4.000 h.e.)(Ortega et al. 2008).

Con frecuencia, las plantas depuradoras para el tratamiento de los vertidos generados en las pequeñas aglomeraciones urbanas se han concebido y diseñado como meros modelos a escala reducida de las grandes instalaciones de depuración. Como consecuencia directa de esta forma de actuar, las estaciones de depuración de los pequeños núcleos de población presentan unos costes de explotación y mantenimiento difícilmente asumibles por las administraciones locales (que en España asumen las

competencias en materia de saneamiento y depuración de aguas) en las que, en general, los recursos técnicos y económicos son muy limitados. En materia de tratamiento de aguas residuales, las pequeñas aglomeraciones precisan actuaciones que compatibilicen las condiciones exigidas a los efluentes depurados con técnicas de funcionamiento simple y con costes de explotación y mantenimiento que puedan ser realmente asumible (Alianza por el agua, Centroamérica 2008).

Por todo lo anteriormente mencionado, se puede realizar la clasificación de las tecnologías de depuración de agua de la siguiente manera.

- Sistemas no convencionales.
- Sistemas convencionales

1. Sistemas no convencionales:

Presentan un gasto energético mínimo, requieren un mantenimiento y explotación muy simples, garantizan un funcionamiento eficaz y estable frente a las grandes oscilaciones de caudal y carga en el influente a tratar y simplifican la gestión de los lodos generados en los procesos de depuración.

Bajo la denominación “tecnologías no convencionales” se pueden distinguir:

- Las que recurren al empleo del suelo como elemento depurador:
  - Sistemas de aplicación superficial: filtros verdes.
  - Sistemas de aplicación sub-superficial: zanjas, lechos y pozos filtrantes.

- Las que simulan las condiciones propias de los humedales naturales:
  - Humedales artificiales, en sus distintas modalidades: flujo libre y flujo sub-superficial (vertical y horizontal).

- Las que tratan de imitar los procesos naturales de depuración que se dan en ríos y lagos:
  - Lagunajes (aerobia, anaerobia, facultativa).

- Las que se basan en la filtración de las aguas a tratar a través de un carbón natural:
  - Filtros de turba.

2. Sistemas convencionales:

El tratamiento de las aguas residuales en una Estación Depuradora de Aguas Residuales (Edar) (Wastewater Treatment Plant –WWTP-, en inglés), o, simplemente, depuradora, consiste en acelerar o intensificar los procesos de autodepuración de los medios receptores, forzándolos en un tiempo y espacio mínimos, con la finalidad de producir un efluente que pueda ser descargado sin causar serios impactos al medio ambiente(Jaume 2013).

En resumen, los procesos en que se basan las tecnologías convencionales y no convencionales son similares en sus fundamentos, estribando la diferencia en:

- En las tecnologías convencionales los procesos transcurren de forma secuencial en tanques y reactores, y a velocidades aceleradas gracias al aporte de energía.

- En las tecnologías no convencionales se opera a velocidad natural, (sin aporte de energía), desarrollándose procesos en un único "reactor-sistema". El ahorro en energía se compensa con una mayor necesidad de superficie (Alianza por el agua, Centroamérica 2008).

3.2.2 Estación de Tratamiento de Aguas Residuales (Edar)

Una Edar está constituida por un conjunto de infraestructuras, mecanismos e instalaciones, que llevan a cabo el tratamiento de las aguas residuales mediante la aplicación de operaciones de tipo físico, químico y biológico, de manera que los efluentes depurados que se vierten no alteren sustancialmente la calidad de las masas de aguas receptoras. En este sentido, las depuradoras no pueden considerarse como entes aislados, sino como partes integrantes del ciclo natural.

Según se ha indicado anteriormente, las operaciones y procesos unitarios se agrupan, combinan y utilizan conjuntamente en la Edar, constituyendo lo que se conoce como pretratamiento, tratamiento primario, tratamiento secundario y, en su caso, tratamiento terciario. El término primario se refiere a las operaciones físicas unitarias, el secundario hace referencia a los procesos químicos y biológicos unitarios y el terciario, consiste en combinaciones de los tres (Jaume 2013). A continuación se adjunta un esquema ilustrativo.

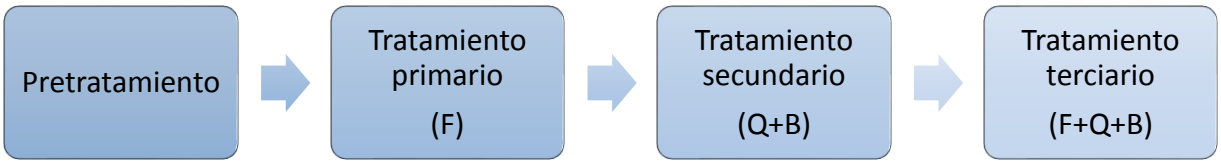


Figura 17: Diagrama de bloques de una Edar (línea de aguas). (Fuente: realización propia)

Normalmente, se establece, en primer lugar, el grado de eliminación de los contaminantes (tratamiento) que se precisa antes de que el agua residual pueda verterse al medio ambiente o reutilizarse y, en segundo lugar, agrupar las operaciones y procesos necesarios para obtener ese grado de tratamiento requerido.

Al ser este tipo de instalación el objeto de estudio, en el siguiente apartado se centra en una descripción más detallada de este tipo de plantas.

3.3 Esquema general de una Edar biológica

Una Edar está constituida por un conjunto de operaciones y procesos unitarios diseñados para reducir ciertos contaminantes que contiene el agua residual a unos niveles aceptables. Este conjunto de operaciones y procesos conforma la denominada línea de agua.

Además, en una Edar es necesario tratar y acondicionar los fangos o lodos, desechos que se producen durante la depuración del agua. El conjunto de procesos utilizados para tratar los fangos constituye la línea de fangos.

En las siguientes figuras se muestran un esquema y un diagrama de flujo general básico, de una Edar biológica, y un cuadro sinóptico de control, en los que se reflejan las unidades y elementos de la planta. A su vez se muestran ambas líneas, la de agua y la de fangos.

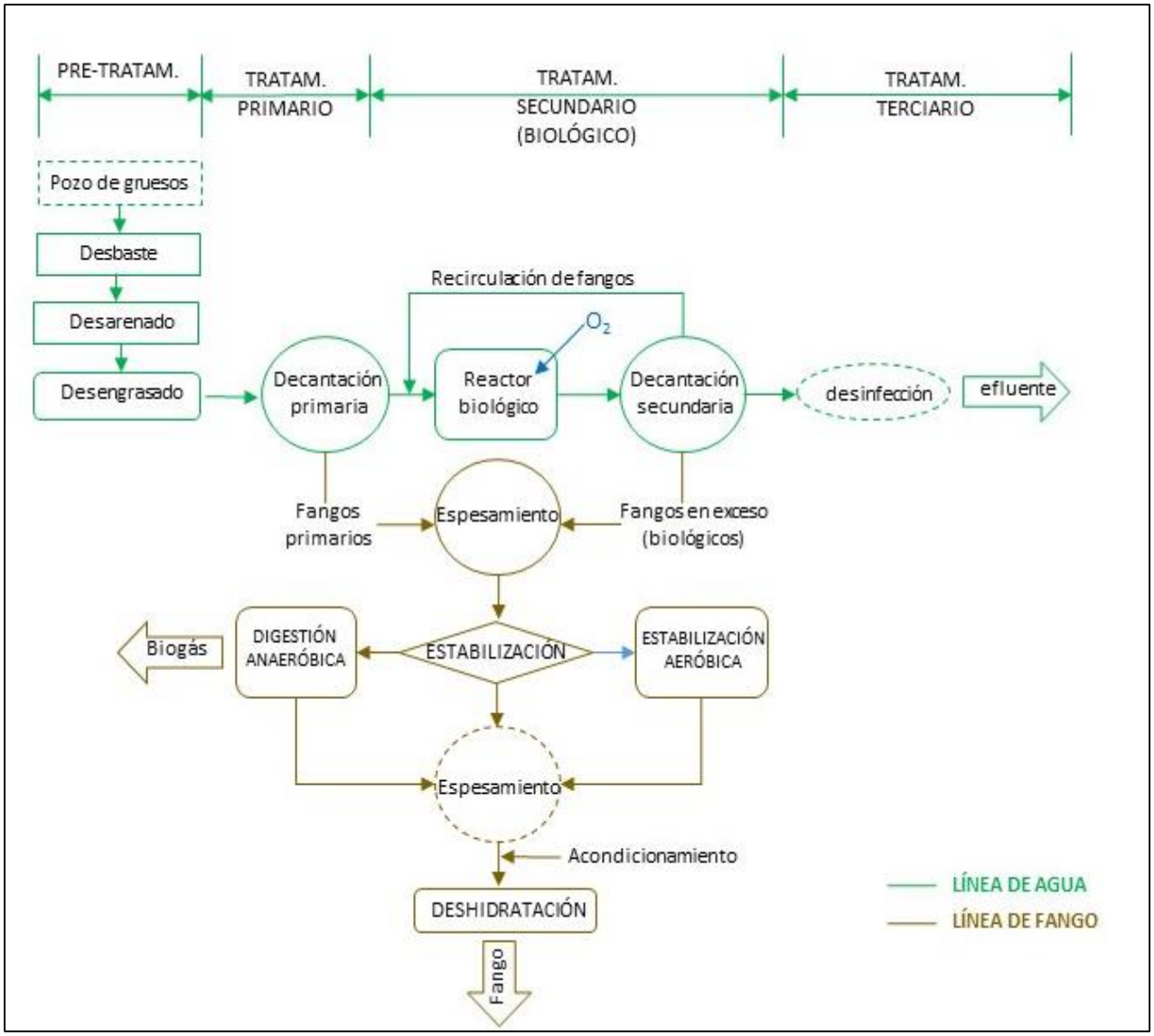


Figura 18: Esquema general de una Edar biológica convencional. (Fuente: Arturo Trapote Jaume. Depuración y regeneración de aguas residuales urbanas)

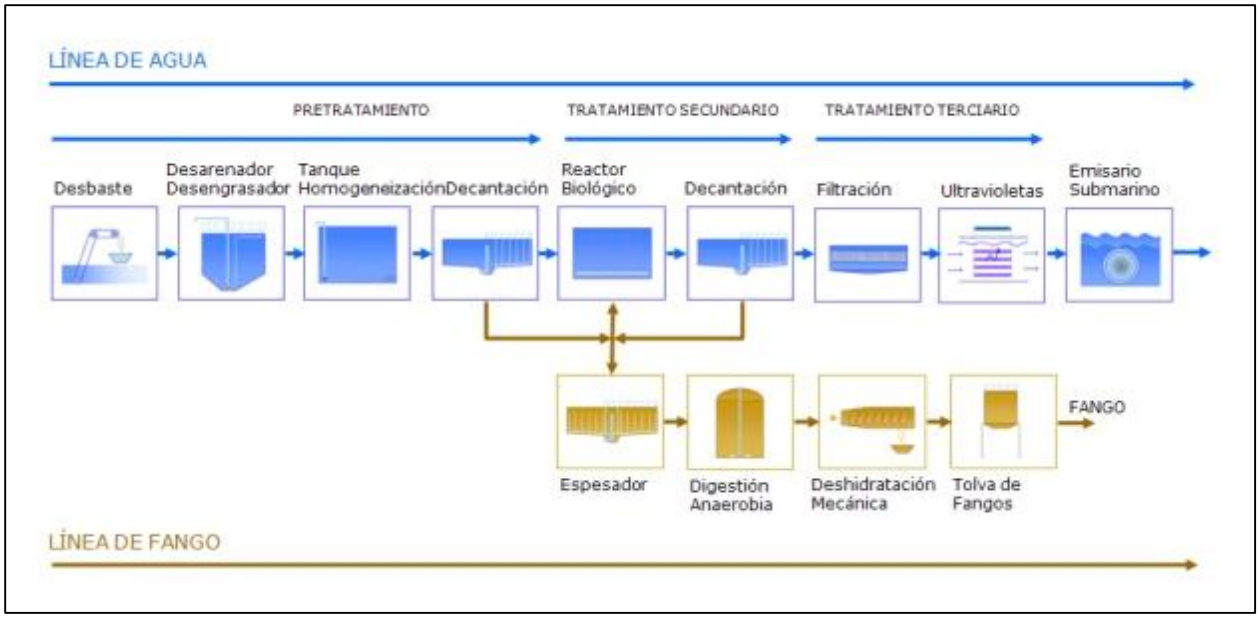


Figura 19: Cuadro sinóptico de control de una Edar biológica con físico-químico. (Fuente: Aguapedia)

Se describen a continuación las distintas operaciones y procesos que se realizan en las Edar para el tratamiento de las aguas residuales.

3.3.1 Línea de agua

3.3.1.1 Pretratamiento

Desbaste: Elimina por interceptación o separación del agua residual de los sólidos de tamaño grande o mediano que, podrían deteriorar o bloquear los equipos mecánicos y obstruir el paso de la corriente de agua. Por lo general se pasa el agua por unas rejas, y según este parámetro se clasifican en:

- Desbaste fino: Paso entre rejas inferior a 15 mm.
- Desbaste medio: Paso entre rejas de 15 a 50 mm.
- Desbaste grueso: Paso de 50 a 100 mm.

Es aconsejable instalar una etapa previa de pre-desbaste consistente en un pozo de gruesos, que recojan los elementos de mayor volumen que puedan llegar a los colectores.

Desarenado: extrae del agua residual, las arenas, gravas, partículas más o menos grandes de materias minerales y otros elementos de origen no orgánico con una velocidad de sedimentación superior a la de la materia orgánica en suspensión, protegiendo los equipos contra la abrasión y el desgaste, además de evitar o reducir la acumulación de materias pesadas en las conducciones, especialmente en codos y cambios de dirección.

El diseño suele eliminar partículas de arena de diámetro superior a 0.2 mm. Se distinguen tres tipos:

- De flujo Horizontal: Canal de sección trapezoidal.
- Aireados: Flujo en espiral a través de un tanque, con una velocidad helicoidal regulada por el caudal de aire suministrado.
- De vórtice: eliminación por acción de las fuerzas gravitacionales, inyectando aire en un cuerpo cilíndrico cerrado y generando un vórtice

Desengrasado: elimina grasas, espumas, y demás materias flotantes sólidas más ligeras que el agua. El proceso se efectúa siempre mediante un deflector de superficie que retiene estos elementos que van flotando en el agua residual, y que se extraen por rebose. Pueden considerarse dos sistemas:

- Eliminación de grasas en la operación de desarenado (más usado en Edar).
- Eliminación de grasas en una operación separada.

3.3.1.2 Tratamiento primario

El principal objetivo es la reducción de sólidos en suspensión, además de una cierta reducción también de la DBO_5, dado que parte de dichos sólidos está constituida por materia orgánica. Los sistemas más habituales son:

- *Decantación primaria*: reducción de los sólidos en suspensión por acción de la gravedad, por lo que sólo cabe esperar la eliminación de los sólidos sedimentables y las materias flotantes. No es recomendable cuando el tratamiento biológico posterior es de baja carga (aireación prolongada, oxidación total, etc.).

- *Flotación*: elimina SS con densidad similar a la del agua, así como aceites y grasas que no hubieran sido eliminados en el proceso de pretratamiento. Los tipos de flotadores son:

  - Flotadores por aireación a presión atmosférica.
  - Flotadores por aire disuelto.
  - Flotadores por vacío.

- *Tratamiento físico-químico*: elimina partículas coloidales mediante procesos de coagulación-floculación y decantación de los flóculos formados. Permite una mayor reducción de DBO_5 e importantes reducciones de fósforo, metales pesados, etc. Es muy importante su empleo cuando:

  - Hay vertidos industriales que afectan al tratamiento biológico.
  - Se quieran evitar sobrecargas en el tratamiento biológico.
  - Haya grandes variaciones estacionales de caudal.
  - Sea preciso reducir el fósforo, etc.

3.3.1.3 Tratamiento secundario

Eliminación de la contaminación orgánica y la coagulación y eliminación de los sólidos coloidales (no sedimentables). Estos procesos se llevan a cabo mediante la intervención de microorganismos (en general de tipo aerobio) que actúan sobre la materia orgánica e inorgánica, suspendida, disuelta y coloidal, existente en el agua residual, transformándola en sólidos sedimentables que pueden separarse fácilmente. Este tratamiento consta del tratamiento biológico propiamente dicho y de una decantación secundaria.

El tratamiento biológico puede llevarse a cabo por diferentes procesos, cuya elección dependerá tanto de razones de tipo técnico, como de imperativos económicos. Los procesos biológicos más interesantes son:

- *Fangos activados*: Es el proceso más utilizado, en el cual se distinguen dos operaciones.
    - La oxidación biológica
    - La separación sólido-líquido.

La primera de ellas tiene lugar en el reactor biológico (tanque de oxidación, cuba de aireación), donde se provoca el desarrollo de un cultivo biológico formado por gran número de microorganismos agrupados en flóculos (fangos activados). La población bacteriana se mantiene en un determinado nivel (concentración de SS en el licor mezcla: MLSS) para llegar a un equilibrio entre la carga orgánica a eliminar y la cantidad de microrganismos existentes en el reactor.

Se necesita un sistema de aireación y agitación, que suministre el oxígeno necesario para la acción depuradora de las bacterias aerobias, evite la sedimentación de los flóculos en el reactor y permita la homogenización de los fangos activos.

Una vez que la materia ha sido lo suficientemente oxidada, el licor mezcla se envía al clarificador o decantador secundario en el que se sepan el agua depurada y los fangos floculados. Estos últimos se recirculan al reactor biológico para mantener en el mismo una concentración fija y suficiente de microorganismos. El excedente se extrae del sistema y se evacúa a la línea de fangos.

- *Lechos bacterianos*: Este proceso puede ser aceptable en instalaciones de tipo medio, en las que ni el rendimiento exigido sea muy elevado, ni las aguas a tratar estén demasiado cargadas. Además, se adapta mejor a la variación continua de la carga que los fangos activos, siendo más económico (tanto desde el punto de vista de instalación, como de explotación). Puede resultar a veces interesante como una primera etapa.

El principio de funcionamiento consiste en hacer caer el agua a tratar previamente decantada, en forma de lluvia, sobre una masa de material de gran superficie específica, que sirve de soporte a los microorganismos depuradores. La materia orgánica presente en el agua es degradada por la población de microorganismos adheridos al medio.

- *Estanques de estabilización*: masa de agua relativamente poco profunda contenida en un estanque de tierra de configuración controlada, cuya finalidad es el tratamiento del agua residual por medios naturales. Proceso óptimo para pequeñas instalaciones, existiendo varios tipos, los cuales se pueden clasificar en aerobios, aerobios-anaerobios y anaerobios; según su actividad biológica (pueden operar tanto en serie como en paralelo).

3.3.1.4 Tratamiento terciario

Constituye un complemento a la depuración de las aguas residuales para adaptar la calidad de las mismas a las normas establecidas según su uso y destino. Por ello también se denominan tratamientos complementarios, de afino o avanzados. Su interés se debe a los siguientes motivos:

- *Eliminación de nutrientes* (N y P) para evitar la eutrofización (excesivo crecimiento de algas) de embalses.

- *Eliminación de compuestos nitrogenados*. Se prevén etapas de desnitrificación (reducción de los nitratos a nitrógeno gaseoso) en aquellas instalaciones donde se espera

nitrificación (oxidación del nitrógeno amoniacal a nitratos) por las condiciones de temperatura del agua. Con la inclusión de esta etapa se consigue una mejor calidad del efluente a la salida de la clarificación final.

- *Tratamientos físico-químicos* para la reducción de cargas excepcionales de tipo puntual o estacional y también para la eliminación de compuestos provenientes de vertidos industriales que pudieran perjudicar el funcionamiento del sistema biológico.

- *Filtración,* para mejorar las condiciones del vertido con vistas a su reutilización.

3.3.1.5 Vertido final del efluente

Una vez tratado, el efluente se vierte en un medio receptor (río, embalse, mar, etc.), pudiendo previamente, sufrir o no, una etapa complementaria de desinfección, cuyo principal objetivo es destruir los organismos patógenos para prevenir enfermedades y proteger las masas de agua.

Los métodos disponibles son la cloración, UV y ozonización, entre otros. No obstante, hay que tener en cuenta que en un vertido directo el cloro puede ser tóxico para la flora y la fauna.

En el vertido del efluente se tendrá especial cuidado con las espumas, que generalmente se forman al disipar energía de forma brusca, cuando exista un gran desnivel entre la salida de la Edar y el punto de incorporación en el medio receptor.

Si el vertido se efectúa en el mar en ocasiones se emplean emisarios submarinos, cuyo objetivo principal es diluir el agua residual. Complementariamente, el efluente, una vez sometido a un tratamiento terciario, puede ser utilizado, sirviendo como recurso en aquellos casos en que se requiera una calidad de agua inferior y sobre todo en aquellas zonas donde la escasez de dichos recursos hídricos pudiera afectar a su desarrollo. Ejemplos habituales de reutilización son el riego agrícola, campos de golf, parques y jardines, servicios urbanos, uso industrial, recarga de acuíferos.

3.3.2 Línea de fangos

En la mayoría de las Edar los contaminantes se separan del agua residual en forma de fango (o lodo), subproducto que también debe ser dispuesto de manera ambientalmente segura mediante una serie de tratamientos y procesos que configuran la línea de fangos.

Dentro de una Edar urbana se pueden distinguir dos tipos de fangos:

- Primarios: sólidos sedimentarios y evacuados en la decantación primaria

- Secundarios: producidos en el propio proceso biológico de tratamiento y que se evacuan (purgan) del decantador secundario.

A continuación, se describen sucintamente las sucesivas etapas por las que ha de pasar el fango en su tratamiento.

3.3.2.1 Espesamiento

Con el espesamiento se consigue un incremento de la concentración de los fangos por eliminación de agua, reduciéndose así el volumen de los mismos y mejorando el rendimiento de los procesos posteriores. Los métodos más conocidos son el de gravedad y por flotación, este último más apropiado para los fangos biológicos.

3.3.2.2 Estabilización

Reduce el contenido de la materia volátil a fin de hacer el residuo menos putrescible y más estable. Consiste, por tanto, en la eliminación y destrucción acelerada y controlada de una parte o la totalidad de la materia orgánica, y sobre todo de aquella materia de evolución rápida, que de lo contrario, de forma natural conducirá a la emisión de olores desagradables, mientras que el resto de la materia orgánica, más compleja y estable, constituye un humus cuya descomposición es mucho más lenta y sin efecto detectable. Los procedimientos más usuales son:

- Digestión aerobia y anaerobia: consiguen la degradación de alrededor del 40-50% de la materia orgánica.

- Estabilización química (elevación del pH por adición de cal).

- Otros: tratamiento térmico, pasteurización, esterilización por secado térmico, compostaje. Etc.

3.3.2.3 Acondicionamiento

Es el conjunto de operaciones que se emplean para desestabilizar la suspensión que forma el fango con el agua y hacer factible su secado mecánico.

El sistema de acondicionamiento más utilizado es la adición de polielectrolito en el caso de filtros banda y centrífugas, y la combinación de cal y cloruro férrico para los filtros prensa.

3.3.2.4 Deshidratación

La finalidad de este proceso es eliminar agua del fango para convertirlo en un sólido fácilmente manejable y transportable.

Los sistemas más utilizados son los mecánicos (centrifugación y filtros banda), empleándose los filtros prensa en casos concretos en que se requieren elevadas sequedades del fango (40%).

En algunas Edar de pequeño tamaño se emplean todavía las eras de secado, aunque problemas derivados de condiciones climatológicas, disponibilidad de terrenos, etc. aconsejan el uso de sistemas mecánicos de deshidratación de fangos.

3.3.2.5 Disposición final de los fangos

Es uno de los grandes problemas que se celebra cada vez más dentro de la concepción del diseño y gestión de las aguas residuales, ya que incluso puede condicionar la propia tecnología de la planta.

La evacuación final de los fangos deshidratados debe tener en cuenta condicionantes de tipo técnico-económico, legal y medio ambiental. Como alternativas a la disposición final pueden considerarse, la descarga en vertederos, uso agrícola, incineración y reutilización, entre otros. Al ser un punto muy importante se expondrá con más detalle en próximos capítulos.

Teniendo en cuenta, por un lado, la importancia del saneamiento y la depuración de las aguas residuales, además de las ventajas que plantea el uso de las aguas regeneradas como un recurso no convencional, en el siguiente apartado se ha llevado a cabo una evolución histórica de las diferentes directivas aplicadas en el ámbito del saneamiento y la depuración.

Figura 20: Imagen de una estación de tratamiento de aguas residuales. (Fuente: Juan Antonio Sainz Sastre. Tecnologías para la sostenibilidad)

3.4 Consumo energético asociado al proceso de depuración

El nexo entre el agua y la energía será cada vez más importante para los sistemas energéticos urbanos; se espera que las demandas de los recursos crezcan con el consecuente crecimiento demográfico y económico (Tan and Zhi 2016b, 277-284). Las diferentes etapas que constituyen ciclo hidrológico del agua, tienen cada una de ellas, una intensidad energética específica (expresada en kWh/m^3). La siguiente tabla muestra la variabilidad que pueda existir entre las etapas del ciclo en España.

Etapas del ciclo	**Rango de intensidad energética. (kWh/m^3)**		
	Mín.	***Medio***	***Max.***
Abastecimiento y transporte de agua	0,00	0,24	2,10
Tratamiento de agua	0,11	0,57	4,67
Distribución de agua	0,12	0,21	0,22
Tratamiento de aguas residuales	0,41	0,53	0,61
Tratamiento y distribución de agua reciclada.	0,32	0,59	0,85
Vertido de aguas residuales	0,00	0,05	0,11
Ciclo total	**0,52**		

Tabla 5: Intensidad energética de las etapas del ciclo del agua en España (2007). (Fuente: realización propia a partir de los datos del Ayuntamiento de Madrid)

La constatación de que la gestión integral del agua es muy exigente en consumo energético y, consecuentemente, de que ambos sectores deben planificarse de manera conjunta y coordinada es, aunque parezca una paradoja, muy reciente. Cualquiera que sea el escalón o la etapa del ciclo del agua,

el consumo energético se destaca como el principal factor de coste variable. Las tecnologías de uso y tratamiento de aguas han evolucionado muy rápidamente en los últimos años para disminuir riesgos para la salud, aumentar la eficiencia y precisión con que se usa el agua y disminuir la carga de contaminantes con que se devuelve a las fuentes naturales o se reintegra en el ciclo de usos.

Las plantas de tratamiento de aguas residuales (Edar) son centrales de interacción agua-energía, ya que consumen energía para eliminar los contaminantes y, por lo tanto, reducir la huella del agua gris humana en el medio acuático natural (entiendo huella del agua gris como el impacto humano en los recursos hídricos) (Gu et al. 2016, 402-409).

Diferentes cantidades de energía se consumen en los diversos tratamientos (primario, secundario, terciario), dependiendo, sobre todo, del tamaño y ubicación de la planta, contaminación del agua, impurezas, tipos, población atendida, tipos de procesos de tratamiento, usuarios finales, calidad del agua, norma de descarga, estado económico de la planta e incluso la experiencia de los trabajadores y gerentes (Sharma A, Grant AL, Grant T, Pamminger F, Opray L 2008, 34).

El tratamiento primario es menos intensivo en energía en comparación con las otras etapas, y puede verse afectado por el diseño y el funcionamiento. Por ejemplo, en Australia sólo se consume entre 0,01-0,37 kWh/m^3 de energía en el tratamiento primario. El uso de la energía dentro del tratamiento secundario depende principalmente del nivel tecnológico y la contaminación (Wakeel et al. 2016, 868-885). Valores medios para el uso de energía en el tratamiento secundario se muestran a continuación: 0,42 kWh/m^3 (Suecia (Yang et al. 2010, 1361-1370)), 0,34 kWh/m^3 (Japón (Mizuta and Shimada 2010, 2256-2262)), 0,305 kWh/m^3 (Australia (Radcliffe 2004)), 0,29 kWh/m^3 (China (Yang et al. 2010, 1361-1370)), y 0,2 kWh/m^3 (U.S. (Water Environment Federation 2010)). El tratamiento terciario es el tratamiento de aguas residuales más intensivo en términos energéticos, consumiendo aproximadamente 0,40-0,50 kWh/m^3 (ICF 2008). A continuación, se adjunta una tabla en la que se pueden observar los valores promedios del consumo energético realizado en el proceso de tratamiento de aguas residuales por diferentes países. En ella se corrobora que, aunque los valores difieren, pues cada país dispone de las tecnologías estándar que considera más adecuadas, la media de consumo energético por metro cúbico de agua tratado es muy similar.

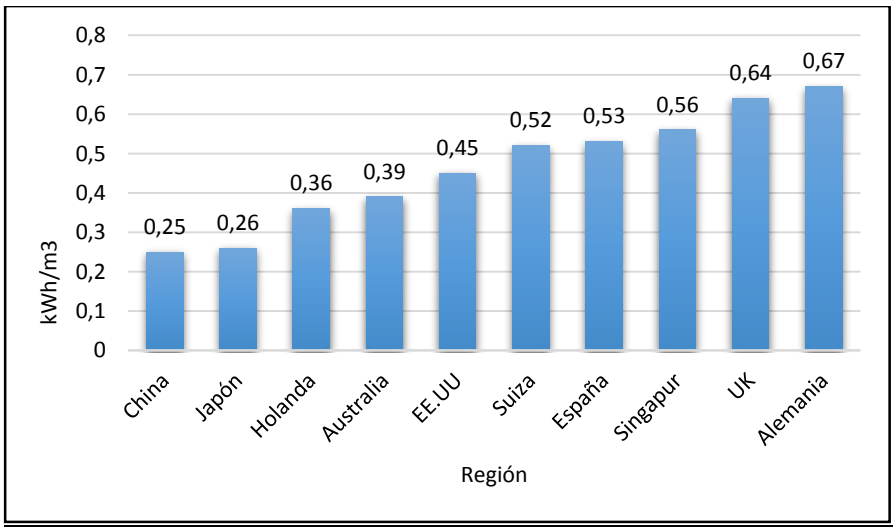


Figura 21: Consumo promedio de energía en un metro cúbico de agua tratado. Clasificación por regiones. (Fuente: realización propia a partir de los datos Energy consumption for water use cycles in different countries: A review. Muhammad Wakeel et al.)

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía española (IDAE) publicó un estudio que muestra que la potencia necesaria para la depuración de las aguas residuales urbanas en España es de 305 MW, lo que equivale a una media de 5,6 W/h.e. o 49 kWh/(h.e.año) o 0,67 kWh/m^3 (Fundación Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial 2010).

La figura posterior presenta la potencia por unidad de tratamiento, expresado en vatios por habitante equivalente.

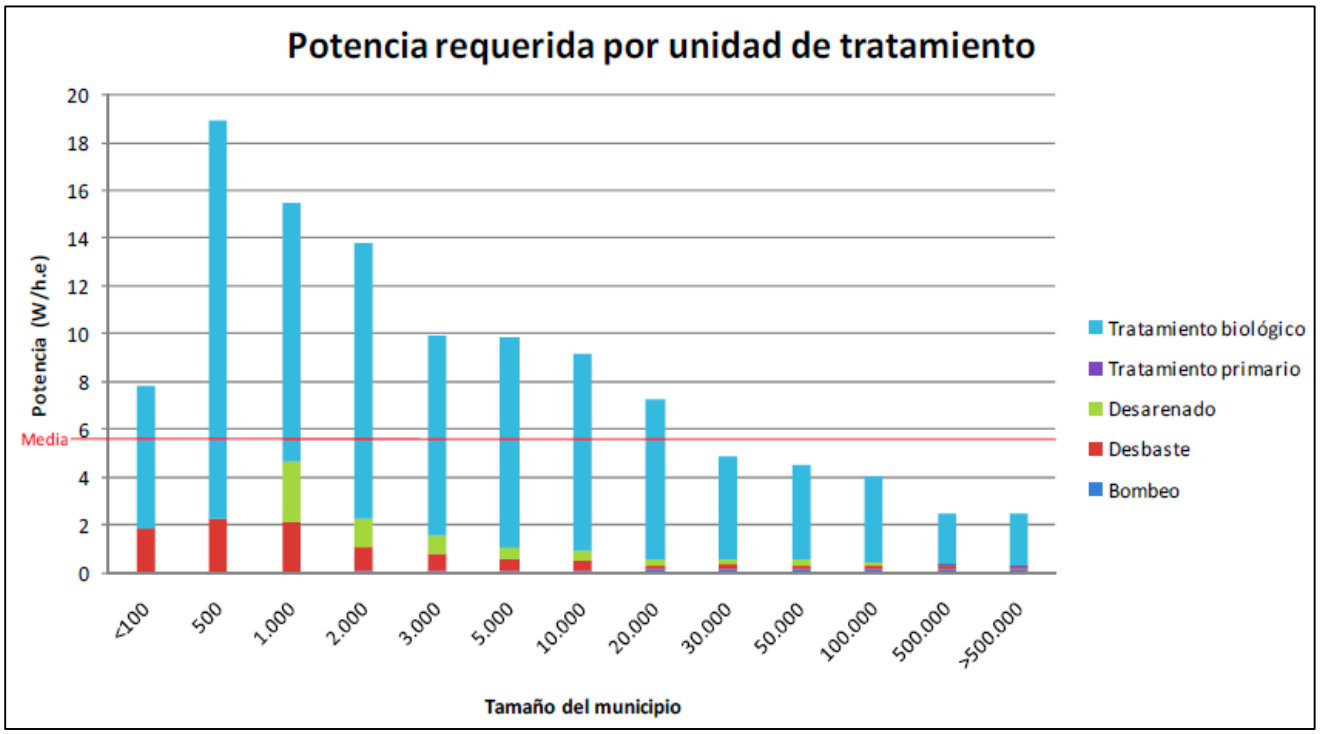


Figura 22: Potencia requerida por unidad de tratamiento en el territorio español. (Fuente: Estudio de prospectiva. Consumo energético en el sector del agua. OPTI, IDAE)

El principal aspecto a tener en cuenta es el de que existe una gran diferencia entre la concepción tecnológica de las depuradoras pequeñas y las grandes. Las depuradoras pequeñas y de medio tamaño suelen carecer de sistemas de control de la aireación. Además, el diseño basado en la robustez mecánica, implica un cierto sobredimensionamiento de equipos electromecánicos (el diseño de una depuradora pequeña se basa exclusivamente en parámetros de proceso y de ingeniería mecánica; No se realiza una evaluación coste/beneficio energético). Por ello, el consumo unitario en depuradoras pequeñas es relativamente elevado. En grandes depuradoras se optimiza el diseño, el dimensionamiento y el control para lograr consumos energéticos ajustados. En tales plantas se pueden obtener valores de 20-30 kWh/(h.e.año), mientras, como se expuso con anterioridad, la media para el parque de depuradoras en España está en torno a los 50 kWh/(h.e.año) (Asociación española de abastecimiento de aguas y saneamiento 2002).

El diagrama de barras ilustra además las siguientes particularidades:

- Las depuradoras para poblaciones de menos de 100 h.e. normalmente se operan por gravedad y una parte relevante carece de depuración biológica aerobia. Por ello, el consumo por habitante en este rango es bajo.
- En depuradoras pequeñas el peso del desbaste y desarenado en el consumo energético de la depuradora es relativamente grande. La explicación es que el correcto funcionamiento de estos equipos requiere de una potencia mínima de los motores y bombas, con el fin de evitar malfuncionamientos debido a atascos. El diseño, por tanto, no guarda una relación directa con el tamaño de la instalación, sino que se parte de una potencia mínima.
- En depuradoras pequeñas, la aireación se suele sobredimensionar. Ello se debe por una parte a los requisitos de robustez, similares a los del pretratamiento. Por otra, se emplea el sistema de aireación para la doble función de aireación y mezcla, a pesar de ser energéticamente ineficiente.

Con el fin de realizar una primera estimación del potencial de ahorro se han redefinido los consumos energéticos, asumiendo una mejor gestión de la aireación mediante modificaciones conceptuales en el pretratamiento (buscando alternativas para sistemas que incluyen motores potentes por razones de robustez). La siguiente gráfica marca en rojo la diferencia entre el consumo actual (valor superior de la barra roja) y el consumo tras implantar las mencionadas medidas de ahorro (valor inferior de la barra roja). El mayor potencial de ahorro se encontrará en las pequeñas plantas, siendo el ahorro global de un 17, 5%.

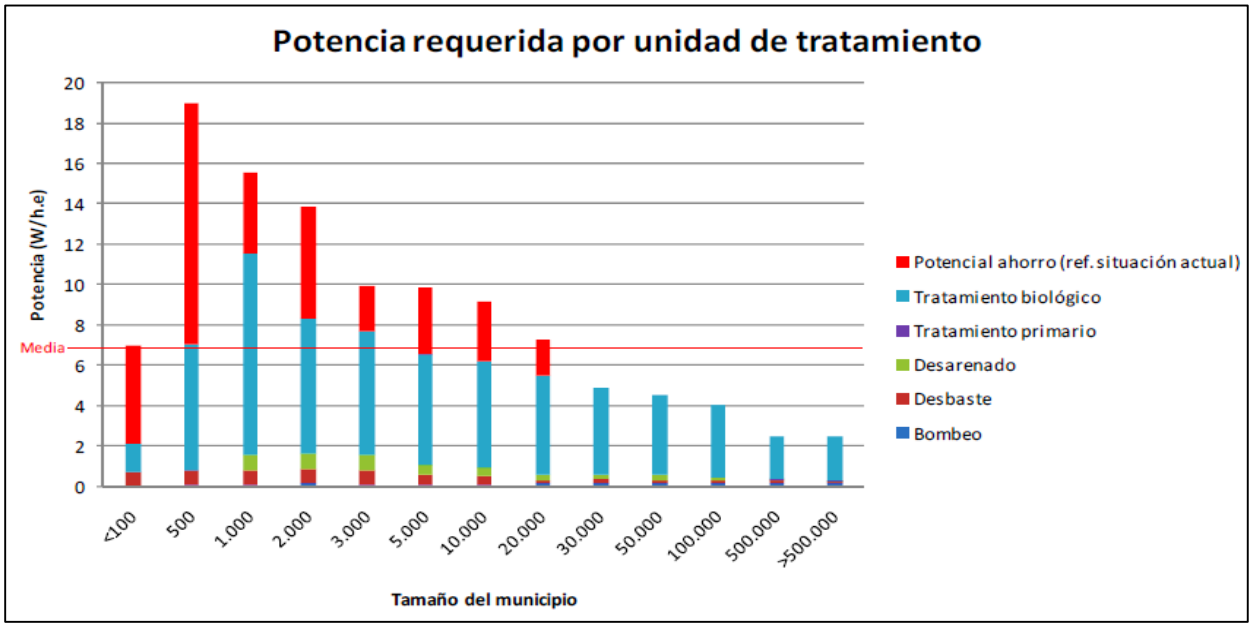


Figura 23: Potencial de ahorro energético en la potencia requerida por unidad de tratamiento. (Fuente: Estudio de prospectiva. Consumo energético en el sector del agua. OPTI, IDAE)

3.4.1 Demanda Energética de los procesos de depuración

La siguiente gráfica muestra el porcentaje de la demanda total de energía para varios procesos de un sistema de aguas residuales tipo, en las cuales el mayor consumo energético se genera en los instrumentos de bombeo de la misma.

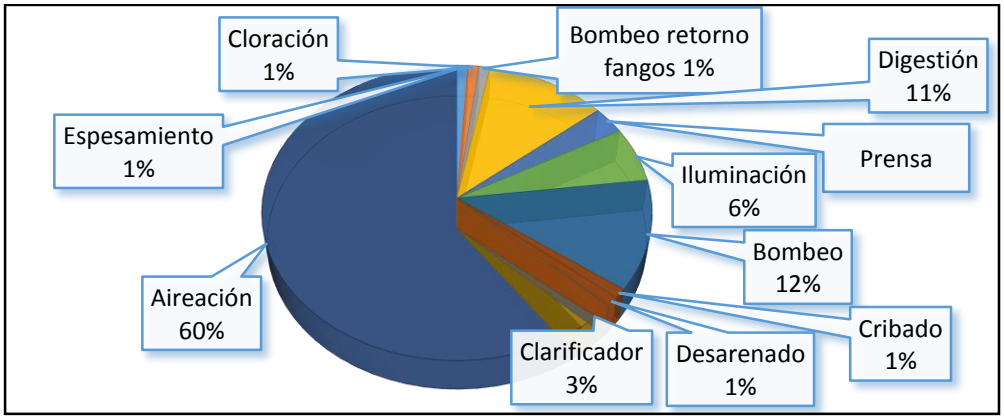


Figura 24: Distribución del consumo energético. (Fuente: realización propia. Datos Ponencia D. Antonio Gómez Gotor)

En la tabla que se expone a continuación, se realiza una clasificación de las diferentes tecnologías que conforman el proceso de depuración, separados en función del tipo de proceso. A su vez, se expondrá el principal factor de consumo energético y la calificación energética asociada.

Proceso	Principal factor de consumo energético	Calificación energética
Procesos físicos		
Rejillas		*Baja*
Tamices		*Baja*
Sedimentador		*Baja*
Desarenador		*Baja*
Desengrasador		*Baja*
Flotación	*Bomba de alta presión*	*Media*
Filtración por arena	*Bombas*	*Baja*
Micro/Ultrafiltración	*Bomba de alta presión*	*Media*
Procesos químicos		
Neutralización	*Bombas*	*Baja*
Coagulación-Floculación	*Bombas/ mezcladoras*	*Baja*
Precipitación	*Bombas/ mezcladoras*	*Baja*
Desemulsionado	*Bombas*	*Baja*
Detoxificiación	*Bombas*	*Baja*
Electrocoagulación	*Campo eléctrico, bombas*	*Alta*
Electrólisis (por membrana)	*Campo eléctrico, bombas de alta presión*	*Alta*
Oxidación química	*Bombas, generador de Ozono, UV*	*Media*
Procesos biológicos		
Biofiltros	*Bombas*	*Baja*
Biodiscos	*Bombas, motor del disco*	*Baja*
SBR	*Bombas, soplante*	*Media*
Fangos activos	*Bombas soplante*	*Media*
MBR	*Bombas, soplante*	*Media*
Depuración anaerobia	*Bombas/motor de gas*	*Alta*

Tabla 6: Calificación energética de los procesos de depuración. (Fuente: Estudio de prospectiva. Consumo energético en el sector del agua. OPTI, IDAE)

Analizando con más detalle el consumo energético, a continuación, se cuantifica dicho consumo en dos Edars tipo, en términos de la potencia de cada uno de los equipos instalados por habitante equivalente.

Depuradora compacta de fangos activos.

Potencia (W/h.e)	*Habitantes equivalentes*		
	<101	101	501
		-	-
	500		1. 000
Línea de agua			
Bombeo	0,06	0,10	0,10
Motores y bombas desbaste	1,80	2,20	2,10
Motores y bombas desarenado			2,50
Compacto aeración extendida	*30*	*20*	*6,7*
Agitación y retorno de fangos			5,7
Línea de fangos			
Espesador gravitacional		*0,20*	*0,10*
Deshidratación sacos filtrantes			0,40
TOTAL	*31,86*	*22,50*	*17,60*

Tabla 7: Potencias por habitante equivalente. Depuradora compacta de fangos activos (Fuente: Realización propia a partir de los datos de "Consumo energético en el sector del agua. OPTI, IDAE")

Fangos Activos – Aireación Extendida

Potencia (W/h.e)	*Habitantes equivalentes*							
	1.001 - 2.000	2.001 - 3.000	3.001 - 5.000	5.001 - 10.000	10.001 - 20.000	20.001 - 30.000	30.001 - 50.000	50.001 - 100.000
Línea de agua								
Bombeo	0,13	0,13	0,13	0,16	0,18	0,21	0,21	0,21
Motores y bombas desbaste	1	0,70	0,50	0,40	0,20	0,20	0,15	0,12
Motores y bombas desarenado	1,20	0,8	0,5	0,4	0,25	0,25	0,25	0,16
Aireación extendida mecánica	9,5	6,7	6,5	6,2	5	4,7	4,7	4,7
Aireación extendida soplantes	9,5	6,7	6,5	6,2	5	2,88	2,88	2,88
Aireación FA con desnitrificación								3,45
Agitación y retorno de fangos FA	1,6	1,3	2	1,8	1,5	0,9	0,80	0,4
Agitación y retorno de fangos desnitrificación								0,48
Decantación y bombeo	0,4	0,32	0,25	0,25	0,14	0,12	0,08	0,05
Línea de Fangos								
Espesador gravitacional	0,05	0,03	0,02	0,15	0,10			
Espesador mecánico						0,20	0,15	0,10
Deshidratación sacos filtrantes	0,32	0,22						
Centrifugado			0,6	0,6	0,75	0,5	0,4	0,25
TOTAL aireación superficial	**14,2**	**10,2**	**10,5**	**9,96**	**8,12**	**7,08**	**6,74**	**5,99**
TOTAL aireación con burbujas	**14,2**	**10,2**	**10,5**	**9,96**	**8,12**	**5,26**	**4,92**	**4,17**
TOTAL FA con desnitrificación								**9,48**

Tabla 8: Potencias por habitante equivalente. Depuradora de fangos activos con aireación extendida (Fuente: Realización propia a partir de los datos de "Consumo energético en el sector del agua. OPTI, IDAE")

3.5 Antecedentes, historia y evolución de las normativas desde las cortes de Cádiz hasta la actualidad (1866-2015)

La primera ley relativa a la racionalización del uso del agua, tuvo lugar durante las cortes de Cádiz (Constitución de 1812). De esta época datan las Leyes de Agua de 1866 y 1879, siendo esta última de tal calidad, que se mantuvo en vigor hasta 1985 (M. T. S. Martínez, Ferrero, and Velasco 2011, 199-222).

En este mismo año se aprueba en España la Ley de Aguas 29/1985, de 2 de agosto, que hace de dominio público todas las aguas. Tanto las superficiales, como las subterráneas alumbradas con posterioridad al 1 de enero de 1986 (Marea Azul del Sur 2013).

Sin embargo, estas Leyes aún no traían consigo una mejora en lo correspondiente al tratamiento de las aguas empleadas en los diversos usos que, ya por estas fechas, estaban bastante diversificados. A este efecto se le añade la comparativa de una política que padece un enorme retraso respecto a los países del centro y norte de Europa, los cuales, disponían de planes de saneamiento, mientras que, en la capital del país, se tuvo que esperar a 1979 para la ejecución de un sistema de saneamiento adecuado.

El 21 de mayo de 1991, el Consejo de la Comunidad Europea estipuló la Directiva 91/271/CEE, la cual expone que, para el 31 de diciembre del año 2000, todos los núcleos urbanos de más de 15.000 habitantes, dispusiesen de un sistema de colector y de tratamiento de aguas residuales. Asimismo, a partir del 31 de Diciembre del año 2005, estas mismas especificaciones deberían de ser cumplidas en aquellos núcleos de población de entre 2.000 y 15.000 habitantes (Senante, Sancho, and Garrido 2012, 69). Esta nueva visión del saneamiento del agua supuso en España un esfuerzo superior al realizado en otros países europeos; pues a pesar de que la Directiva es de obligatorio cumplimiento para los Estados Miembros (EE.MM), el Sistema Europeo de Información sobre el Agua (Water Information System for Europe, WISE) únicamente contiene información relativa al saneamiento y depuración de aguas para 18 países europeos: Alemania, Austria, Bélgica, Chipre, Dinamarca, Estonia, Eslovaquia, Eslovenia, Finlandia, Francia, Hungría, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Países Bajos, Portugal, Rumanía y Suecia. La razón de ello, es que sólo estos países han presentado a la Comisión Europea los informes para valorar el grado de aplicación de la Directiva en la forma que fue solicitado (Ministerio de Medio Ambiente. Programa Agua. 2007).

Con el objetivo de alcanzar los requerimientos de dicha directiva y asegurar que las medidas se cumplían, se elaboró y desarrolló el Plan Nacional de Saneamiento y Depuración (1995-2005). Entre los objetivos prioritarios de dicho plan para cumplir con la directiva europea se encontraba la protección de la calidad del medio hídrico, implantar y mejorar las infraestructuras de saneamiento y depuración, y adecuar las actuaciones a los plazos establecidos por la directiva, entre otros (iagua 2017).

De forma paralela, y con la directiva 91/217 en vigencia, la Unión Europea desarrolla la Directiva Marco del Agua (2000/60/CEE), que aporta un nuevo enfoque integrado de la política del agua, pues implanta a su vez una serie de condiciones más restrictivas en lo referente a los parámetros ambientales. Por lo que, en consecuencia, el Ministerio de Medio Ambiente, en colaboración con las Comunidades Autónomas, crea el Plan Nacional de Calidad de las Aguas: Saneamiento y depuración (2007-2015).

Asimismo se pretende que este Plan Nacional cumpla con el Programa Agua (Actuaciones para la Gestión y Utilización del Agua, 2004) que nace como alternativa al trasvase del Ebro y que está dirigido a lograr una “mejora en la gestión y reutilización del agua, contribuyendo a una mejor calidad de ésta; así como

de los ecosistemas asociados, incrementando la oferta de recursos hídricos obtenidos de forma sostenible y garantizando la disponibilidad del agua racionalmente necesaria" (RD 1620/2007 2007, BOE 294).

Además de la importancia que se le da a la depuración, desde la Ley que marcó el primer hito en la temática de saneamiento y depuración de aguas residuales, (29/1985, de 2 de agosto), se establece un criterio que dictamina la necesidad de la reutilización de las aguas en el territorio español. Todo ello se ve acusado a lo largo del tiempo, debido a las grandes sequías que el propio país sufrió durante estos años.

También las Leyes y Directivas, cada vez más restrictivas en lo respectivo a la calidad de aguas, medio ambiente y sostenibilidad de ecosistemas, contribuyen a una clara actuación para la regeneración de las mismas.

Por todo ello España establece el RD 1620/2007, de 7 de diciembre, el cual, dictamina el régimen jurídico de la reutilización de las aguas depuradas, con una reglamentación completa y detallada que posibilita las resoluciones necesarias respecto de la reutilización de las aguas. Uno de sus principales conceptos, adecua la concepción del término de aguas regeneradas: "aguas residuales depuradas que, en su caso, han sido sometidas a un proceso de tratamiento adicional o complementario que permite adecuar su calidad al uso al que se destinan" (Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas de España 2013). La evolución histórica de todas las normativas y directivas se puede ver de forma más gráfica en la siguiente figura:

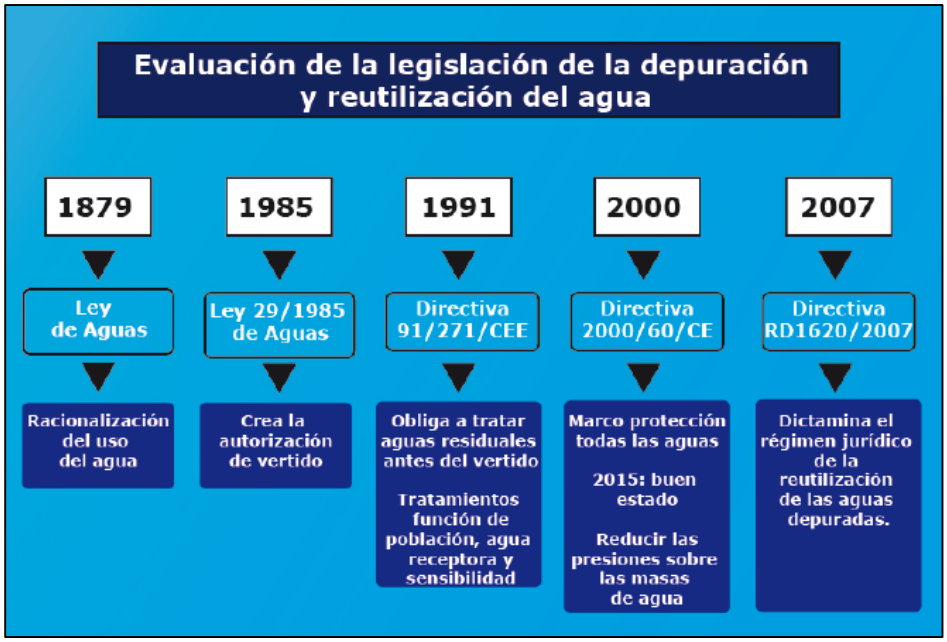


Figura 25: Evaluación de la legislación de la depuración y reutilización del agua en España. (Fuente: realización propia)

3.6 Estado actual del cumplimiento de las directivas de depuración en España

Conocidas las diferentes normativas en las que se han basado todos los cambios en relación a la depuración y reutilización de aguas, en este apartado se pretende conocer si dichas directivas se han cumplido o no, si lo han hecho en el tiempo establecido y cuáles son los últimos datos que se han podido conocer.

Desde que se implanta la directiva 91/217 y el Plan Nacional de Saneamiento y Depuración hasta el año de finalización del mismo (2005), España consiguió pasar de un 41% de conformidad con la directiva al comienzo de la misma, a un 77% en el año 2005, tal y como se muestra en la figura siguiente (Agencia de evaluación y calidad) (Observatorio de Sostenibilidad en España. 2012).

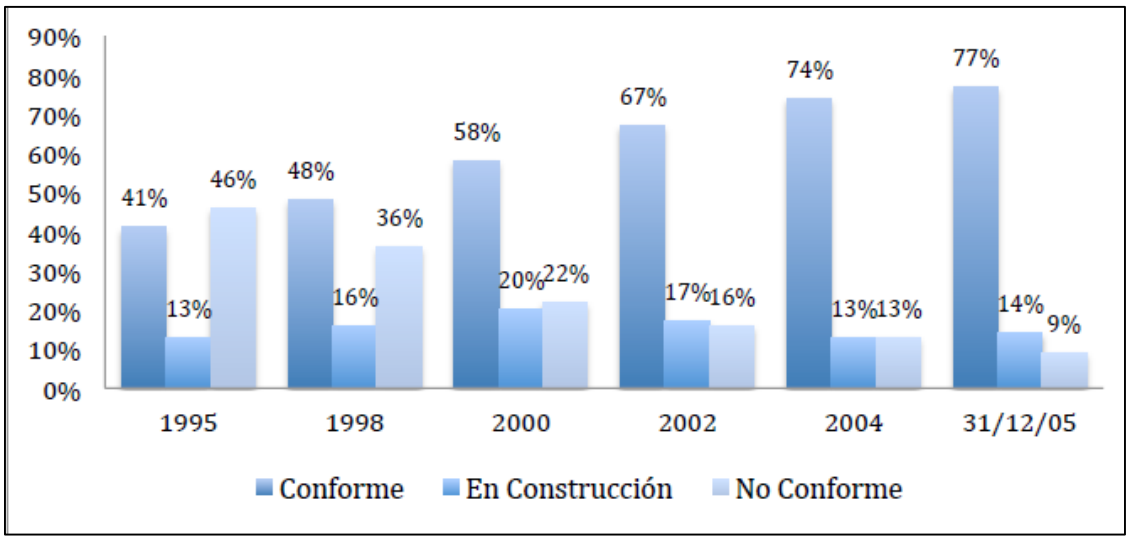


Figura 26. Evolución del grado de conformidad de los objetivos legislativos desde 1995 hasta 2005. (Fuente: realización propia a partir de los datos de la OSE, 2012)

En relación a la evolución temporal en el volumen de agua residual tratada, la Figura 19 muestra que durante los años 2000 a 2009 se produjo una mejora significativa. De forma más específica, el volumen total de agua residual tratada en España en el año 2000 era de 7,7 millones de m^3/día mientras que en 2009 fue de 12,4 millones de m^3/día (aumento del 60%) (Ministerio de Medio Ambiente. Programa Agua. 2007).

Además, esta mejora se observa en todas las CC.AA. Es de destacar el excepcional crecimiento producido en las regiones de Castilla-León, Valencia y Madrid.

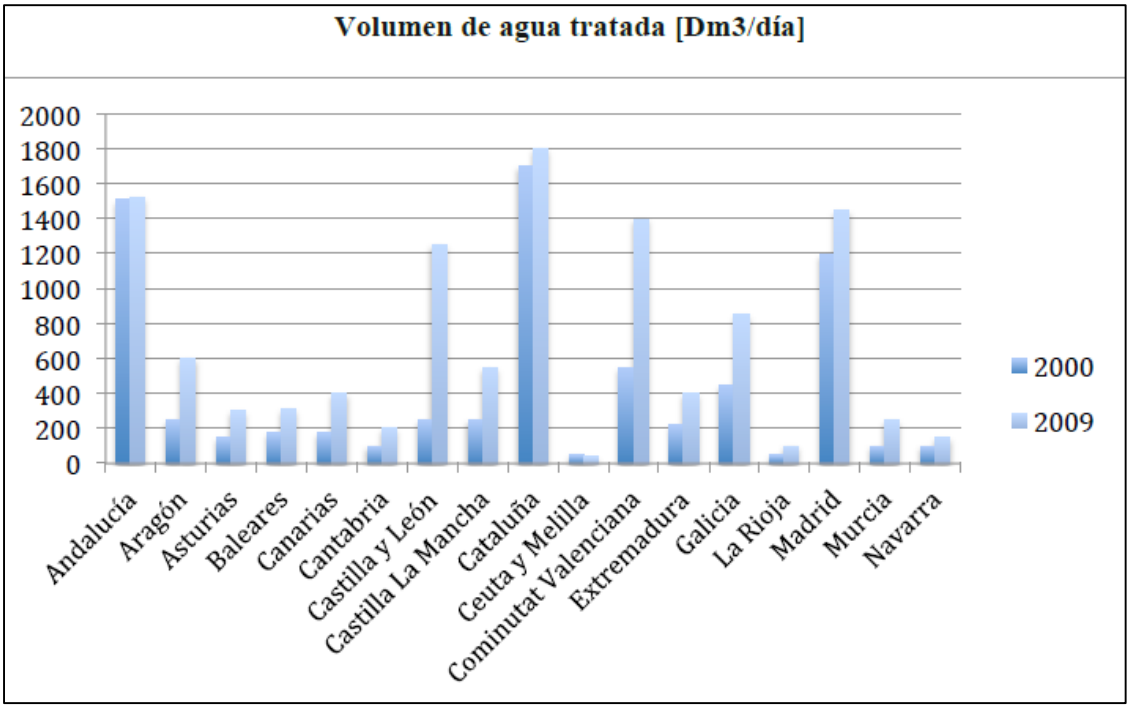


Figura 27: Evolución en el volumen de agua residual tratada por regiones desde el 2000 al 2009. (Fuente: Realización propia a partir de los datos procedentes del Plan Nacional de Calidad de las Aguas: Saneamiento y depuración 2007/2015. Ministerio de Medio Ambiente. Programa Agua)

Se observa que algunas CC. AA (Asturias, Islas Canarias, Cantabria y País Vasco) realizaron la mayoría de las inversiones en el año 2000 lo que les permitió alcanzar los requerimientos exigidos. Un segundo grupo de regiones realizaron las inversiones fundamentalmente en el año 2004 (Islas Baleares, Castilla La Mancha, Madrid, Murcia y Navarra). Finalmente, la mayoría de las CC.AA. (Andalucía, Aragón, Castilla-León, Cataluña, Comunidad Valenciana, Galicia) realizaron sus inversiones más recientemente (año 2009). Es de destacar el importante esfuerzo económico realizado en las comunidades de Valencia y sobre todo de Cataluña (Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas de España 2013).

En el año 2009 Oficina Estadística de la Unión Europea "Eurostat" recoge datos en lo referente al porcentaje de población conectada a sistemas de tratamiento de agua residual (al menos tratamiento secundario). El principal problema es que, de los 27 estados miembros, únicamente siete aportan datos relativos al tema (mostrados en la siguiente figura), dentro de los cuales, no se encuentra España. Hecho que imposibilita una comparación veraz del estado de depuración en este periodo de tiempo (Instituto Nacional de Estadística 2017).

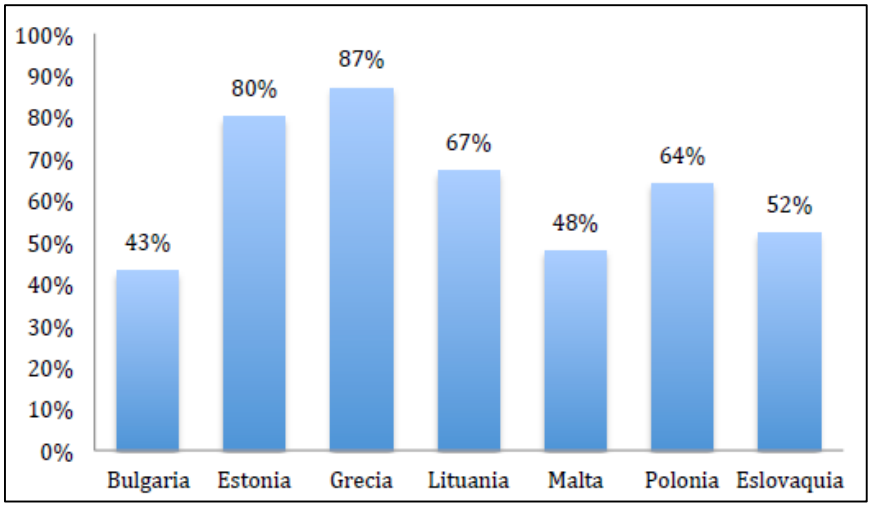


Figura 28: Porcentaje de población conectada a sistemas de tratamiento de agua residual en los países de la UE-27. Año 2009. *(Fuente: realización propia a partir de los datos obtenidos por "Key figures on Europe. Eurostat. European commission)*

Según valores citados en la base de datos de la Red Consolider-Tragua (Gobierno de España), en el año 2010, en España existían un total de 2.873 Edars (públicas, privadas, industriales, etc.). A continuación, se expone un mapa en el que figura la ubicación de cada una de ellas.

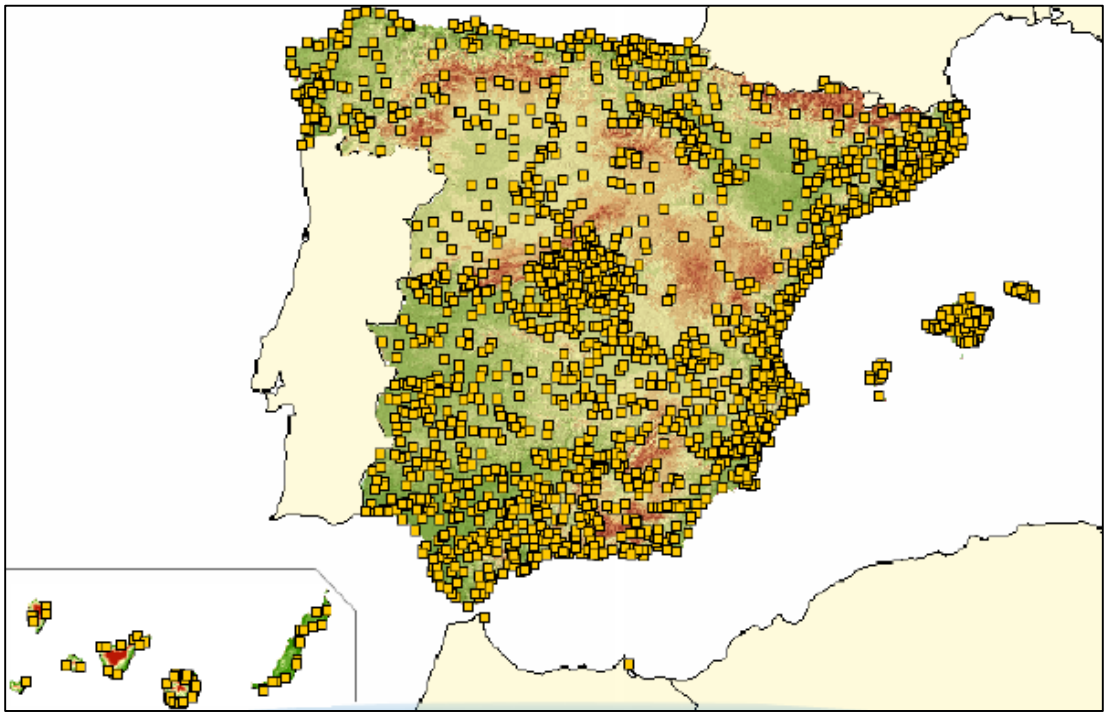


Figura 29: Estaciones de tratamiento de aguas residuales distribuidas por CC.AA en el año 2010. (Fuente: Red Consolider-Tragua. Ministerio de Economía y Competitividad. Gobierno de España)

A fecha de diciembre de 2011 en España había 2.412 aglomeraciones urbanas de más de 2.000 he lo que implica una carga contaminante total de 71.784.819 he. De todas las aglomeraciones urbanas identificadas, aproximadamente unas 650 tienen una población superior a 15.000 he, representando el 87% del total de la carga generada en España (Ministerio de Medio Ambiente. Programa Agua. 2007).

Según datos del Ministerio de Agricultura y Pesca, Alimentación y Medio Ambiente "MAGRAMA", para el año 2010, ciertas comunidades españolas, como, por ejemplo, la comunidad de Madrid, comunidad Foral de Navarra, Región de Murcia, La Rioja, y a las ciudades autonómicas de Ceuta y Melilla, cumplen, con una conformidad del 100%, la Directiva 91/271/CE. Por el contrario, Canarias con un 52%, fue la región con el porcentaje más bajo, tal y como se observa en la figura siguiente (Instituto Nacional de Estadística 2017).

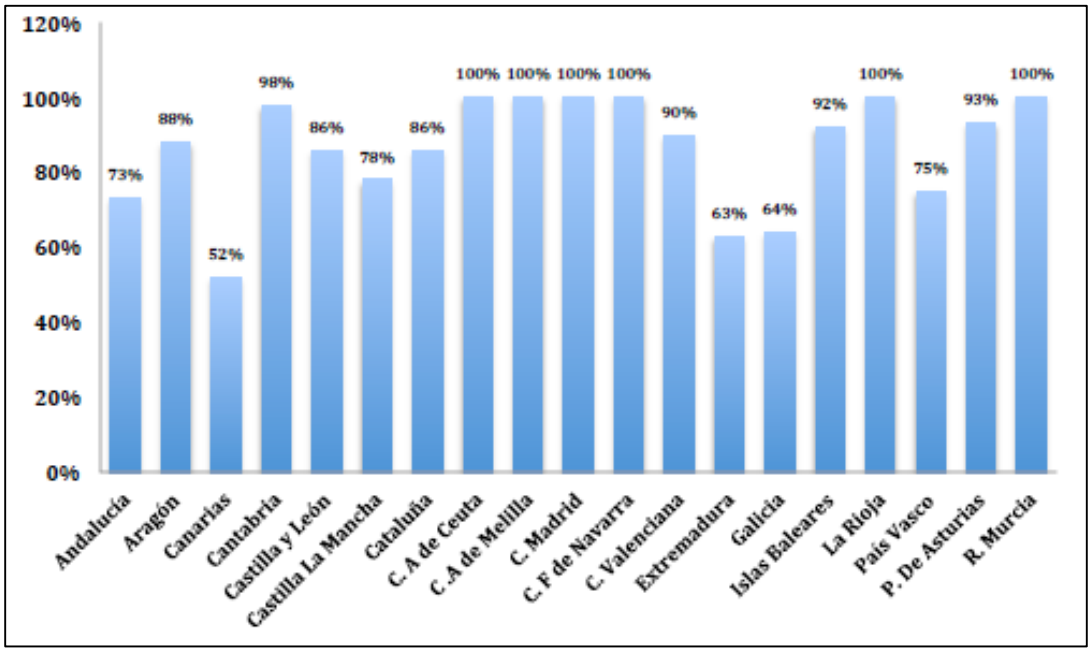


Figura 30: Grado de Conformidad con la Directiva 91/271/CEE por CC.AA.2010. (Fuente: Realización propia elaborada a partir de los datos proporcionados por el Instituto Nacional de Estadística)

En cuanto a las tecnologías de las que disponen las depuradoras urbanas, se puede observar como existen una gran variedad de las mismas y, a su vez, una serie de combinaciones. Normalmente, la elección e integración de unos sistemas u otros responde a la cantidad de habitantes equivalentes. En la tabla 5 se encuentra una clasificación de los tratamientos según el rango de habitantes equivalentes (he)(Fundación Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial 2010) .

Tamaño de municipio	<101	101 500	501 1.000	1.001 2.000	2.001 3.000	3.001 5.000	5.001 10.000	10.001 20.000	20.001 30.000	30.001 50.000	50.001 100.000	100.001 500.000	>500.000
Línea de agua													
Desbaste	20%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Desarenado			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Tratamiento primario													100%
Tratamiento secundario													
Fosa séptica	40%												
Fosa séptica + Filtro biológico	40%												
Compacto Aireación extendida	20%	80%	85%										
Biodiscos		20%	15%										
Aireación extendida superficial				50%	50%	40%	30%	20%	20%	10%	10%		
Aireación extendida burbujas				50%	50%	60%	70%	80%	80%	90%	80%		
Fangos activos												90%	50%
Fangos activos + Desnitrificación											10%	10%	50%
Agitación y retorno de fangos			85%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	90%	90%	50%
Agitación y retorno de fangos (desnitrificación)											10%	10%	50%
Decantación				100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Tratamiento Terciario				1%	1%	2%	2%	2%	2%	5%	10%	10%	20%
Línea de fangos													
Espesador gravitacional		30%	100%	100%	100%	100%	100%	100%					
Espesador mecánico									100%	100%	100%	100%	100%
Elimincaión directa (húmedo)	100%	100%	50%	50%	50%								
Deshidratación sacos filtrantes			50%	50%	50%								
Centrifugado						100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
Digestión anaerobio y cogeneración												50%	50%

Tabla 9: Porcentaje de las tecnologías utilizadas según los habitantes equivalentes. (Fuente: Realización propia a partir de los datos del estudio de prospectiva del consumo energético en el sector del agua. Tecnologías del agua. Fundación OPTI)

La evolución que se fue realizando en las tecnologías para cumplir con la directiva fue la siguiente:

• Por un lado se sustituyeron los sistemas de aireación con turbinas a elementos de difusión de aire por burbujas. En las Edars de nueva construcción se implantaba únicamente esta segunda tecnología por ser la más eficiente en la transferencia de oxígeno al agua en los procesos biológicos.

• Los procesos de fangos activos se vieron complementados, en aquellos casos donde era necesario una mayor calidad del efluente, con sistemas de bio-filtración y procesos con membranas.

• Para la eliminación del nitrógeno se introdujeron cámaras anóxicas como parte del proceso biológico. Fundamentalmente para el tratamiento de aguas con efluentes en zonas sensibles.

• En el caso del agua depurada destinada a rellenar embalses también se debía cuidar las cantidades de fósforo, por lo que se implantaron procesos químicos de diversa índole.

• En relación a la búsqueda de una mejora en la eficiencia energética de las estaciones depuradoras, el foco es el tratamiento de fangos. En un primer momento se planteó su utilización en usos agrícolas y posteriormente en usos energéticos. Las tecnologías relativas al fango van desde el diseño de sistemas que permitieran un menor volumen de fangos a tratar, el secado térmico, la incineración de fangos y la deshidratación térmica con o sin cogeneración eléctrica, etc… (Este apartado se verá en profundidad dentro de otro capítulo posterior).

• En el aspecto de la reutilización de agua y teniendo en cuenta el necesario reúso de la misma para diferentes fines. Algunas depuradoras han sido complementadas con tratamientos físico-químicos, que mejoren la calidad de las agua, como pueden ser rayos ultravioletas, membranas de micro filtración y ultrafiltración, electrodiálisis reversible, ósmosis inversa, entre otras (Delgado 2012, 9-20).

Aún con todas las mejoras planteadas, no se alcanza la plena conformidad de la directiva por lo que se establece un compromiso con la Comisión Europea de remitir información actualizada cada tres meses, de las aglomeraciones cuyas medidas siguen en ejecución, y del cumplimiento del calendario para aquellas aún no tomadas, ya sean zonas sensibles, zonas normales o zonas con pequeñas poblaciones.

Tras un análisis intensivo de los diferentes documentos y planes vigentes publicados desde este periodo hasta la fecha, se puede concluir que en Diciembre de 2012 se publica el último informe con información actualizada que expone lo siguiente: “de las 58 aglomeraciones urbanas encausadas en este periodo, hay 47 que ya están conformes o en ejecución y en las 11 aglomeraciones restantes de las CC.AA de Andalucía (Antequera, Archidona Bollullos y Condado de Huelva I), de Cantabria (Santoña), de Cataluña (Anglés, Berga, El Terri, Figueres y Montferrer) y de Galicia (Pontevedra-Marín), las medidas están programadas pero a falta de financiación para su ejecución. La carga que representan estas 11 aglomeraciones no conformes en Zonas Sensibles es de unos 522.000 habitantes equivalentes (un 0,7% de la carga nacional de 70 millones de he)”.

Este último informe termina de responder a la Carta de Requerimiento que la Comisión Europea escribe en noviembre de 2011, que denuncia las posibles infracciones que aún persisten en un total de 612 aglomeraciones urbanas afectadas. Pues, en un primer principio, y tras un gran sistema de operación en el que participaron todas las CC.AA (con un representante autorizado en cada una), la primera contestación se produjo en el mes de Octubre del 2.012, confirmando que de estas 612 AA.UU no conformes, 337 no habían tomado una medida (Melgarejo Moreno 2009).

Capítulo 4. La huella de carbono

4.1 El calentamiento global

Los Gases de efecto invernadero (GEI), son gases que atrapan la energía radiante de la Tierra en la atmósfera y causan un calentamiento en la misma de manera análoga a la forma en la que los cristales de un invernadero retienen el calor. En el tratamiento de aguas residuales, los gases de efecto invernadero que más preocupan son el dióxido de carbono (CO_2), el metano (CH_4) y óxido nitroso (N_2O). Otros gases de efecto invernadero que se incluyen en los métodos estándar para la contabilización de las emisiones de gases de efecto invernadero son el hexafluoruro de azufre (SF_6), los hidrofluorocarbonos (HFC) y los perfluorocarbonos (PFC) (IDAE 2014). Estos seis gases fueron los reconocidos por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC) en el Protocolo de Kioto (A. H. Johnston 2012) y representan compuestos estables que pueden permanecer en la atmósfera durante siglos, convirtiéndolos en GEI de larga vida.

El principal problema del aumento de los GEI son sus efectos sobre el clima, y consecuentemente sobre el planeta. El calentamiento en el sistema climático es inequívoco y, desde la década de 1950, muchos de los cambios observados no han tenido precedentes en los últimos decenios o milenios. La atmósfera y el océano se han calentado, los volúmenes de nieve y hielo han disminuido, el nivel del mar se ha elevado y las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero siguen aumentando produciendo un bucle infinito en este desastre global (IPCC 2013).

Por todo ello, el estudio de fenómenos meteorológicos y climáticos extremos es un tema de gran interés científico y social en la actualidad. Está siendo impulsado por comunidades científicas, que analizan varias ramas climatológicas que evalúan el cambio climático (por ejemplo, observación, modelización, adaptación e impacto en diferentes sectores). Esta cuestión ha sido abordada recientemente por el Comité Intergubernamental del Panel sobre Cambio Climático (Field 2012); lo cual, ha proporcionado una visión global en la revisión y evaluación de la relación entre los extremos climáticos, sus impactos y las estrategias para manejar los peligros asociados (de los Milagros Skansi, María et al. 2013, 295-307).

Estos análisis confirman que, en los últimos 800.000 años, las concentraciones atmosféricas de dióxido de carbono, metano y óxido nitroso han ido aumentando de manera exponencial. El CO_2 ha aumentado en un 40% desde la era preindustrial debido, en primer lugar, a las emisiones derivadas de los combustibles fósiles y, en segundo lugar, a las emisiones netas derivadas del cambio de uso del suelo. Los océanos han absorbido alrededor del 30% del dióxido de carbono antropogénico emitido, provocando su acidificación y en todo ello, la influencia humana es clara y evidente (IPCC 2013).

4.2 Las tendencias en la existencia de flujos de Gases de Efecto Invernadero y sus conductores

Las emisiones totales de Gas de Efecto Invernadero antropogénico han seguido ascendiendo con mayores aumentos absolutos cada década. A pesar de un número cada vez mayor de las políticas de mitigación del cambio climático, las emisiones anuales de GEI crecieron un promedio de 1,0 Giga tonelada de dióxido de carbono equivalente (Gt de CO_2 eq), es decir, un 2,2% al año desde 2000 hasta 2010 en comparación con las 0,4 Gt de CO_2 equivalente, (1,3% al año) desde 1970 hasta 2000.

En ese mismo año (2010) las emisiones totales de GEI antropogénico fue de las más altas de la historia de la humanidad llegando a 49 (± 4,5) Gt de CO_2 equivalente/año; Esta cantidad se compone principalmente de dióxido de carbono contribuyendo en un 76%; mientras que el siguiente compuesto, el metano (CH_4), aporta un 16% del GEI total. Del porcentaje restante, el óxido nitroso (N_2O) aporta un 6,2% y los gases fluorados terminan con un 2,0%.

En la siguiente grafica se muestran los porcentajes de cada compuesto de manera anual y su correspondiente incremento a lo largo del tiempo. A su vez, se realiza una distinción entre el CO_2 proveniente de los procesos industriales y el CO_2 proveniente del uso agrario del terreno (Edenhofer et al. 2014, 511-597).

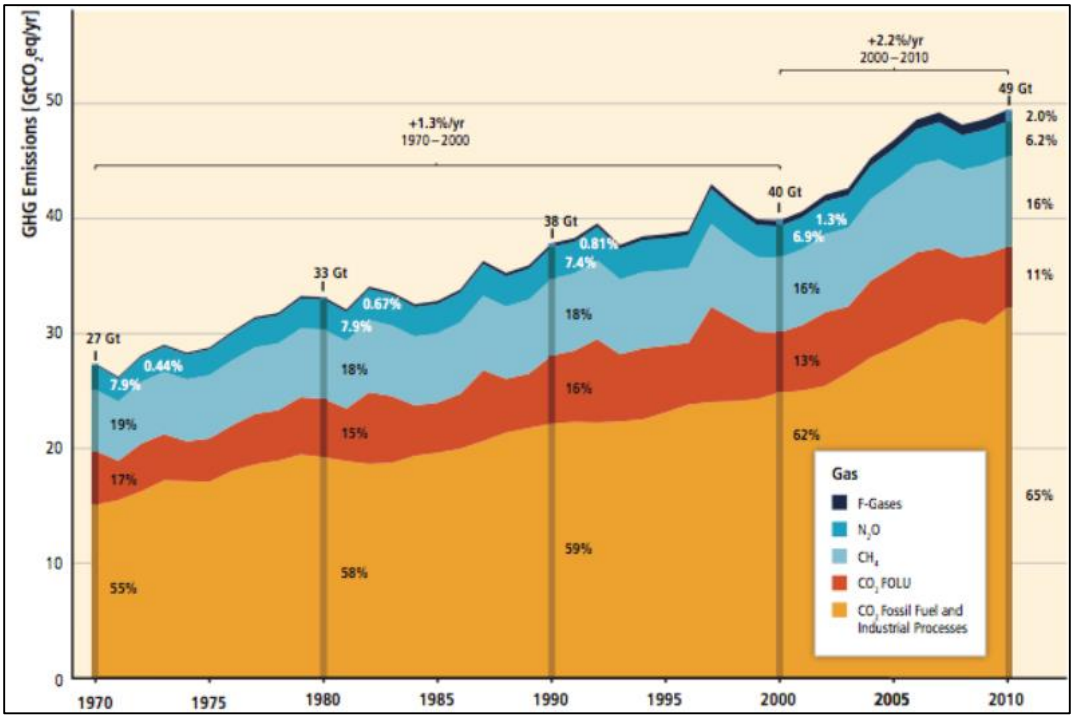


Figura 31: Evolución del GEI antropogénico anual clasificado en función del tipo de gas. (Fuente: Ottmar Edenhofer et al, Climate Change: Mitigation of Climate Change. (IPPC), 2014)

A nivel mundial, el crecimiento económico y de población siguen siendo los impulsores más importantes del aumento de las emisiones de CO_2 (procedentes en su mayoría de la combustión de combustibles fósiles). Aunque el crecimiento de población se mantuvo más o menos idéntico en las tres décadas

anteriores, la contribución del crecimiento económico ha aumentado considerablemente. A continuación, se ilustra un diagrama circular en el que se exponen las emisiones de gases de efecto invernadero dividido por sectores económicos.

Como se expuso con anterioridad, el sector de producción eléctrica destaca con creces frente a los demás sectores, no obstante, cuando las emisiones de la producción de electricidad y calor se atribuyen a los sectores que utilizan la energía final (es decir, las emisiones indirectas), las acciones de los sectores de la industria y edificación en las emisiones globales de GEI se incrementan. Por todo ello, el diagrama queda se la siguiente manera.

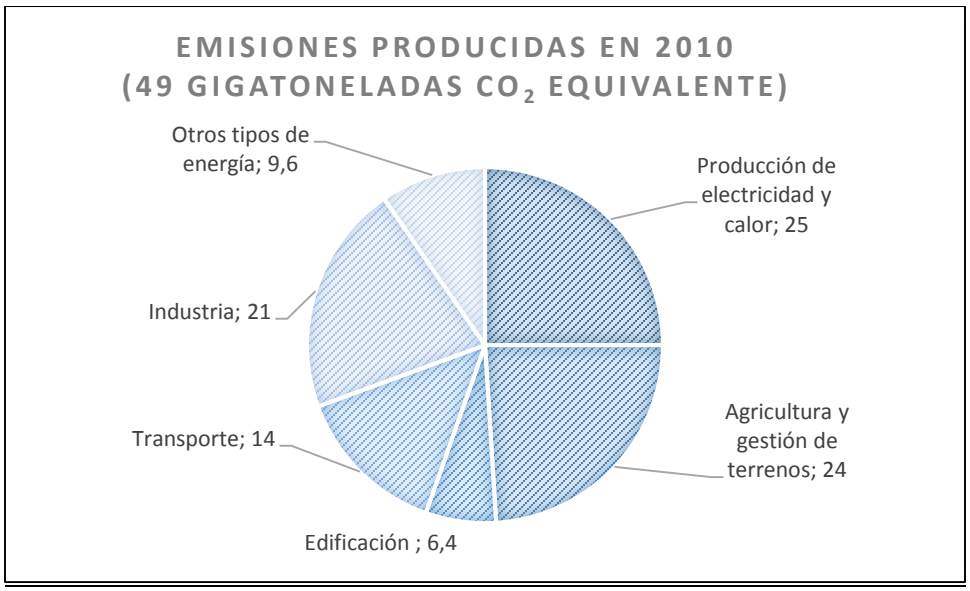


Figura 32: Distribución por sectores de las 49 Gt de CO_2 eq emitidas en el año 2010. (Fuente: Realización propia a partir de los datos Ottmar Edenhofer et al, Climate Change: Mitigation of Climate Change. (IPPC), 2014)

En 2035, se prevé que las emisiones globales de CO_2 relacionadas con la energía aumentarán a 36,4 Gt en el escenario que tiene en cuenta las nuevas políticas y 43,3 Gt en el escenario de políticas actuales, pero disminuirán a 21,6 Gt en el escenario 450 (véase capítulo 1). En términos de emisiones de CO_2, la aplicación cautelosa de las políticas anunciadas, como en el escenario de nuevas políticas, logra sólo un tercio del cambio acumulado requerido durante el período de perspectivas para lograr una trayectoria consistente en limitar el aumento medio de la temperatura a 2°C (International Energy Agency 2011).

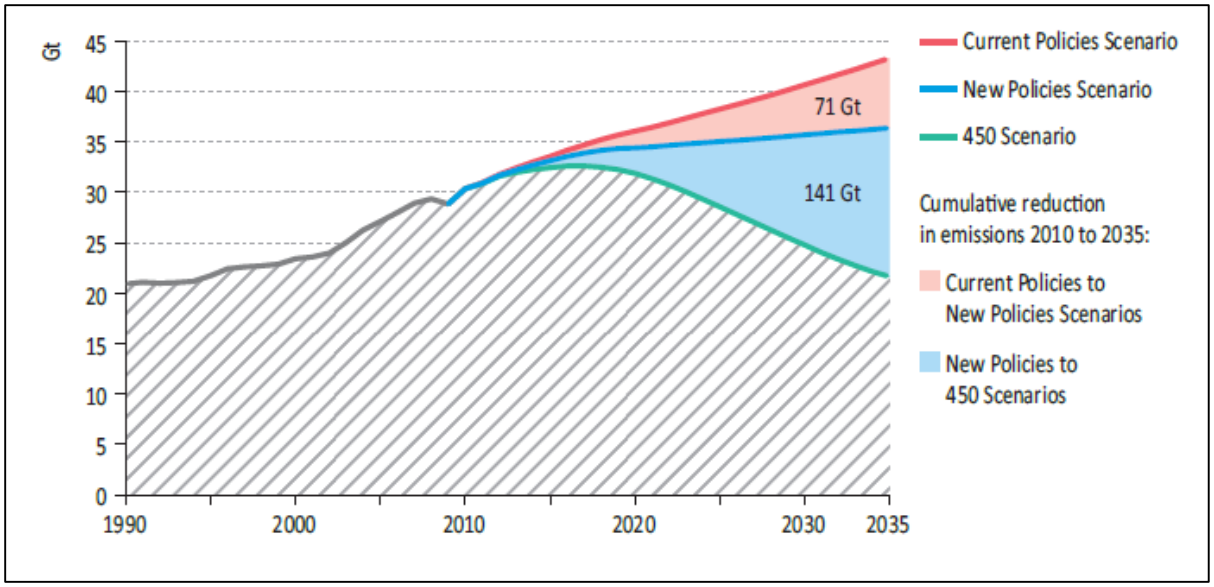


Figura 33: Relación energía-emisión de CO_2 a nivel mundial y en los diferentes escenarios estudiados. (Fuente: WEO, 2011)

Las emisiones continuas de gases de efecto invernadero causarán un mayor calentamiento y nuevos cambios en todos los componentes del sistema climático. Para contener el cambio climático, será necesario reducir de forma sustancial y sostenida las emisiones de Gases de Efecto Invernadero e intentar encarar la solución a este interrelacionado bucle de factores que se puede ver a continuación.

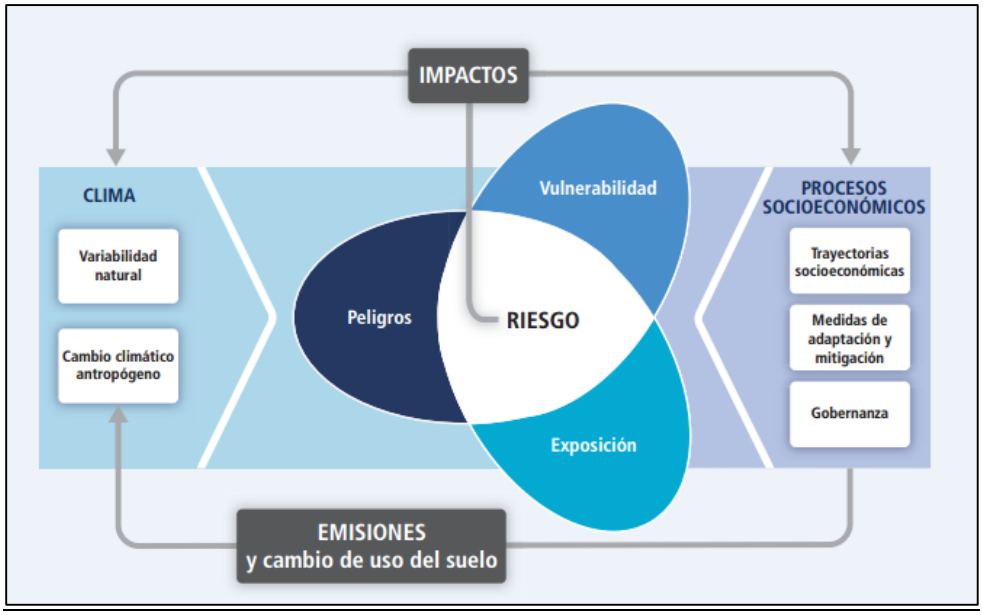


Figura 34: Análisis de la adaptación y vulnerabilidad en la emisión de GEI. (Fuente: Cambio Climático 2014. Impactos, adaptación y vulnerabilidad. Christopher B. Field et all)

Este impacto medioambiental producido por los gases de efecto invernadero es uno de los principales factores por los que se decide realizar esta tesis. La eliminación de la energía procedente de los combustibles fósiles para la posterior implantación de energías renovables totalmente limpias, provoca un acto de evolución moral e ingenieril que no debe dejar indiferente a nadie (Christopher B. Field el all 2014).

4.3 La huella de carbono en las Edars

El objetivo tradicional de una Edar, se basa en cumplir con los estándares de los efluentes para proteger el cuerpo receptor del agua, por lo tanto, intrínsecamente requiere en sí una reducción de las emisiones de GEI. La Agencia de Protección Medioambiental de los Estados Unidos "EE. UU Environmental Protection Agency (USEPA, 2006)" estimó que el N_2O emitido por este tipo de plantas representa aproximadamente el 3% de N_2O total emitido, siendo, por tanto, el sexto mayor contribuyente a los GEI en la atmósfera. Todo esto confirma que la cuantificación de las emisiones es necesaria para una mejor comprensión del proceso del tratamiento del agua y, en última instancia, para maximizar la precisión en el proceso de presentación de informes medioambientales (Mannina et al. 2016b, 254-270).

La huella de carbono (HC) "Carbon Footprint (CF)" es la suma y cuantificación de las emisiones de gases de efecto invernadero, causado directa o indirectamente por un individuo, organización, evento o producto. La contribución de un gas de efecto invernadero al calentamiento global es comúnmente expresada por su potencial de calentamiento global "Global Warming Potential (GWP)" que permite la comparación del impacto del calentamiento global del gas y el de un gas de referencia, típicamente dióxido de carbono. (Bani Shahabadi, Yerushalmi, and Haghighat 2010, 1085-1092).

Cuando se evalúan las emisiones de los servicios de agua, los GEI específicos de interés son el dióxido de carbono, el metano y el óxido nitroso. Para analizar las emisiones y como se ha mencionado con anterioridad, se empleará el equivalente de dióxido de carbono CO_2-eq (toneladas métricas por año), conociendo el potencial de calentamiento global de ese GEI particular. A continuación, se expone una tabla que señala las equivalencias entre los componentes estudiados.

GAS	(kg CO_2equivalente/Kg de gas)	Tiempo de permanencia (años)
CO_2	1	100
CH_4	25	14
N_2O	298	120
SF_6	23900	Varios miles de años
HFCs	12-11700	300
PFCs	6500-9200	Varios miles de años

Tabla 10: Valor de los diferentes componentes de GEI procedentes de Edar en kg equivalentes de dióxido de carbono. (Fuente: Water Environment Federation)

Los gases dañinos para el clima que pueden emitir estas instalaciones de recuperación de recursos hídricos, también conocidas como aguas residuales (Edars), se pueden clasificar a través de tres mecanismos principales, directa, indirecta interna e indirecta externa, las cuales, también se denominan emisiones de incidencia/alcance I, II y III, respectivamente. Las emisiones directas de las Edars se relacionan a los procesos biológicos (emisiones de CO_2 de la respiración microbiana, N_2O por nitrificación y desnitrificación, y CH_4 por digestión anaerobia).

Las emisiones internas indirectas están asociadas con el consumo de energía eléctrica o térmica importada. Por último, las externalidades indirectas las emisiones están relacionadas con fuentes no

controladas directamente por la Edar (por ejemplo, transporte de biosólidos de terceros, producción de productos químicos y su transporte a la planta, etc.) (T. Johnston and Karanfil 2013, E363-E371).

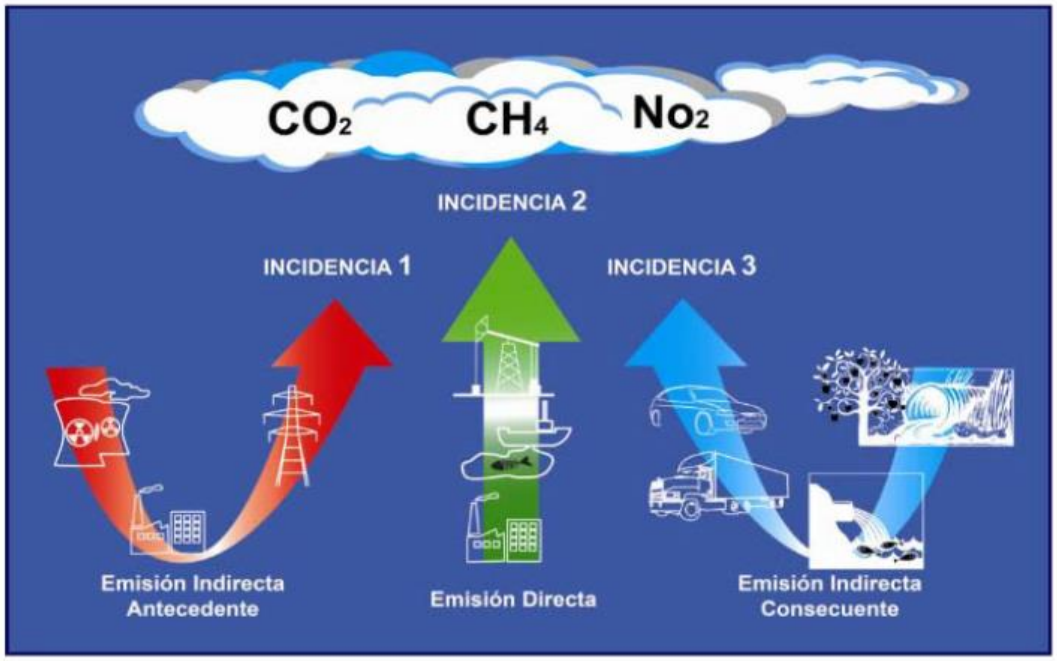


Figura 35: Focos de emisiones (diferentes alcances en Edar). (Fuente: realización propia)

Para hacerse una idea de la situación actual, las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los residuos post-consumo y de las aguas residuales son un pequeño contribuyente (alrededor del 3%) a las emisiones globales de GEI antropogénicas.

Estos datos han sido aportados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), el cual fue creado en 1988 por la Organización Meteorológica Mundial (OMM) y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) para evaluar de manera amplia, objetiva, abierta y transparente la información socioeconómica pertinente al cambio climático inducido por el ser humano, sus posibles impactos y opciones de adaptación y mitigación. El IPCC incluye un Grupo de Trabajo sobre Inventarios Nacionales de GEI y tres grupos de trabajo (I a III) que proporcionan informes periódicos de evaluación. Los grupos de trabajo se refieren a: la base científica del cambio climático (I); Las consecuencias del cambio climático, incluida la vulnerabilidad, las estrategias de adaptación y las consecuencias para el desarrollo sostenible (II); Y la mitigación del cambio climático (III). Además, el IPCC prepara informes periódicos sobre temas especializados relacionados con el clima. A través del Grupo de Tareas mencionado anteriormente, presta apoyo a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) sobre las metodologías para los inventarios nacionales de GEI. A continuación se adjunta una tabla elaborada por ellos, en los que se puede apreciar las tendencias, extrapolaciones y proyecciones de los GEI emitidos a partir de los residuos humanos, usando las guías elaboradas en los años 1996 (a) y 2006 (b) (Bogner et al. 2008, 11-32).

Fuente	*1990*	*1995*	*200*	*2005*	*2010*	*2015*	*2020*	*2030*	*2050*
Vertedero CH_4[a]	760	770	730	750	760	790	820		
Vertedero CH_4[b]	340	400	450	520	640	800	1000	1500	2900
Vertedero CH_4 (media de a y b)	550	585	590	635	700	795	910		
Agua residual CH_4[a]	450	490	520	590	600	630	670		
Agua residual N_2O[a]	80	90	90	100	100	100	100		

Tabla 11: GEI emitidos a partir de los residuos humanos, usando las guías elaboradas en los años 1996 (a) y 2006 (b) del IPCC. (Fuente: realización propia a partir de los datos de Bogner et al. 2008,11-32).

Dentro de todos sus trabajos, la conclusión obtenida con respecto a las aguas residuales, es que la mayoría de los países no compilan estadísticas anuales sobre el volumen total de aguas residuales municipales generadas, transportadas y tratadas, por lo que la cuantificación es una aproximación a la realidad, la cual hay que tratar de manera urgente. Ciudades como Ámsterdam, quieren evitar este tipo de emisiones en el ciclo integral del agua, apoyando al objetivo de operar con neutralidad climática en 2020 (Van Der Hoek 2012, 135-141).

4.3.1 Herramientas para el cálculo de la huella de carbono

Llevando a cabo una investigación se ha encontrado que hay unas dieciséis herramientas de cálculo diferentes para obtener la emisión de los gases invernadero, las cuales varían dependiendo de su aplicabilidad al campo de estudio específico. La disponibilidad de las herramientas difiere, algunas se consiguen mediante la web (gratuitos), otros bajo petición a sus creadores (hojas de cálculo de Excel) y por último también se encuentra el formato de softwares previo pago de los mismos.

Las herramientas de cálculo de estimación se han clasificado por numerosas fuentes en base a los modelos de estimación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), donde tenemos:

- Modelo tradicional de análisis del ciclo de vida, 'Life Cicle Assessment' (LCA).
- Modelo híbrido de análisis del ciclo de vida, 'Hybrid LCA-based models'.
- Modelos específicos.
- Otras herramientas relacionadas.

En base a lo anteriormente explicado, a continuación se expone una tabla, donde se explican los modelos y las herramientas de cálculo de los GEI que podemos aplicar a cada uno de ellos y, posteriormente se desglosan cada una de las herramientas en la tabla contigua, donde, en las cuatro últimas columnas y por orden consecutivo se observa que formato tiene dicha herramienta: software, web o hoja de cálculo de Excel; posteriormente una columna que indica su disponibilidad para el usuario: público, bajo petición o con fines comerciales; en la penúltima se especifica el campo de aplicación, centrando nuestra atención en el ámbito de la depuración específicamente, y en la última aparece la fuente donde encontrar dicha herramienta.

Método de Estimación de Emisiones de GEI.	Descripción del Método	Herramientas que Encajan con estos métodos.
LCA Tradicional	Utiliza una base de procesos existentes durante el ciclo de vida.	-Sima Pro. -GaBi. -O_2C (Life Carbon Tool)
Hybrid LCA-based models	Usa tanto una base de procesos, como una entrada-salida del inventario basado en el ciclo de vida.	-Water Energy Sustainability Tool (WEST)/WWEST and WESTWeb
Modelos específicos	Utiliza entradas de parámetros específicos utilizados en operación-mantenimiento.	-Tampa Bay Water Model. -Johnstons Model.
Otros Modelos Relacionados	NO se usan específicamente para estimar las emisiones del agua, pero tienen aspectos que se pueden aplicar.	-UK Enviroment Agency tool. -System Dynamics. -Carbon Accounting Workbook,

Tabla 12: Relación de métodos y herramientas disponibles para la estimación de la huella de carbono, relacionados con la reutilización del agua y la desalinización. (Fuente: Elaboración propia)

Método de Estimación de Emisiones de GEI.	Herramientas de Cálculo	Formato de la Herramienta	Disponibilidad	Campo de Aplicación	Fuente
LCA Tradicional	Sima Pro.	Software	Comercial.	Varios: Cualquier producto o proceso.	www.pre.nl
	GaBi.	Software	Comercial.	Varios: Cualquier producto o proceso.	www.gabi- software.com
	*O_2C	Web Based	Público	Reutilización de Aguas, Desalinización y Depuración.	www.lifecarbontool.com (SUEZ')
Hybrid LCA-based models	*WEST (Water Energy Sustainability Tool)	MS-Excel	Bajo Petición.	Reutilización de Aguas y Desalinización.	Dr. Jennifer Stokes at ucbwaterlca@gmail.com
	*WWEST	MS-Excel	Bajo Petición.	Depuración y reutilización de aguas.	Dr. Jennifer Stokes at ucbwaterlca@gmail.com
	*WEST-Web	Web Based	Público.	Reutilización de Aguas, Desalinización y Depuración.	Dr. Jennifer Stokes at ucbwaterlca@gmail.com
Modelos específicos	Tampa Bay Water Model.	MS-Excel	Bajo Petición.	Agua y Desalinización.	www.tampabaywater.org
	Johnstons Model.	MS-Excel	Bajo Petición.	Agua en general.	tkaranf@clemson.edu
Otros Modelos Relacionados	UK Enviroment Agency tool.	MS-Excel	Bajo Petición	Suministros de agua, agua reutilizada y desalinización.	enquiries@environmentagency.gov.uk
	System Dynamics.	Software	Comercial.	Varias aplicaciones.	www.iseesystems.com
	Carbon Accounting Workbook,	MS-Excel	Comercial.	Agua en general.	www.ukwir.org

Tabla 13: Herramientas para la estimación de la huella de carbono: disponibilidad y aplicabilidad. (Fuente: adaptado de S. Cabrera del Rosario, 2017)

- Se han marcado en azul las herramientas que están directamente relacionadas con el cálculo de la HC en procesos de depuración y reutilización de aguas.

4.3.1.1 Comparativas entre las herramientas de cálculos.

Generalmente las herramientas pertenecientes al método LCA-tradicional pueden tratar una gran cantidad de productos y procesos lo cual tiene sus ventajas en cuanto a la aplicabilidad, pero puede tener ciertos límites si se centra especialmente en el campo de la depuración, por ello dentro de este grupo, únicamente es de interés la herramienta O_2C, herramienta impulsada por la compañía SUEZ (anteriormente conocida como Degrémont), que se centra en el cálculo de la huella de carbono específicamente en instalaciones de tratamiento de agua, dentro de las cuales se encuentra la depuración de aguas.

Por otro lado, las herramientas dentro del método híbrido-LCA y la herramienta UK Enviroment están directamente diseñadas para estimar la huella de carbono en el tratamiento y reutilización de aguas, lo que hace que por el momento queden cinco posibles herramientas que se puedan utilizar: O_2C, WEST, WWEST, WEST-Web y UK Enviroment Agency Tool.

Se deben descartar cuatro de ellas. En primer lugar, se va a descartar UK Enviroment Agency Tool porque no está dentro de los métodos específicos que estudien el ciclo de vida del proceso, lo cual puede afectar en la solución final obtenida pues estudia solo una parte del proceso de la instalación (dará una huella de carbono inferior al resto).

Las investigaciones realizadas sobre las herramientas WEST, WWEST y WEST-Web, las cuales proceden de la misma fuente (Universidad de Berkeley, California), concluyen en lo siguiente; La herramienta WEST-Web se puede ver libremente en el siguiente enlace: http://west.berkeley.edu/tool.php y las versiones extendidas WEST y WWEST se solicitaron a sus creadores teniendo una rápida contestación de la Universidad de Berkeley en California, EE.UU, desde donde se produjo el envío del programa completo y un documento adjunto donde se explicaba su utilización detalladamente pudiéndose observar claramente las grandes diferencias que presentan estos dos modelos (que principalmente son los datos de entrada que admiten), siendo en el segundo caso mucha más amplia la información requerida por la herramienta y específica en el proceso de depuración, y por lo tanto de ella se obtendrá un estimación final de la huella de carbono mucho más verídica que en el caso de la herramienta web y la WEST, por esta razón se descartan las dos primeras (Arpad Horvath et al., 2011). Además, el WWEST se diferencia del WEST por la cuantificación de las emisiones directas producidas por varios procesos de tratamientos de aguas residuales (Cornejo et al. 2014, jwrd2014158).

Por último, se analizan las dos herramientas seleccionadas, WWEST (Universidad de Berkeley, California), y la herramienta O_2C de la empresa SUEZ (Suez. Degremont). Para hacerse una idea general de los parámetros que se consideran en ambas herramientas, se realiza la siguiente tabla de análisis comparativa donde se ven los parámetros para el cálculo de interés a estudio y así decidir finalmente el método que se va a emplear.

Parámetros considerados (datos de entrada en la herramienta)	**Modelos de Estimación de la Huella de Carbono**	
	WWEST (Método Hybrid LCA)	*O2C (Método LCA)*
Materiales producidos	✓	✓
Materiales de construcción	✓	✓
Consumo de electricidad	✓	✓
Mezcla de electricidad	✓	✓
Combustible usado (in-situ y transportes)	✓	✓
Químicos Utilizados en el Proceso	✓	✓
Equipamiento de la instalación (tuberías, bombas…)	✓	✓
Procesos de Desinfección	✓	✓

Tabla 14: Comparativa de dos herramientas para calcular la huella de carbono. (Fuente: elaboración propia)

Como de momento las herramientas WEST y O2C son muy parecidas en cuanto a introducción de inputs, y están bastantes completas, se va a describir de forma detallada cada una de ellas.

4.3.1.2 Utilización del protocolo WWEST

El modelo WWEST (Water-Energy Sustainability Tool) es una herramienta de datos de MS Excel con la que se puede determinar los efectos medioambientales causados por las infraestructuras y operaciones de los sistemas de tratamiento de aguas (reutilización, desalinización o depuración). WWEST incorpora la evaluación del ciclo de vida (Life Cycle Assessment en inglés, "LCA"), una metodología probada para cuantificar sistemáticamente los insumos de materiales y energía y las emisiones al aire desde la construcción hasta el final de vida de la planta. La herramienta requiere la introducción de datos por parte del usuario de las fases de construcción y mantenimiento; así como del equipamiento empleado y el consumo eléctrico de la planta de tratamiento de aguas residuales. Basado en la introducción e interpretación de la información aportada, WWEST estimará las emisiones producidas. Los efectos ambientales calculados incluyen: consumo de energía y emisiones de gases de efecto invernadero (GHGs en equivalentes de CO_2 empleando los respectivos efectos potenciales de calentamiento global [Global Warming Effects en inglés] de cada componente), óxidos de nitrógeno (NOx), partículas menores de 10 micras (PM_{10}), óxidos de azufre (SOx), Monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (COVs).
Este programa proporciona los resultados de acuerdo con las fases del ciclo de vida (construcción, operación, mantenimiento y/o fin de vida), las fases del sistema de aguas residuales (recolección, tratamiento y/o descarga) y la actividad del ciclo de vida (material para la producción, entrega de materiales, empleo de equipos, consumo de energía, emisiones directas, eliminación de lodos).

WWEST está diseñado para ser utilizado por diseñadores de sistemas de agua, operadores de servicios públicos, ingenieros civiles, consultores e investigadores. Los usuarios deben tener un conocimiento práctico de los sistemas de aguas residuales, recolectar los datos relacionados con una utilidad real o hipotética de aguas residuales y un deseo de aprender más sobre las implicaciones ambientales de sus decisiones.

Se ha realizado la petición de la herramienta, vía e-mail a la creadora Jennifer Stokes, doctorada en la Universidad de Berkeley, California, en Estados Unidos. Se nos ha hecho llegar tanto la herramienta (MS Excel), como un documento donde se explica su utilización.

4.3.1.3 Utilización de la herramienta Life Carbon Tool, O_2C (empresa SUEZ)

La calculadora de carbono O_2C se encuentra en la web: www.lifecarbontool.com, va a permitir evaluar las emisiones de gases de efecto invernadero en las plantas de tratamiento de aguas residuales, de producción de agua potable o de desalinización, tanto en funcionamiento como en fase de construcción. Ofrece la posibilidad de llevar a cabo una simulación en:

- El perímetro global de una planta, integrando los datos relativos a la explotación y a la construcción.

Independientemente de que se trate de la construcción de una planta o de su explotación, se tendrán en cuenta (si las hubiere) las emisiones de GEI generadas por:

- El consumo de energía (fuel, electricidad, gas...).
- Los procesos específicos de las líneas de agua y de depuración en caso de haberla.
- La fabricación de los insumos (reactivos, consumibles, materiales de construcción, equipos...).
- Los desplazamientos de personas.
- El transporte de mercancías, residuos, materiales (flete entrante, flete interno, flete saliente).

La calculadora O_2C va a permitir:

- Crear y registrar confidencialmente escenarios de plantas.
- Actualizar periódicamente un balance de GEI en Internet.
- Comparar escenarios de 2 en 2.
- Compartir los resultados en línea con los usuarios de su elección.
- Exportar los datos y los resultados a un formato fácilmente utilizable (pdf, Excel).

Los factores de emisión de la herramienta O_2C proceden tanto de fuentes públicas (Ademe - Bilan Carbone® o Balance Carbono, ASTEE, etc) como de investigaciones realizadas por el CIRSEE (Agencia Internacional para la Investigación sobre el Agua y el Medio Ambiente).

La herramienta se basa en las líneas directrices internacionales en materia de Análisis del Ciclo de Vida (ACV) y de cuantificación de los GEI (Norma ISO 14040). Integra las normas metodológicas de Bilan Carbone® (Balance Carbono) de la ADEME en Francia y se basa en la guía publicada por la ASTEE.

4.3.2 Selección de la herramienta a emplear

Se ha tomado la decisión de emplear la tecnología WWEST "*WasteWater Energy Sustainability Tool*", puesto que es la más compleja y específica de todas las herramientas, en lo referente al cálculo de la huella de carbono en las plantas de tratamiento de aguas residuales. En el capítulo número ocho, se procederá al cálculo de la misma en la depuradora objeto a estudio.

Capítulo 5. Mitigación del Cambio Climático

La mitigación es una intervención humana para reducir las fuentes o mejorar los sumideros de Gases de Efecto Invernadero. Este concepto, junto con la adaptación al cambio climático, contribuye el objetivo expresado en el artículo 2 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), que cita lo siguiente:

"El último objetivo de la presente Convención y de todo instrumento jurídico conexo a él, es lograr la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera a un nivel que impida la peligrosa interferencia antropogénica con el sistema climático. Ese nivel debería lograrse en un plazo suficiente para permitir que los ecosistemas se adapten naturalmente al cambio climático, asegurar que la producción de alimentos no se vea amenazada y permitir que el desarrollo económico prosiga de manera sostenible".

El cambio climático tiene las características de un problema de acción colectiva a escala global, porque la mayoría de GEI se acumulan con el tiempo y se mezclan a nivel mundial, y de las emisiones por parte de cualquier agente (por ejemplo, persona, comunidad, empresa, país) afecta a otros agentes; por lo tanto, es necesaria la cooperación internacional para mitigar eficazmente las emisiones de GEI y abordar otras cuestiones relativas al cambio climático.

La mitigación y la adaptación pueden influir positiva o negativamente en el logro de otros objetivos de la sociedad, tales como los relacionados con la salud humana, la seguridad alimentaria, la biodiversidad, la calidad del medio ambiente local, el acceso de la energía, medios de subsistencia y el desarrollo equitativo y sostenible; y viceversa, las políticas hacia otras metas de la sociedad pueden influir en el logro de los objetivos de mitigación y adaptación.

Los resultados pueden ser útiles para los encargados de la formulación de políticas y las decisiones de evaluar la rentabilidad y la viabilidad de las futuras posibles estrategias de mitigación de los gases de efecto invernadero en este tipo de instalaciones, principalmente para las nuevas infraestructuras en los países en desarrollo (Noyola et al. 2016, 1091-1098).

En los últimos años, las nuevas técnicas de cuantificación y medición han aumentado los datos disponibles y la literatura sobre las emisiones de GEI. El IPCC ha establecido factores para proporcionar directrices de cuantificación para las emisiones estimadas de GEI en las Edar. Sin embargo, muchas de estas medidas son específicas del sitio (Mannina et al. 2016b, 254-270)

5.1 Técnicas de Mitigación del Cambio Climático en las plantas de tratamiento de aguas residuales

Para llevar a cabo la mitigación del cambio climático procedente de la emisión en Edars, se han desarrollado una serie de alternativas, las cuales se han clasificado en función de su implantación en planta, siendo externas o internas a la misma. A continuación, se expone un esquema de las tecnologías a implantar y posteriormente se realiza un estudio descriptivo de viabilidad de cada una de las mismas.

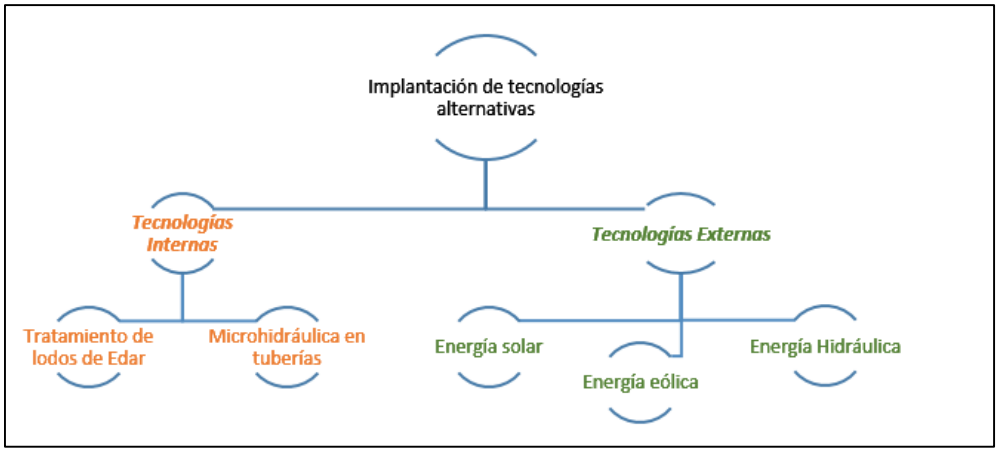


Figura 36: Implantación de tecnologías alternativas en Edars para mitigar el Cambio Climático. (Fuente: Realización propia)

5.1.1 Implantación de tecnologías alternativas internas

5.1.1.1 Tratamiento de Lodos de Edar

Este apartado analiza todos y cada uno de los posibles recursos recuperados y del aprovechamiento energético que se puede realizar a través del tratamiento del lodo de depuradora con las distintas tecnologías existentes para este fin (tanto convencionales como emergentes) en las Edars, mejorando las estrategias de regulación y gestión de los lodos. Con estas nuevas directrices, se conseguirá instaurar los conceptos de economía circular y recuperación de energía positiva en las plantas.

Los lodos de las depuradoras eran un residuo, que actualmente debemos de denominar subproducto del tratamiento de aguas residuales. Todas las plantas de tratamiento de aguas residuales producen estos biosólidos estabilizados que se depositan en el agua durante los diversos procesos de tratamiento. Los biosólidos son ricos en materia orgánica, nutriente esencial para las plantas; además, se pueden utilizar en una variedad de maneras; directamente como una enmienda del suelo y fertilizantes, e indirectamente como materia prima en la fabricación de productos de valor añadido (energético, construcción, etc.).

Los principales productos que se pueden recuperar a partir de los lodos activos de las plantas tratamiento de aguas son lo que se muestran a continuación. Las tecnologías empleadas para la obtención de los mismos se analizarán en puntos posteriores a este. La gran variedad de recursos obtenidos tienen múltiples aplicaciones dentro de los sectores industrial, servicios y agrícola; además de conseguir una disminución considerable de la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera (Goce Vasileski 2007).

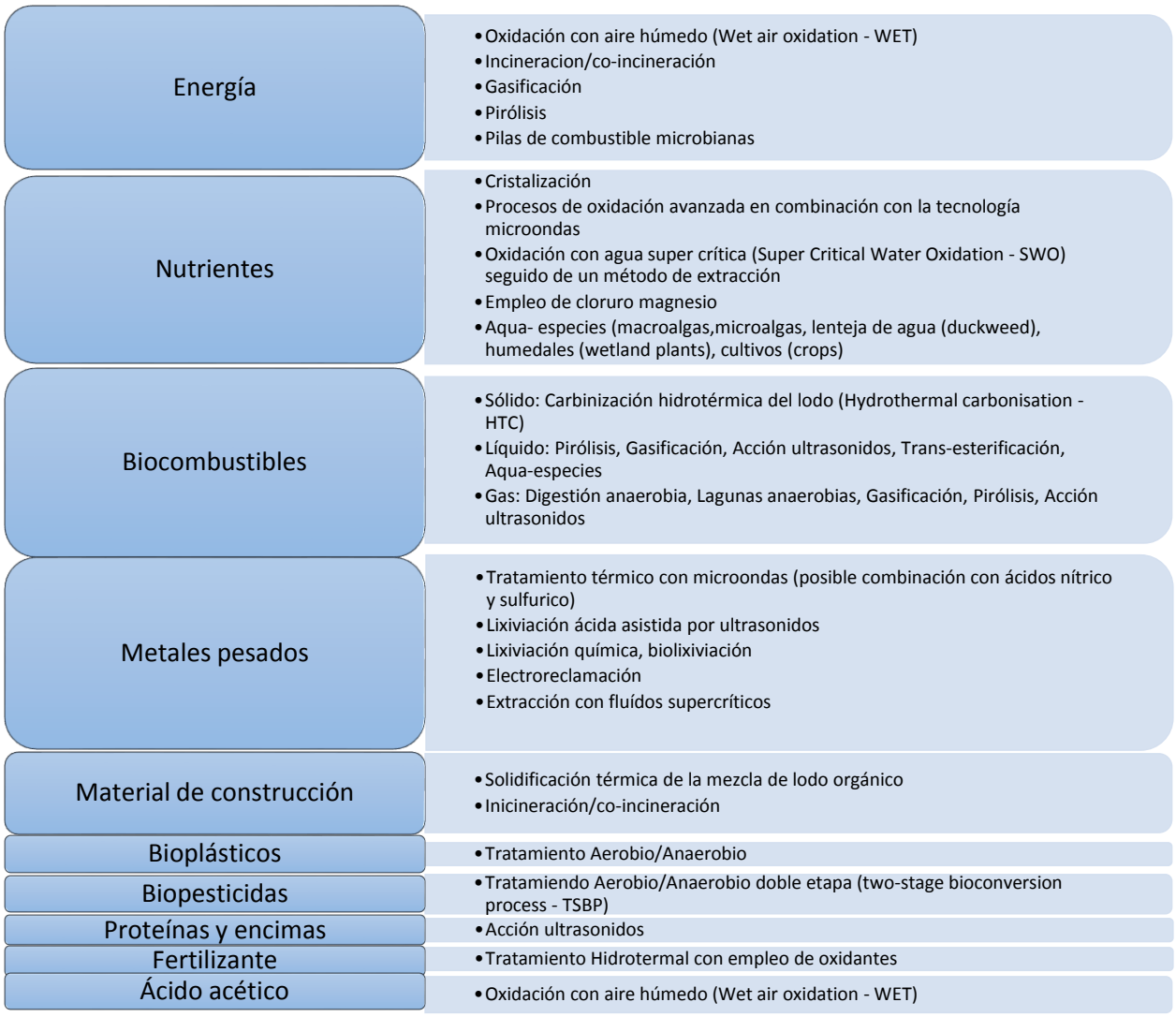


Figura 37: Productos primarios procedentes de los lodos de depuradora. (Fuente: Realización propia)

No obstante, tanto en la obtención de los productos primarios a través del empleo de las tecnologías, como en el tratamiento de los mismos, se pueden obtener productos intermedios, así como la segunda cadena de recursos respectivamente. A continuación, se expone el esquema en el que se observa el proceso de recuperación de esos productos.

Energía

- Electricidad
- Otros (cenizas, material de construccción: cemento, yesos, ...)

Biocombustibles

- Sólido:
  - Biocarbón (energía electrica, energía térmica, cenizas)
- Líquido:
  - Bioaceite (char, energía electrica y térmica, metales pesados, cenizas)
  - Bioetanol (energía electrica y térmica, cenizas)
  - Biodiesel (energía electrica y térmica)
- Gas:
  - Biogas (energía electrica y térmica, cenizas)
  - Syngas (energía electric ay térmica, cenizas)
  - Hidrógeno (energía electrica y térmica)

Tabla 15: Posibles productos del empleo del recurso primario procedente de los lodos Edar. (Fuente: Realización propia)

A la vista está la gran cantidad de subproductos conseguidos a través de uno de los residuos más importantes de las depuradoras, la multi-disciplinaridad de sus usos y el potencial para la recuperación de energía positiva. Por otro lado, parece que el tratamiento de los mismos puede aportar una mayor cantidad de recursos, en función de la tecnología empleada. A todo ello, también se le debe de sumar el impacto que cada una de las tecnologías consigue en la disminución de los gases de efecto invernadero a partir de los lodos. Por tanto, después de investigar los recursos se analizarán enfáticamente las tecnologías de los recursos.

En este análisis, se va proceder a realizar una pequeña descripción de cada una de las tecnologías empleadas, en la que se pretende destacar la viabilidad tecno-económica de cada una de ellas. Sobre la base de estas investigaciones, el sistema de gestión de la clasificación se realizará (Yang et al. 2015, 120) a través del análisis de las ventajas e inconvenientes de las mismas, con el propósito de facilitar la selección de la tecnología más adecuada para obtener el producto que se pretende. Para ello, se van a clasificar las tecnologías, en función del proceso predominante que las condiciona. Se adjunta figura a modo de clasificación principal.

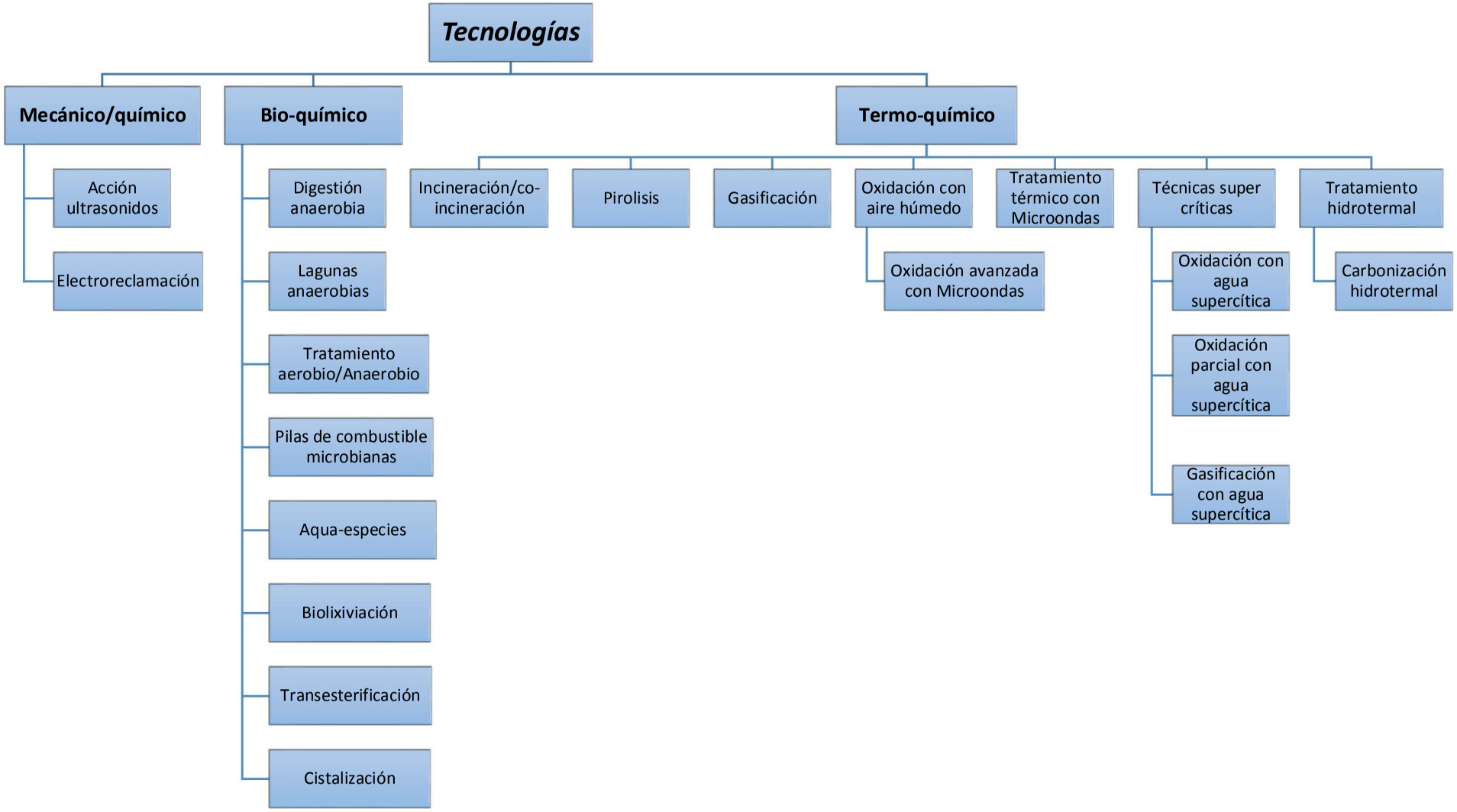


Tabla 16: Clasificación de las tecnologías empleadas en el proceso de recuperación de productos procedentes de lodos de depuradora (Fuente: Realización propia)

A. Tecnologías Mecánico/químicas

Acción ultrasonidos: La tecnología más desarrollada en la actualidad dentro de la gestión de los lodos para la recuperación de los metales pesados es la combinación de los ultrasonidos con el proceso de lixiviación ácida en dos etapas. Esta tecnología aplica ondas acústicas ultrasónicas a los lodos de aguas residuales para producir una alta presión y temperatura dentro de los lodos, provocando el proceso de cavitación, o lo que es lo mismo, la implosión de burbujas de gas, que produce grandes esfuerzos de corte rompiendo las paredes de membrana de bacterias y otro material celular. El tratamiento ultrasónico se emplea preferentemente lodos activados del tratamiento secundario en lugar del primario. Los tiempos de retención para el tratamiento sónico son cortos, del orden de unos pocos segundos. Esta técnica proporciona una alta eficacia en la separación de metales valiosos (Cu, Ni y Zn) a partir de metales de menor valor (Fe y Cr). Esta técnica aún se encuentra en fase de desarrollo (escala laboratorio), no obstante, los resultados han sido confirmados en una prueba piloto realizada en Japón a escala industrial, y se consiguieron las mismas recuperaciones de metales (C. Li et al. 2010, 823). Además de los mencionados, el empleo de la tecnología de ultrasonido está muy instaurada en la gestión de los lodos. El uso de esta técnica como pretratamiento para la producción de una gran variedad de biocombustibles consigue unas mejoras en el rendimiento bastante elevadas. Este pretratamiento se ha confirmado a escala industrial y actualmente se utiliza en muchas plantas depuradoras. No obstante, para hacer uso de ella, es recomendable analizar específicamente la relación existente entre las mejoras de rendimiento que puede aportar y la inversión y costos de mantenimiento y operación que exige, teniendo en cuenta las características de las plantas y la tecnología empleada posteriormente. En lo que respecta a la recuperación de proteínas y enzimas, el pretratamiento ultrasónico-alcalino híbrido seguido de precipitación y secado para liberar y posteriormente recuperar la proteína intracelular de los lodos del tratamiento secundario está siendo investigado por Hwang *et al.*, consiguiendo valores de recuperación del 81% que llegan a suplir las necesidades proteicas de diversos piensos para animales (V. K. Tyagi and Lo 2013, 708-728).

Electroreclamación: esta técnica utiliza una corriente eléctrica para mineralizar los compuestos orgánicos, movilizar y eliminar los contaminantes metálicos de los suelos o sedimentos. Aplicando un gradiente de campo eléctrico entre los electrodos, los contaminantes migran y se extraen por mecanismos de transporte electrocinéticos (Pigott 2006, 236-237). Muchas reacciones/interacciones entre el suelo y los contaminantes pueden ocurrir, incluyendo: reacciones en los electrodos, la adsorción/desorción, electroforesis y modificaciones estructurales de la matriz de partículas contaminadas.

En la última década el tratamiento electroquímico se ha aplicado con frecuencia para la eliminación de compuestos orgánicos y metales tanto de residuos líquidos y sólidos, suelos y sedimentos (Babel and del Mundo Dacera 2006, 988-1004). El proceso electrolítico para la eliminación/recuperación de metales es una alternativa a los métodos químicos tradicionales, ya que tiene ventajas tales como: mínimo riesgo de reacciones violentas o emisiones tóxicas; no implica la adición de productos químicos tóxicos; permite la recuperación de los metales presentes en la solución; no restringido al tratamiento de especies inorgánicas, y también se emplea para la oxidación de compuestos orgánicos, y presentar un coste operativo competitivo en comparación con otros procesos (Elicker, Sanches Filho, and Castagno 2014, 365-371). Sin embargo, para el desarrollo de un proceso eficiente y para desarrollar estrategias operativas adecuadas, se necesita más investigación sobre diversos aspectos de la biolixiviación llevado a cabo de este modo. Cuestiones técnico-económicas (acondicionamiento de lodos y deshidratación, pérdida de

contenido de nutrientes y la economía del proceso) asociadas a los procesos de biolixiviación, requieren atención inmediata para la ampliación de la proceso (Pathak, Dastidar, and Sreekrishnan 2009a, 2343-2353).

B. Tecnologías Bioquímicas

Digestión Anaerobia (DA): Proceso microbiológico anaerobio que convierte el lodo, orgánicamente complejo, en metano, dióxido de carbono y un material inofensivo similar al humus. Las reacciones se producen en un tanque cerrado denominado digestor. La conversión se produce mediante una serie de reacciones. En primer lugar, la materia sólida se hace soluble por la acción de las enzimas. La sustancia resultante fermenta por la acción de un grupo de bacterias productoras de ácidos, que la reducen a ácidos orgánicos sencillos, como el ácido acético. Entonces los ácidos orgánicos son convertidos en metano y dióxido de carbono por bacterias. El lodo espesado y precalentado entra al digestor, donde el tiempo de residencia ronda los 50 y 70 días hasta que se descompone. La digestión reduce el contenido en materia orgánica entre un 45 y 60 por ciento, además de que el poder calorífico del biogás que produce es incluso mayor que el del Gas natural. (Gas Natural: 2395 kcal/kWh; Gas Digestión Anaerobia: 2495 kcal/kWh).

El coste de la electricidad para una planta de tratamiento es de aproximadamente el 80% del coste total de explotación, y la energía recuperada a través de metano puede cubrir aproximadamente la mitad de este coste (Deublein and Steinhauser 2011). Rendimiento que aumenta 68-83% si tenemos en cuenta que empleando esta técnica, disminuimos las emisiones de GEI gracias a la eliminación de la liberación del metano a la atmósfera a partir de las rutas naturales como son la retirada de los mismos y su empleo en otros usos (V. K. Tyagi and Lo 2013). Todo ello, ofrece seguridad energética, una menor dependencia de los combustibles fósiles, y una reducción de las emisiones de GEI, considerándose como una de las tecnologías más consolidadas y eficaces de conversión de residuos en energía (National Association of Clean Water Agencies 2010).

Lagunas anaerobias: Son embalses profundos, esencialmente libres de oxígeno disuelto (condiciones anaerobias). Las lagunas anaerobias no se airean, calientan, ni mezclan. La profundidad mínima de una laguna aireada se encuentra en los 2,5 metros, puesto que con profundidades mayores comienzan a minimizarse los efectos de la difusión de oxígeno de la superficie, lo que permite que las condiciones anaeróbicas prevalezcan. Por tanto, la mayor diferencia entre las lagunas anaeróbicas y las lagunas aeróbicas o facultativas es la profundidad. El proceso es análogo a la digestión anaerobia, excepto que estas se encuentran en una cuenca de tierra abierta. Por tanto, la captura del biogás es mucho más complicada y las emisiones de GEI se producen con facilidad, haciendo que los costos de operación (menores que en la DA), globalmente sean menos competitivos. En la actualidad, el uso típico de las lagunas es el tratamiento previo de las aguas residuales en bruto. Las aplicaciones incluyen las aguas residuales industriales y rurales de comunidades que tienen una carga orgánica significativa de fuentes industriales. Las lagunas anaerobias no son aplicables a muchas situaciones debido a las grandes la necesidad de tierra, la sensibilidad al medio ambiente condiciones y olores desagradables. Además, el proceso anaeróbico puede requerir largos tiempos de retención, especialmente en los climas fríos, ya que las bacterias anaeróbicas son inefectivas por debajo de 15°C. Por todo ello, no son ampliamente utilizados para las aguas residuales municipales (Environmental Protection Agency 2002).

Tratamiento Aerobio/Anaerobio: El proceso de bio-conversión en doble etapa (en inglés "two-stage bioconversion process (TSBP)") es el más empleado a día de hoy para la obtención del bio-pesticida derivado del *Bacillus thuringiensis*, el cual se compone principalmente de cristal deltaendotoxina y otras sustancias plaguicidas. El uso de aguas residuales agroindustriales o lodos para el cultivo y la producción de biopesticidas ha sido ampliamente investigado (W. Li and Yu 2011) debido a que estos están siendo altamente valorados, pues no dejan residuos tóxicos, y producen un menor impacto global sobre el medio ambiente que los pesticidas químicos. Las aguas residuales pueden proporcionar los elementos nutricionales necesarios para sostener el crecimiento los mismos (Brar et al. 2009). El proceso TSBP consiste en la ejecución de las reacciones de hidrolisis y acidogénesis sobre la materia orgánica en dos etapas separadas (W. Li and Yu 2011, 972-982). Mejorando la entomotoxicidad del *B. thuringiensis* un 24% empleando una hidrólisis ácida (Montiel, Maria de Lourdes Tirado, Tyagi, and Valero 2001). Aunque el Biopesticida procedente de *B. thuringiensis* sea uno de los más empleado a día de hoy en la agricultura, es una realidad que los retos de control de proceso y de producto de separación/purificación, aún no se han abordado (W. Li and Yu 2011, 972-982).

En lo que respecta a los bioplasticos y al igual que los biopesticidas, son un producto biodegradable que se ha desarrollado para reemplazar plástico sintético. Uno de los bioplasticos más conocidos es PHA (Polyhydroxyalkanoates), siendo el único polímero biodegradable 100% (Khanna and Srivastava 2005). El PHA se sintetiza principalmente por bacterias PHA productoras cultivando las bacterias en condiciones no equilibradas, tales como la escasez de fosfato de nitrógeno y oxígeno, pero el dato más importante es que el contenido de la fuente de carbono debe encontrarse en exceso. Existen investigaciones que han realizado en un sistema SBR (en inglés "sequencing batch reactor") una secuencia total de 24h con una fase de reacción (22h) que comprende los pasos anóxicas/aerobias de 4/18h aportando resultados prometedores (Chaleomrum, Chookietwattana, and Dararat 2014), observando que los lodos activados obtenidos a partir de la fase anóxica proporcionan una mayor producción de PHA que los de la fase aeróbica. No obstante, el sistema, aun siendo prometedor sigue sin ser competitivo debido a su alto coste en comparación con los comerciales. Por tanto, aunque los recursos del lodo aporten la fuente de carbono en exceso, los estudios han de continuar.

Pilas de combustible microbianas: Las pilas de combustible microbianas (en inglés "Microbial Fuel Cells", MFCs) son sistemas bioelectroquímicos capaces de digerir un amplio rango de sustancias orgánicas, incluyendo distintos tipos de aguas residuales, y generar energía eléctrica en ese proceso de digestión. En el caso de aguas residuales esto equivale a decir que las MFCs son capaces de reducir la demanda química de oxígeno del agua al tiempo que producen electricidad a partir de esa materia contaminante eliminada (Larrosa Guerrero 2012). Las bacterias eléctricamente activas oxidan sustratos en condiciones anaeróbicas. Esta oxidación por parte las bacterias libera protones y electrones. Sin embargo, en comparación con las células de combustibles químicas, MFC son de baja densidad de potencia. Los catalizadores catódicos tales como Pt, son los principales medios para usar MFC no obstante, la necesidad de aumentar la eficacia de las mismas ha fomentado la investigación en el empleo de cátodos no catalizados (uso de grafito como material de cátodico). En este aspecto, se han realizado implementaciones con pilas de membrana de una sola cámara y cátodo flotante y los resultados obtenidos son muy prometedores (Z. Liu et al. 2009).

El hecho de la crisis energética ha volcado la dirección de la pila de combustible, la cual tenía como principal objetivo estabilizar los lodos; En la actualidad, las MFCs tienen grandes ventajas tales como una alta eficiencia de conversión de energía y unas condiciones de reacción suaves (por ejemplo, temperatura

ambiente, presión normal, y pH neutro) (Q. Zhao, Jiang, and Yu 2015). Este campo en rápida evolución requiere el conocimiento de diferentes campos científicos y de ingeniería, lo cual implica una comprensión de estos diferentes principios científicos y técnicos, es por ello, que, aunque sea una tecnología ya comercializada, sigue en el proceso de alcanzar su desarrollo óptimo.

Aqua especies: Las Aqua-especies pueden ser macroalgas, microalgas, lentejas de agua, humedales, y/o mezclas de los cultivos (Mo and Zhang 2013). Estas algas pueden producir unas veinte veces más aceite por hectárea que los cultivos de semillas oleaginosas como la soja terrestre y canola. El problema es que los costos son mucho mayores, y además nada competitivos con los combustibles convencionales. Es por eso, que el único nicho de mercado, donde las algas se cultivan como un subproducto es en el tratamiento de aguas residuales; a lo que se le suma, un impacto medioambiental mucho menor en comparación con la producción de algas comerciales que consumen agua dulce y fertilizante (Park, Craggs, and Shilton 2011).

Este método es muy atractivo porque existe sinergia entre la purificación y el reciclaje de nutrientes. También lo es por el bajo coste y pequeño consumo energía en comparación con una gran cantidad de tecnologías de tratamiento de agua convencionales. Por otro lado, los cambios de temperatura, el pH y la intensidad de luz pueden afectar en gran medida las tasas de absorción de nutrientes y el metabolismo de los Aqua-especies. La mayor parte del nitrógeno se obtiene en forma de amoníaco a alta concentración, pudiendo inhibir el crecimiento de las algas y la presencia de toxinas (cadmio, mercurio), o productos químicos orgánicos, es otro factor de riesgo. Los factores bióticos que pueden impactar negativamente incluyen bacterias patógenas o el zooplancton (Pittman, Dean, and Osundeko 2011).

Las tasas de extracción de nutrientes son muy prometedores, llegando a obtener valores de remoción de nitrógeno o fósforo de más del 60% en Aqua-especies (Boyden and Rababah 1996). Por la parte de las lentejas de agua "*Lemnaceae"*, además de la recuperación de nutrientes se emplea cada vez más para la producción de etanol combustible (puesto que es una fuente de almidón alternativa) y alimentación animal (Cheng and Stomp 2009). En los últimos años Jay J. Cheng *et al.*, han trabajado con varias cepas lenteja en condiciones anaerobias para la producción de etanol y las que tuvieron mejor crecimiento en aguas residuales fueron aplicadas para la obtención de nutrientes.

Adentrándonos en el mundo de las microalgas, dentro de la gran variedad que toleran las condiciones particulares de cada planta, las microalgas clorófitas unicelulares han demostrado ser particularmente tolerantes a una gran variedad de condiciones (Pittman, Dean, and Osundeko 2011). Dentro de las prioridades en las mejoras que debe de desarrollar esta tecnología, se encuentra la necesidad aumentar la eficacia, la realización de análisis del ciclo de vida del proceso, y el empleo a gran escala.

Biolixiviación: Los lodos de depuradora, además de materia orgánica y nutrientes, puede presentar algunos metales nocivos, pudiéndose encontrar estos últimos en porcentajes de 0,5-2% en peso seco y alcanzando el 6% en algunos casos (Pathak, Dastidar, and Sreekrishnan 2009b). La recuperación de estos metales es muy importante para la reutilización segura de los lodos de depuradora tanto en el aspecto sanitario, como en el económico (H. P. Chen et al. 2009), evitando así las restricciones como fertilizante y la entrada de éstos en la cadena alimenticia, lo que podría causar trastornos metabólicos e incluso enfermedades crónicas por acumulación de los mismos.

El comienzo de la descontaminación de los lodos se identifica con la adición de diversos productos químicos tales como $Fe_2(SO_4)_3$ y $FeCl_3$, agentes quelantes (EDTA) y ácidos orgánicos e inorgánicos. Esta fase se caracteriza por los grandes costos de inversión (compras constantes de productos) y contaminaciones secundarias. Posteriormente, aparecieron técnicas como la lixiviación química, la electro-regeneración, la extracción supercrítica de fluidos (SFE) y biolixiviación. Dentro de estas, la biolixiviación se ha desarrollado como una tecnología respetuosa del medio ambiente y rentable para la eliminación de los metales pesados del lodo, pues se obtiene una disminución del 80% de costo en comparación con los métodos que adicionan químicos (Pathak, Dastidar, and Sreekrishnan 2009b), además de que la biotoxicidad del lodo se reduce en gran medida (Zhang et al. 2009).

La biolixiviación emplea el efecto catalítico producido por las actividades metabólicas de microorganismos hierro y sulfuroxidantes que resulta en una aceleración de la degradación química del sulfuro (R. Tyagi, Couillard, and Tran 1988).En la actualidad, se están desarrollando mejoras, y modificaciones en el funcionamiento de esta técnica de recuperación de metales pesados; algunas se comentan a continuación:

- El empleo de microorganismos indígenas oxidantes del azufre genera ácido sulfúrico in situ mediante la oxidación del azufre añadido (Benmoussa, Tyagi, and Campbell 1997). Técnica versátil a la hora de trabajar con lodos de diferentes orígenes.
- La recuperación de cobre mediante biolixiviación por solventes y electrodeposición confirma la solubilización de más del 90% del mismo en unas 72 horas (H. P. Chen et al. 2009), exhibiendo una aplicación potencial para la recuperación del metal para el lodo cargado de metales pesados.
- Los estudios de L.C. Chan *et al.*, comparan la eficacia de biolixiviación de Cu, Zn y Cr de lodos de depuradora digeridos anaeróbicamente usando bacterias oxidantes hierro y azufre. Los resultados mostraron que el sistema hierro-oxidante requiere sólo 2 días para reducir el pH de lodo de 7 a 2 (Chan, Gu, and Wong 2003). Además, la adición de $FeSO_4$ aceleraron la solubilización de Cr, Cu, Zn, Ni y Pb de los lodos (Xiang, Chan, and Wong 2000).
- S. Picher *et al.* utiliza los desechos orgánicos como nutrientes durante el crecimiento de bacterias ferroxidantes. Esta adición apoya el crecimiento de la bacteria de lixiviación y permite la solubilización de los metales como si fuera un medio mineral sintético. No obstante, se requiere la dilución, así como el conocimiento de la cantidad y concentración en cuanto a la adición de estos residuos orgánicos para reducir la concentración del carbono orgánico disuelto, que inhibe la actividad del crecimiento bacteriano. La materia orgánica probablemente se elimina por actividad de los microorganismos heterótrofos (Picher et al. 2002).
- La viabilidad de biolixiviación en combinación con la reacción de Fenton estudiada por Yi Zhu *et al.*, confirma que en 5 días de funcionamiento del proceso, el pH del lodo disminuyó de 6,95 a 2,50, lo cual satisface las condiciones ácidas para la reacción de Fenton, y mientras tanto, más del 50% de los metales pesados en los lodos se disolvieron a excepción de Pb (Zhu et al. 2013).
- Por último, Roel J.W. Meulepas *et al.,* confirma en estudios recientes que los metales se pueden lixiviar durante la primera etapa de la digestión anaerobia (la acidificación) sin el suministro de agentes de lixiviación produciendo un lodo tratado (digestato) que cumple con las normas de uso del suelo en los Países Bajos para el cobre, el zinc, el níquel y cadmio, pero no para plomo (Meulepas et al. 2015).

Transesterificación: reacción que consiste en la conversión de los triglicéridos en alquilésteres usando un alcohol de cadena corta en presencia de una base, ácido, enzima o catalizador sólido. Generalmente se usan catalizadores alcalinos homogéneos, especialmente hidróxido de sodio y de potasio porque proporcionan mayor velocidad de reacción que la conversión de los catalizadores ácidos para la transesterificación de triglicéridos (lípidos) en biodiesel (Medina Villadiego, Ospino Roa, and Tejeda Benítez 2015).

Químicamente, el biodiesel es un metil éster de alquilo de ácido graso, conocido comúnmente como el éster metílico de ácido graso (FAME) (Mondala et al. 2009). Este biocombustible es renovable, biodegradable, menos tóxico, seguro, proporciona la densidad de energía similar al diésel, se puede utilizar directamente como sustituto de un combustible convencional. Además, su combustión es mucho más limpia que el diesel de petróleo, pues contiene oxígeno y reduce la mayoría de las emisiones (excepto NOx)(Siddiquee and Rohani 2011).

Las materias primas utilizadas convencionalmente en la producción de biodiesel han sido los aceites de semillas oleaginosas como el girasol. Sin embargo, las entidades que protegen el medio ambiente se han pronunciado contra este uso. Por todo ello, los lípidos contenidos en los lodos de las Edars, son una materia prima potencial que se encuentra en abundancia. La fracción lipídica de los lodos de aguas residuales conforma una matriz orgánica compuesta procedente de la adsorción directa de los lípidos a partir de residuos domésticos e industriales para el lodo, y/o de los fosfolípidos de las membranas celulares de microorganismos, sus metabolitos y derivados de la lisis celular (Mondala et al. 2009).

Los lípidos pueden ser extraídos inicialmente a partir de los lodos. Posteriormente, el lípido extraído se convierte en biodiesel por esterificación y/o reacción de transesterificación. El biodiesel también es producido por transesterificación in situ de lodo seco. En ocasiones, para aumentar el rendimiento de biodiesel, se utiliza zeolita como un agente deshidratante, pues absorber el agua producida por la reacción de transesterificación (Siddiquee and Rohani 2011). Ma y Hanna (1999) sugirieron que el contenido de agua del material de alimentación debe mantenerse por debajo de 0,06% para la producción de biodiesel, evitando el deterioro del catalizador, que negativamente afecta a la transesterificación (Choi et al. 2014).

El rendimiento de la producción de biodiesel depende de varios factores, incluyendo el tipo de catalizador (base, ácido, enzima o heterogéneo), relación alcohol/lípido o lodos/disolvente, selección del disolvente y su recuperación, la temperatura y tiempo de reacción, el agua el contenido libre de ácidos grasos, tipo de microorganismos en el lodo etc…(Siddiquee and Rohani 2011). Todo ello también afectará al costo y al deterioro del combustible (índice de acidez).

Las investigaciones más recientes de O.K. Choi et al., proponen un método para producir biodiesel a partir de lodos de aguas residuales en húmedo. El xileno se usó como una co-disolvente alternativo al hexano para la transesterificación. El agua presente en el lodo puede separarse durante la transesterificación por el empleo de xileno, que tiene un punto de ebullición más alto que el agua (135°C) y asegura la separación del agua durante la reacción, mejorando el rendimiento en un 8,12%, lo que equivale a 2,5 veces más que con el hexano.

Con todo esto, se concluye que esta tecnología, todavía en desarrollo es potencialmente productiva pero el costo y el deterioro del combustible (índice de acidez) siguen siendo aspectos a tratar. No se han demostrado las consecuencias derivadas de las interacciones de los diferentes parámetros de estudio en la extracción de lípidos de los lodos de aguas residuales, por tanto, los análisis deben de continuar.

Cristalización: Formación de partículas sólidas (cristales) a partir de una fase homogénea, siendo la fase impulsora la sobresaturación. Este proceso que se suele generar de manera espontánea en las Edars, se emplea de manera controlada para la recuperación del fósforo inherente en los lodos en forma de estruvita (fosfato doble de amonio y magnesio), la cual cuenta con la ventaja de ser un fertilizante con bajo contenido en metales pesados y estar caracterizado por la lenta dilución en el terreno (evitando la contaminación por nitratos). Además, se evita la precipitación incontrolada de fósforo disminuyendo así los costos de mantenimiento de los equipos que resultan dañados por los atascos que estas precipitaciones producen (Pastor 2006). El proceso de cristalización se lleva a cabo en la zona meta-estable, que debe de estar a un pH que oscila entre 9-10,5 (Battistoni et al. 2000), para lo cual basta con introducir CO_2 en el agua.

En los estudios realizados por Laura Pastor, se confirma que conforme aumenta el pH de operación en el reactor y las relaciones molares Mg/P y N/P en el influente, la eficiencia del proceso mejora, mientras que una disminución del tiempo de retención hidráulico no afectó a la eficiencia alcanzada (Pastor Alcañiz 2008).

En la actualidad, el estado de madurez de esta tecnología alcanza la escala de planta piloto. El proyecto PHORWater "*Cristalización de estruvita en Edar, una inversión en forma de fertilizante*", se encuentra en fase de realización en España (Martí et al. 2017). Las tecnologías desarrolladas suelen emplear el licor de deshidratación de fangos digeridos, este licor se hace pasar a través de un reactor que contiene semillas de cristalización de un tamaño aproximado de 1 mm y en torno a las cuales cristaliza la estruvita. Sin estas semillas, la cristalización del mineral sería tan dispersa que no podría tener lugar su recuperación.

C. Tecnologías Termoquímicas

Incineración/Co-incineración: La incineración es un proceso de tratamiento de residuos que implica la combustión de las sustancias orgánicas contenidas en los materiales de desecho (Jorge and Dinis 2013). La aplicación de esta tecnología en los lodos de aguas residuales deriva en un proceso en el que la materia orgánica se transforma completamente en CO_2 and H_2O a través de una oxidación completa [48] en condiciones aerobias y bajo altas temperaturas, mientras que los compuestos inorgánicos permanecen en forma de ceniza (pudiendo tomar la forma de grumos o partículas sólidas) (Rulkens 2007).

Por tanto, el residuo se convierte en cenizas, gas de combustión y calor (Jorge and Dinis 2013), siendo una forma eficaz para disminuir las cantidades volumétricas de lodo (quedando aproximadamente un 10% de lodo deshidratado), destruyendo térmicamente los compuestos orgánicos tóxicos y minimizando la generación de malos olores.

La incineración de lodos de depuradora consta de dos tipos: mono y co-combustión, siendo la mono-combustión la más predominante. Dentro de ella, los hornos de solera múltiple y de lecho fluidizado son las tecnologías más relevantes, ganando esta última en eficiencia debido a un bajo consumo de combustible y menores emisiones (H. Chen et al. 2012).

La energía producida en el proceso de incineración se puede utilizar para el secado de la torta de lodo deshidratado mecánicamente antes del proceso de incineración o puede producir electricidad haciendo uso del contenido energético del proceso. La cantidad de energía producida y el rendimiento de la incineración dependen principalmente del contenido de agua en los lodos (Rulkens 2007). Existe una

relación lineal negativa entre el contenido de agua y los valores caloríficos de los biosólidos. Se debe de realizar un secado de los mismos, para poder llegar a tener un potencial calorífico similar al lignito. La incineración biosólidos puede ser un productor neto de energía sólo cuando el contenido de agua se reduce por debajo de 30% (Mo and Zhang 2013). Por lo general, una fuente de energía externa es esencial para secar y quemar los biosólidos deshidratados (Wang et al. 2008).

Los principales problemas para la combustión de lodos son los altos costos de funcionamiento y los impactos ambientales (H. Chen et al. 2012). Los problemas ambientales, son aquellos relacionados con la acumulación de metales pesados en las cenizas y gases de escape emitidos a la atmósfera. Los residuos sólidos de la incineración de lodos se clasifican generalmente como cenizas de fondo (si es mantenido directamente desde el horno) o cenizas volantes (si se recogen en los dispositivos de tratamiento de gases de combustión) (Hospido et al. 2005).

El primero puede ser resuelto mediante su uso como materia prima (pues presenta características similares a la arcilla expansiva (Jorge and Dinis 2013)) en la industria de la construcción (fabricación de cemento) (Wang et al. 2008). Durante este proceso, los metales pesados se inmovilizan en el cemento. Por otro lado, las cenizas de incineración son ricas en contenido de fosforo, que oscila entre 4% y 9%. Más del 90% del fósforo se puede extraer para hacer un fertilizante de fosfato. El método implica la lixiviación con ácido de las cenizas que elimina los metales pesados de la solución y, finalmente, los fosfatos precipitan como fosfatos de calcio con agua de cal. El fosfato resultante demostró ser igual al fertilizante de fosfato convencional en su absorción por las plantas (Jorge and Dinis 2013).

Los gases de escape se componen de dioxinas, furanos y otros contaminantes (CO_2, NO_x, N_2O, y SO_x). Las emisiones de dioxinas y furanos no son generalmente un problema si las temperaturas del proceso superan los 600°C y posteriormente se enfrían los gases de combustión rápidamente por debajo de 400°C. El N_2O (óxido nitroso) puede ser eliminado mediante el aumento de la temperatura de combustión a 880°C. También se necesita la adición de instalaciones tales como precipitadores electrostáticos, sistemas de lavado en húmedo y lavadores venturi electrodinámico para la separación de partículas de polvo fino; y filtros de coque activado, para cumplir con las estrictas normas de emisión de gases de escape y calidad ambiental, asegurando una emisión menor a los valores estándar de varios contaminantes tales como monóxido de carbono u óxidos de nitrógeno: 229 mg/Nm^3 y 218 mg/Nm^3 (concentraciones máximas), respectivamente. Los equipos utilizados más a menudo se pueden clasificar en dos grupos principales: unidades que separan partículas sólidas y unidades que reducen los contaminantes gaseosos por absorción, adsorción y/o reacción química. Estas grandes inversiones para la purificación de los gases de combustión pueden formular objeciones sociales (H. Chen et al. 2012).

Determinadas las ventajas y los inconvenientes de la tecnología, la mejor solución que se ha encontrado es el proceso de co-incineración, pues con ella podemos evitar tanto los problemas ambientales como los problemas técno-económicos. Sin embargo, la ausencia de claridad jurídica, la inseguridad en la cadena de suministro, y la inmadurez del mercado obstaculizan el desarrollo de la co-combustión (H. Chen et al. 2012).

El primero de los casos de co-incineración plantea el uso de las instalaciones de combustión existentes que permiten la recuperación de energía, como las centrales eléctricas. Esta adición de residuo no implica perturbaciones en las condiciones normales de operación de la planta. Esta conclusión fue corroborada por la termogravimetría de estudios realizados por Otero *et al.* (2008), con diferentes lodos y sus mezclas

con carbón, empleando los gases de escape de la planta como fuente para mejorar el proceso de deshidratación (Rulkens 2007).

Los hornos de cemento, son otra alternativa que se usa en muchos países representando así otro tipo de 'planta incineradora'. Además, existe la posibilidad de utilizar el calor residual para el secado de lodos húmedo. Esta metodología se propuso en Portugal por razones técnicas y económicas, para gestionar los desechos peligrosos a nivel nacional. Sin embargo, este proyecto todavía no se ha realizado en toda su extensión debido a la resistencia pública (Jorge and Dinis 2013).

La co-incineración, también se puede realizar en combinación con los residuos municipales (Rulkens 2007). Murphy y McKeogh (2006) analizaron la viabilidad de un sistema integrado que mejore la eficacia de incineración de tres residuos por separado: agrícolas, residuos sólidos urbanos y lodos. Este proceso ya se aplica a gran escala en países con altas densidades de población, como son Japón, Estados Unidos, Bélgica, Dinamarca, Francia, y Alemania (Hall y Dalimier 1994; Werther y Odaga 1999) [48]. Por ejemplo, la cantidad de lodo incinerado en Dinamarca oscila el 24% del producido, 20% en Francia, 15% en Bélgica, y el 14% en Alemania, mientras que en Estados Unidos y Japón el porcentaje ha aumentado al 25% y 55%, respectivamente (H. Chen et al. 2012).

No obstante, las tecnologías alternativas, como la pirolisis, oxidación húmeda, gasificación y procesos combinados, tienen mayores ventajas en términos de costo en cuanto al tratamiento del gas de combustión y de las cenizas. Hay varios factores que impulsan la búsqueda de tecnologías alternativas para la eliminación de los lodos, la causa más significativa es la gran cantidad de gas de combustión y ceniza formada durante la incineración y las emisiones de dioxinas, furanos, mercurio y otros metales pesados, así como NO_x, óxido nitroso y monóxido de carbono.

Pirólisis: proceso termoquímico y endotérmico (Cao and Pawłowski 2012), en el que se produce una descomposición térmica de la materia orgánica (biodegradable o no), a altas temperaturas (500-700°C), durante un tiempo de retención determinado y en una atmósfera inerte, libre de agentes oxidantes entre los cuales, el principal es el aire (deficiente de oxígeno) (H. Chen et al. 2012).

Los productos obtenidos a partir de la pirolisis de lodos se pueden clasificar en tres corrientes diferenciadas por su estado físico, como son gases combustibles: gas de síntesis (compuestos por hidrocarburos ligeros saturados e insaturados, de dióxido de carbono, etanol (CH_3CH_2OH) y clorometano (CH_3Cl) (Jorge and Dinis 2013)), una mezcla inflamable de hidrógeno, monóxido de carbono y vapor de agua, entre otros; La fracción líquida, que se compone de fases acuosa y oleosa. Según el método de termogravimetría acoplada a espectrometría de masas (TG-MS), los compuestos volátiles detectados en el aceite de pirolisis fueron los siguientes: H_2O, C_3H_6, CO_2, NO_2, C_4H_8, SO_2, C_6H_6 y C_7H_8 (Viana et al. 2016), (este aceite de pirolisis se puede utilizar para producir productos químicos como biocombustibles). Por último, se puede obtener un producto sólido rico en contenido de carbono, conocido con el nombre de char y cenizas.

Yucheng Caoa *et al*., aclara que numerosos estudios confirman que la mitad de la materia orgánica contenida en el lodo puede ser convertida mediante pirolisis en bioenergía útil y que el resto de la materia orgánica constituye predominantemente el biochar, el cual es capaz de retener sustancias peligrosas como metales pesados (Cao and Pawłowski 2012). Este proceso es capaz de obtener biocombustibles con una densidad energética mayor que las biomasas originales que se utilizan. Además, tienen el potencial de genera calor y electricidad, pudiéndose emplear como recurso energético del propio proceso y

haciéndolo así más eficiente (Rulkens 2007). Alternativamente, el producto bioaceite puede servir como aceite crudo para la producción de combustibles para el sector del transporte (Fonts et al. 2009), mientras que el biocarbón se puede usar como adsorbente, acondicionador del suelo, o como secuestrados de carbón. La utilidad versátil de los productos de la pirolisis hace que el proceso de pirolisis sea más sostenible y beneficioso que la gasificación e incineración (Cao and Pawłowski 2012). Cabe destacar que aunque la combinación de recuperación de energía y nutrientes está más dirigida al proceso de digestión anaerobia, dentro del propio char existe una cantidad de nutrientes fácilmente recuperables. Se llevaron a cabo estudios de laboratorio de incubación de este carbón en el suelo durante un período de ocho semanas para confirmar la disponibilidad de nutrientes resultando que el fósforo en el char es accesible para las plantas, aunque el nitrógeno era insoluble (Bridle and Pritchard 2004).

Desde la perspectiva de operatividad, la pirolisis es una tecnología versátil ya que todos los residuos poliméricos, naturales o sintéticos, son susceptibles de valorizarse mediante esta técnica (Gobierno de Canarias 2013a). La relación cuantitativa de los productos obtenidos durante el proceso de descomposición es función de la correlación de varios parámetros, como son la tasa, la velocidad de calentamiento, uso de catalizadores y el tiempo de residencia con la temperatura a la que la biomasa está sometida, pudiéndose modular las condiciones del proceso [(H. Chen et al. 2012); (Wang et al. 2008)].

El proceso de pirolisis se puede clasificar en dos tipos, según el tipo de subproducto deseado:

- *Pirolisis lenta*: caracterizada por un tiempo de calentamiento largo, y una velocidad en el proceso de alcanzar la temperatura deseada lenta. Habitualmente se denominaba carbonización y tiene como principal objetivo obtener un biocombustible sólido con propiedades mejoradas respecto a la biomasa original en lo que respecta al poder calorífico, molturabilidad y combustibilidad.
- *Pirolisis rápida:* las velocidades para alcanzar la temperatura máxima (siendo esta elevada) es muy alta, y el tiempo de retención del proceso es corto. El principal objetivo es obtener biocombustibles líquidos y gaseosos. A mayores temperaturas se maximiza la generación de gas, y éste a su vez tiene mayor poder calorífico (Gobierno de Canarias 2013a).

Según el análisis realizado por Kim y Parker (2008), la temperatura óptima para obtener la máxima cantidad de aceite de pirolisis a partir de los lodos se obtiene a 500°C, siendo de 400°C si los lodos son activados. Estos datos son confirmados posteriormente por Park *et al.* (2010) que afirma que la temperatura óptima para la producción de bioaceite mediante pirolisis es de 450°C (H. Chen et al. 2012).

Otros de los parámetros a tener en cuenta en esta tecnología son la humedad y los sólidos volátiles. Manara *et al.* (2012) confirman que el aumento de la humedad de la materia prima (lodos), en los procesos de gasificación y pirolisis con temperaturas elevadas, no es una barrera en cierta medida, sino más bien es beneficioso para los resultados del proceso, especialmente para la obtención de un gas rico en hidrógeno que implica un mayor rendimiento del biocombustible obtenido, frente al que se produce a partir de lodos secos. Sin embargo, la mayoría de los productos, se desarrollaron a una temperatura muy similar, independientemente del tipo de lodos (Jorge and Dinis 2013).

Fernando Caldeira Jorge *et al.,* comenta que en estos estudios realizados por Manara *et al.*, compararon el proceso de pirolisis por dos vías, una de ella con lodo crudo y la otra con el lodo digerido tras una digestión anaerobia, observando que el bioaceite obtenido tiene un potencial energético superior a 30 MJ/kg, independientemente del tipo de alimentación (llegando a poseer un valor calorífico comparable a

los combustibles diésel). Por tanto, ambas alimentaciones se pueden convertir de forma beneficiosa en bioenergía.

En el caso de los sólidos volátiles, el mismo estudio concluye que afectan directamente al rendimiento del proceso. Hailong Wang *et al.* confirma el hecho de que la temperatura de pirolisis y el contenido de sólidos volátiles en los biosólidos son los principales factores que afectan a la producción de aceite y carbón. Los resultados observados delatan la clara diferencia entre la temperatura moderada, en el que tanto la eficiencia energética y la energía propia de la producción de bioaceite aumentó con la presencia de sólidos volátiles en el contenido de la materia prima.

En lo que respecta a las cenizas, éstas favorecen la disminución en el rendimiento de carbón y la generación de gases volátiles, mientras que el lodo de aguas residuales con menor contenido de compuestos que contienen oxígeno favorecen la calidad de los líquidos de pirolisis (H. Chen et al. 2012).

H. Chen *et al.,* afirma que la elección de emplear catalizadores, así como de seleccionar el adecuado es muy importante. El principal inconveniente es el valor económico derivado de su compra, y la relativa complejidad de los equipos de procesamiento. No obstante, pueden aportar diferentes ventajas en función del compuesto químico que lo conforme. A continuación se describen algunos de los más empleados y sus principales efectos (H. Chen et al. 2012):

- Fe_2O_3 y ZnO inhiben la descomposición de la materia orgánica para generar más residuos sólidos.
- Al_2O_3, CaO, TiO_2 promueven la degradación de la materia orgánica produciendo menos residuos sólidos.
- Al_2O_3 y TiO_2 pueden disminuir el tiempo de pirolisis, mientras CaO, Fe_2O_3 y ZnO pueden prolongarlo.

Los procesos de co-procesamiento/co-generación también se han aplicado a esta tecnología. El co-procesamiento de los lodos con biomasa mejora las características del combustible y consecuentemente la eficiencia del proceso. Además, las mezclas contribuyen a la dilución de los compuestos inorgánicos y tóxicos (Jorge and Dinis 2013). En lo que respecta a la co-generación, ya se ha observado la combinación de digestión anaerobia con pirolisis, y además, existe una aplicación exitosa del proceso de pirolisis/gasificación que se aplica en la práctica a la producción de aceite a partir de lodos de aguas residuales. En este proceso, que consiste en un gran número de operaciones unitarias, pellets de lodo seco se calientan en ausencia de oxígeno en un generador de gas a una temperatura de aproximadamente 450°C. Los compuestos orgánicos son convertidos en carbón, petróleo y gases no condensables. Estos gases se ponen en contacto con el carbón y se convierten en hidrocarburos de cadena lineal, que a continuación se condensan en un aceite. El carbón se utiliza como fuente de energía para proporcionar la energía para el reactor de gas o se puede utilizar como un fertilizante. La calidad del aceite, importante para la aplicación del producto, puede ser controlada mediante el uso de catalizadores y por aplicación de las condiciones de proceso adecuadas (Rulkens 2007).

La pirolisis y la gasificación de los lodos de depuradora tienen algunas ventajas potenciales en comparación con la incineración. Una ventaja es que la conversión de los gases combustibles de ambos sistemas en energía eléctrica se puede lograr más eficientemente. Además, los gases valiosos se pueden producir como productos químicos básicos o como combustible. Por otro lado, no es necesario tratar grandes cantidades de gases de desecho (aunque en el caso de la pirolisis el volumen de reducción de los residuos sólidos es menor que en el caso de la incineración) (Cao and Pawłowski 2012). Sin embargo,

debido a la presencia de contaminantes orgánicos tóxicos en el lodo de aguas residuales, el proceso de tratamiento de los gases puede ser más complicado; aun así, algunos de estos compuestos como son las dioxinas, NO_x, y So_x pueden evitarse en el proceso pirolítico cuando trabaja a muy bajas concentraciones de Oxígeno (H. Chen et al. 2012). En general, el rendimiento de los procesos de pirolisis y gasificación es mucho más complicado que la incineración (Rulkens 2007), la tecnología para llevar a cabo la pirolisis está menos desarrollada (Viana et al. 2016) y la búsqueda de una alta eficiencia de conversión de energía es el factor clave para la aceptación de este proceso (Cao and Pawłowski 2012).

Gasificación: Es un proceso térmico que convierte los materiales carbonosos de base orgánica o fósiles en monóxido de carbono, hidrógeno y dióxido de carbono (gas de síntesis) además de cenizas; eliminando los patógenos e inmovilizando los metales pesados (Hu et al. 2016). Esto se consigue por reacción de los materiales a altas temperaturas (700°C), sin combustión, con una cantidad controlada de oxígeno y/o vapor, en una atmósfera reductora [(Jorge and Dinis 2013); (H. Chen et al. 2012)]. El producto obtenido conforma la materia prima para la síntesis de productos como metanol, producción de $H_{2,}$ o producción de biocarburantes de segunda generación.

El gas obtenido tiene diferente poder calorífico (4-20 MJ/m^3N), en función del tipo de combustible, pero sobre todo de las características de la atmósfera de gasificación que se emplee. Antiguamente, se empleaba la gasificación con aire, pero tienen un poder calorífico relativamente bajo; Lo más normal es emplear el aire en condiciones subestequiométricas (sin conseguir la cantidad necesaria de oxígeno para que se produzca la combustión). La ratio estequiométrico se encuentra entre 0,25-0,35 necesaria para la combustión completa que favorece la gasificación. También, y tal y como se comentó con anterioridad, se pueden emplear atmósferas con oxígeno puro y vapor de agua.

En lo que respecta a la materia de alimentación, en teoría, casi todos los desechos orgánicos con contenido de humedad de 5 a 30% pueden ser gasificados (H. Chen et al. 2012). El principal inconveniente de los lodos, es que con un alto contenido en humedad 70 % (w/w), el proceso de gasificación provoca la formación de alquitranes en exceso, lo cual suele ocurrir en la zona de oxidación debido al alto contenido de cenizas, consiguiendo que el proceso de gasificación sea inestable (Seggiani et al. 2012). Los alquitranes, son una compleja mezcla de hidrocarburos condensables, compuestos aromáticos, hidrocarburos con contenido de oxígeno, e hidrocarburos aromáticos policíclicos. Estos compuestos pueden condensarse en las tuberías y filtros, obstruyéndolos. También pueden afectar a la línea de combustible y a los inyectores de los motores de combustión interna por condensación en los compresores o en las líneas de transferencia, lo que hace que sea imposible el uso de los productos de gasificación para la producción energética. Por lo tanto la reducción de alquitrán es importante para la gasificación de lodos de depuradora (H. Chen et al. 2012). Además, la formación de una capa de ceniza sobre la parrilla deriva en una descarga incompleta de estos compuestos y en la consecuente diminución del rendimiento de operación del gasificador (Seggiani et al. 2012).

Lo métodos de eliminación de alquitrán tradicionales son cualquiera de los procesos físicos (filtros cerámicos, ciclones, carbón activado, etc.) o usando un proceso químico-térmico (craqueo térmico o transformación catalítica) (Shen et al. 2014). Entre estos, el reformado catalítico es considerado como un enfoque técnica y económicamente interesante para la limpieza del gas, pues consigue disminuir la concentración de estos compuestos (alquitranes) potencialmente condensables. Este procedimiento puede emplear sintéticos ácidos (zeolitas, materiales mesoestructurados) o alcalinos (minerales tipo hidrocalcita o calizas). Los catalizadores de óxido de metal han demostrado una alta actividad catalítica

en la eliminación de alquitrán, metales tales como, Al (De Andres, Narros, and Rodríguez 2011), Mo (Schmidt et al. 2011), Ni (Dou et al. 2008), Co (Furusawa and Tsutsumi 2005), Pt (Furusawa et al. 2013), y así sucesivamente.

Para obtener más mejoras en el proceso, y sobre la base de los resultados obtenidos por M. Seggiani *et al.* (2012), el contenido de los lodos de depuradora no debe exceder el 50% (w/w), las concentraciones más altas conducen a una marcada reducción de rendimiento de gas. Es por eso, que otra manera de trabajar se basa en someter al lodo a un proceso de secado previo y posteriormente introducir un oxidante al proceso de gasificación (vapor de agua) aumentando así el rendimiento del gas de síntesis (Hu et al. 2016). Los resultados muestran que la gasificación con vapor produce concentraciones mucho más altas de hidrógeno y monóxido de carbono, y la energía total contenida es aproximadamente el doble de la obtenida en una gasificación con aire (Lee, Dong, and Chung 2016). Además, al existir menos cantidad de nitrógeno que en atmósferas de aire, se reduce la dilución de los productos en este componente (N_2), lo que confirma la alta eficiencia de este tipo de gasificación, pues el poder calorífico y la concentración de gases combustibles es mucho mayor.

El principal problema de este tipo de gasificación es que el coste de deshidratación y demás tratamientos previos aumenta considerablemente, es por esto que la co-gasificación de mezcla de dos diferentes materiales ha recibido gran atención en los últimos años debido a su alta conversión de energía, elevada eficiencia, estabilidad operacional, ventajas económicas y ambientales (Umeki et al. 2010). La co-gasificación, de diferentes tipos de biomasa, reduce las emisiones de gases de efecto invernadero y de compuestos contaminantes, tales como SO_x y NO_x, además de que cuando los dos materiales se mezclan en la proporción adecuada, se pueden resolver y compensar los problemas y debilidades de cada una por separado (véase el exceso de humedad) (Pinto et al. 2008). Mian Hu *et al.* confirmaron en sus análisis que la adición de serrín de pino en los lodos de depuración húmedos, disminuyeron el contenido de humedad y mejoraron el contenido en materia volátil contenido en las mezclas.

En comparación con la incineración, la gasificación puede evitar algunos problemas, entre ellos la necesidad de introducir en el proceso fuel complementario, emisiones de óxidos de azufre, óxidos nitrogenados, metales pesados, cenizas volantes, y la producción potencial de dibenzodioxinas y dibenzofuranos clorados. Si lo comparamos con la Digestión anaerobia, el uso del hidrógeno es mucho más extensivo que el metano. En la actualidad, casi todo el hidrógeno es producido a partir del reformado de vapor de gas natural, y en un plazo corto, este método de producción puede superarlo (H. Chen et al. 2012). Otra ventaja del proceso de gasificación es que el gas de síntesis es potencialmente más eficiente en la combustión directa que el combustible original, ya que puede ser quemado a temperaturas más altas o incluso empelando pilas de combustible. El gas de síntesis puede ser quemado directamente en motores de gas, utilizado para producir metanol e hidrógeno, o convertido por medio del proceso de Fischer-Tropsch en combustible sintético (Jorge and Dinis 2013).

Oxidación húmeda/con aire húmedo: (Wet oxidation (WET) o wet air oxidation (WAO)) (Hii et al. 2014), puede definirse como ''la oxidación de sustancias orgánicas e inorgánicas en una solución acuosa o suspensión por medio de oxígeno o aire a temperaturas elevadas y presiones, ya sea en la presencia o ausencia de catalizadores" (Zou, Li, and Hung 2007). El proceso Zimprò fue el primero a escala comercial y una gran cantidad de plantas WET (130 plantas) fueron construidas a principios de 1960 e instaladas en Europa y Estados Unidos para el tratamiento de lodo municipal, ya sea para mejorar la capacidad de deshidratación de los lodos o para lograr la oxidación completa del mismo. Actualmente, algunos ejemplos de las plantas de WET comerciales son operacionales para el tratamiento de lodos como muchas de las primeras plantas, pero otros han cerrado debido a razones comerciales y cuestiones técnicas (Hii et al. 2014, 289-299). Algunas de ellas han mejorado el proceso implantando en el proceso la tecnología de microondas.

Técnicas Supercríticas: Existen dos técnicas supercríticas: SCWO e SCWG. El uso de los procesos de agua supercrítica para el tratamiento de residuos de carbono está mostrando un desarrollo prometedor en los últimos años; provocando un enfoque intensivo en la SCWO como tecnología de tratamiento de aguas residuales, residuos y lodos. Este hecho se confirma con el actual número de compañías que pretenden liderar el sector comercial con esta tecnología; a saber: Aquacitrox process; General Atomics, Hanwha, y SRI international (Miller et al. 2015).

Oxidación con agua súper crítica (SCWO): El agua supercrítica es un excelente medio de reacción para llevar a cabo la oxidación de varios tipos de residuos, especialmente los acuosos. Por encima del punto crítico (P> 22.1 MPa y T> 374°C), las propiedades del agua cambian de tal forma que pasa a ser un disolvente no polar. Todo esto, consigue que algunos compuestos orgánicos y gases ligeros (como es el caso del O_2) sean completamente miscible con el agua supercrítica, formando una fase fluida en el que se encuentren los compuestos contaminantes y el oxígeno homogeneizados. La ausencia de límites en la fase gas-líquido elimina las resistencias de la trasferencia de masa entre los componentes orgánicos y oxidantes. La baja viscosidad del agua supercrítica y la alta difusividad de los reactivos y productos dentro de la misma, también favorece las velocidades de reacción. Los componentes monoatómicos (carbón y oxígeno) se mineralizan formando agua, dióxido de carbono; los compuestos nitrogenados son rápidamente hidrolizados a amonio y posteriormente convertidos a nitrógeno molecular. Por otro lado, los componentes heteroátomos como el azufre, cloruro y fósforo, se oxidan rápidamente en ácidos inorgánicos, que se pueden neutralizar (Svanström et al. 2004).

Los inconvenientes a tener en cuenta son las posibles precipitaciones de sólidos inorgánicos en el interior del reactor, lo cual, se debe de prevenir para evitar el proceso de ensuciamiento (fouling) en las superficies de los equipos. Otro factor de riesgo es la corrosión producida al existir un nivel de acidez elevado. En este aspecto, y teniendo en cuenta que nuestra materia premia es un lodo de Edar (los cuales se caracterizan por una baja concentración de compuestos ácidos) no se debe de tener grandes problemas incialmente.

Gasificación con agua súper crítica (SCWG): es otro proceso similar al SCWO exceptuando que se produce en ausencia de oxígeno, y por lo tanto, no implica oxidación. Desde el punto de vista de los recursos obtenidos por la tecnología, este proceso podría compararse con el de digestión anaerobia. No obstante, el proceso es energéticamente intensiva si lo comparamos con la digestión anaerobia convencional. Lo mismo ocurre con el procedimiento que se emplea en *Oxidación parcial con agua súper crítica (Super Critical Water Partial Oxidation - SCWPO)*, la cual aumenta la temperatura añadiendo una pequeña cantidad de oxidante (n < 0,6). Además, usando carbón activo, metales o catalizadores alcalinos se puede

promover la gasificación del lodo de depuradora. Sin embargo, la corrosión o los posibles problemas de taponamiento, (especialmente durante el período de precalentamiento), restringen esta tecnología (Qian et al. 2016).

Tratamientos hidrotermales: *El tratamiento hidrotermal (Hydrothermal Treatment, HT)* se basa en el calentamiento de los lodos en la fase acuosa a temperaturas dentro del rango de 150 a 450°C y en ausencia de oxígeno u otro oxidante. La hidrólisis de los lodos durante el tratamiento hidro-térmico resulta en la producción y acumulación de altas concentraciones de compuestos orgánicos disueltos en la fase líquida (Shanableh and Jones 2001). La principal diferencia entre HT y WET es que en la segunda tecnología se induce una reacción de oxidación alimentando el proceso con un oxidante mientras que la oxidación en sí no ocurre en los procesos de HT. Este proceso logra optimizar la digestión anaerobia mediante la realización de la etapa de hidrólisis en un reactor separado. Por lo tanto, consigue que el contenido de lodo esté más disponible para la digestión en las etapas subsiguientes. La producción de biogás se ha mejorado considerablemente, mientras que los residuos sólidos se reducen como consecuencia del mismo (Hii et al. 2013; Xue et al. 2015), por lo que en ocasiones se emplea como un pretratamiento.

La Carbonización Hidrotermal (Hydrothermal Carbonization, HTC) es un proceso termoquímico que convierte la biomasa en un material de carbón (Robbiani 2013). Esta tecnología ha demostrado ser eficaz para la conversión de la biomasa con un mayor contenido de humedad en sólidos carbonosos comúnmente referido como 'Hydrochar' (Danso-Boateng et al. 2013). Los resultados muestran que el proceso de producción de biocombustibles mediante HTC es más rentable que el secado térmico convencional (P. Zhao et al. 2014); por otro lado, mientras los procesos bioquímicos requieren largos tiempos de residencia y otros procesos termoquímicos (pirolisis, gasificación e incineración) requieren materia prima de secado en la destrucción de patógenos, HTC es autónomo y genera poco o ningún gas de emisiones de GEI (Danso-Boateng et al. 2013). Como norma general, HTC hydrochar tiene relaciones H/C y O/C similares a las del carbón y en ocasiones un poder calorífico superior a los carbones más comercializados (Parshetti et al. 2013). Alternativamente, el hydrochar se puede añadir a los suelos como un acondicionador o se puede emplear para producir biocombustibles por transesterificación y para la obtención de gas de síntesis mediante gasificación. Estas opciones requieren diferentes proporciones de O/C en los hydrochars generados que requiere la adaptación a diferentes condiciones durante la carbonización con el fin de alcanzarlos (Danso-Boateng et al. 2015).

En el estudio elemental que Chao He *et al.* realizaron con los lodos de Edar, mostraron que el 88% de carbono se recuperó mientras que se eliminó el 60% de nitrógeno y azufre (He, Giannis, and Wang 2013, 257-266). La condición de temperatura moderada de 200°C y el tiempo de retención de 30 minutos se sugirió para producir biocombustible sólido a partir de lodos de depuradora con una tasa de recuperación de energía del 50% en los estudios realizados por Peitao Zhao *et al.* Ambos estudios confirman que la temperatura fue el parámetro más importante en la determinación de las propiedades de los biocombustibles. El contenido de carbono del biocombustible sólido aumenta tanto con la temperatura como con el tiempo de espera, lo que resulta en un aumento en el valor calorífico de los biocombustibles (P. Zhao et al. 2014; He, Giannis, and Wang 2013).

No obstante y a pesar del potencial tecnológico claro de HTC, se dispone relativamente de poca información sobre la cinética del proceso (Danso-Boateng et al. 2013). Por otro lado, los productos acuosos de HTC contienen compuestos orgánicos tales como furanos, fenoles, ácido acético, ácido levulínico, que plantearían graves problemas ambientales a las aguas receptoras y por lo tanto la implantación de algún medio de tratamiento de estos residuos es esencial (Danso-Boateng et al. 2015, 318-327). A su vez, el potencial para producir metano a partir de los productos líquidos separados del hydrochar aún no se ha estudiado.

5.1.1.2 Micro hidráulica en tuberías

Este sistema promueve una solución de recuperación de energía cinética a través del agua, empleando una turbina generadora que captura la energía del agua en movimiento dentro de grandes tuberías, convirtiéndola en una fuente continua de electricidad sin ningún tipo de impacto en el flujo de operación.

La electricidad recuperada puede ser utilizada para satisfacer las bombas eléctricas y otros dispositivos, así como para cargar los sistemas de almacenamiento, o volcar a red. En función de la altura, el flujo y el diámetro de la tubería, cada turbina puede llegar a producir hasta 100 kilovatios de electricidad, sin extraer mucha presión por turbina (6,89-41,37 Kpa). Esto permite que se coloque en serie un sistema modular, permitiendo al mismo tiempo el flujo de agua ininterrumpido y maximizando la generación de potencia, pues se pueden instalar múltiples unidades en una sola tubería pudiendo alcanzar más de un megavatio de electricidad.

Estas turbinas se caracterizan por disponer de un periodo de tiempo muy corto en lo que respecta a su instalación y un rendimiento elevado gracias al sistema de flujo cruzado que emplean, el cual es capaz de alzar los posibles vapores detectados previamente al tratamiento a través de unas cuchillas y un sensor de alta frecuencia que se coloca antes y después de la turbina alertando de la existencia del fenómeno de cavitación (cambio en la presión del agua asociada con una rápida expansión y colapso de vapor). Además, el diseño de estas turbinas no es radialmente simétrico a lo largo del eje, creando un ángulo de ataque distinto y un coeficiente de ascenso diferente que mejora las características protectoras a la cavitación.

A diferencia de las tecnologías hidroeléctricas convencionales, estas turbinas pueden operar en un amplio rango de velocidades, 0,0014 a 0,0042 m3/s, pero se requieren presiones superiores a 139,8 Kpa.

Un único sistema de energía extraerá entre 20,68 y 34,47 Kpa, por lo tanto la diferencia entre la presión de trabajo y la presión mínima requerida de funcionamiento puede determinar el número de turbinas que se puede implementar dividiendo esa diferencia (ΔP) (Semler G., Schlabach R., Priddy S.).

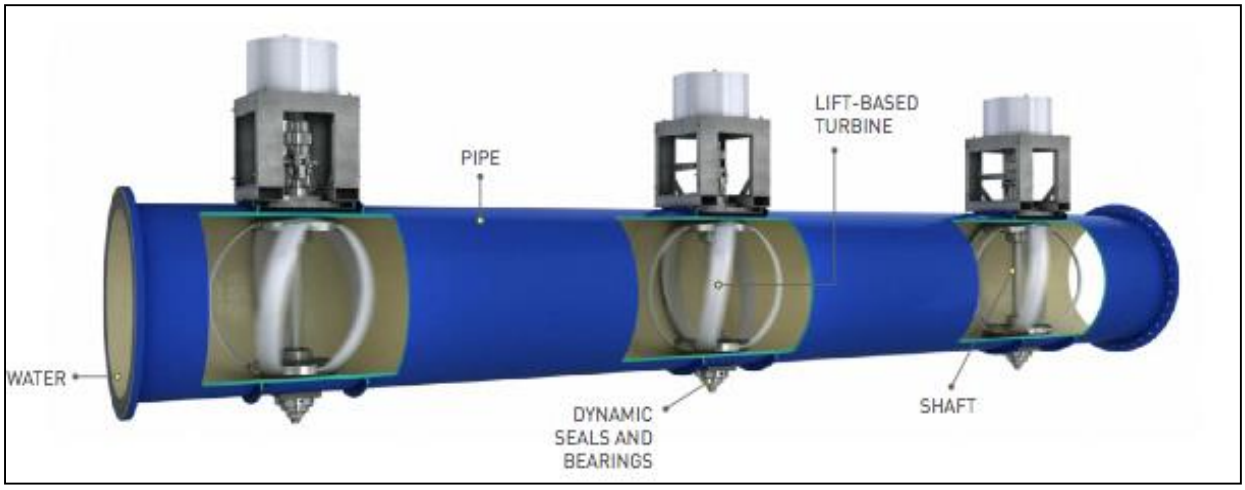


Figura 38: Modelo de un sistema modular en serie de micro- hidráulica en tubería. (Fuente: LucidPipe™ Power System)

5.1.2 Implantación de tecnologías alternativas externas

Otro de los factores que en la actualidad se emplea para mejorar la autosuficiencia energética de las estaciones de aguas residuales (Edar) son las denominadas energías renovables. La tesis también tiene como objetivo mejorar la sostenibilidad del proceso de depuración optimizando la generación de este tipo de energías.

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales (Úbeda and others 2007). Entre las energías renovables se cuentan la eólica, geotérmica, hidroeléctrica, mareomotriz, solar, undimotriz, la biomasa y los biocombustibles. En este caso, sólo se va a trabajar con dos de ellas, la energía solar y la energía eólica, pues son las que mejor se adaptan al proceso y a la zona geográfica en la que se va a trabajar.

Por otro lado, conviene tener en cuenta otros factores, tales como la situación de este tipo de energías en España, para poder contribuir con el proyecto que se ha marcado en el aumento de las mismas. Centrándonos en el sistema energético canario, actualmente se está llevando a cabo el PECAN-2015 (plan energético de Canarias).

El objetivo de la Unión Europea es la contribución de las EERR en un 20% al consumo de Energía primaria en el horizonte del año 2020 (Directiva 2009/28/CE 2009, 06-09). Como se puede comprobar en la siguiente tabla.

OBJETIVOS GLOBALES NACIONALES EN RELACIÓN CON LA CUOTA DE ENERGÍA		
	Cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2006	Objetivo para la cuota de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía final bruta en 2020
Bélgica	2,2%	13 %
Bulgaria	9,4 %	16 %
República Checa	6,1 %	13 %
Dinamarca	17 %	30 %
Alemania	5,8 %	18 %
Estonia	18 %	25 %
Irlanda	3,1 %	16 %
Grecia	6,9 %	18 %
España	**8,7 %**	**20 %**
Francia	10,3 %	23 %
Italia	5,2 %	17 %
Chipre	2,9 %	13 %
Letonia	32,6 %	40 %
Lituania	15 %	23 %
Luxemburgo	0,9 %	11 %
Hungría	4,3 %	13 %
Malta	0 %	10 %
Países Bajos	2,4 %	14 %
Austria	23,3 %	34 %

Tabla 17: Objetivos nacionales en relación con la cuota de energía. (Fuente: S. Velázquez; El aprovechamiento de la energía eólica)

Los objetivos específicos para España propuestos por la Unión Europea son:

- La contribución de las EERR en un 40% a la demanda de energía eléctrica en el horizonte del año 2020.
- La contribución de las EERR en un 20% al consumo de energía primaria en el horizonte del año 2020.

5.1.2.1 Energía solar

Esta tecnología es uno de los recursos más prometedores dentro de las denominadas energías renovables. Las células solares, también denominadas como células fotovoltaicas (PV), convierten la energía del sol directamente en electricidad (mediante un dispositivo semiconductor denominado célula fotovoltaica, o una deposición de metales sobre un sustrato llamado célula solar de película fina), operando de manera silenciosa y sin emisiones de ningún tipo. Otra de sus características es que requieren muy poco mantenimiento, disponen de una puesta en marcha rápida y de una flexibilidad y escalabilidad de los sistemas, así como de un uso eficiente del perímetro de la planta (Ghoneim, Helal, and Wahab 2016).

A todas estas ventajas le acompañan algunos inconvenientes como su alto costo inicial y su dificultad en la reparación. Más allá de todo esto, pueden considerarse una buena opción como fuente de energía auxiliar y suplemento para plantas de tratamiento de aguas residuales.

Este tipo de energía se usa para alimentar innumerables situaciones tales como aparatos autónomos, abastecimiento de refugios o casas aisladas de la red eléctrica, e incluso para producción de electricidad a gran escala a través de redes de distribución. Debido a la creciente demanda de energías renovables, la fabricación de células solares e instalaciones fotovoltaicas ha avanzado considerablemente en los últimos años. Entre los años 2001 y 2012 se ha producido un crecimiento exponencial, duplicándose aproximadamente cada dos años. La potencia total fotovoltaica instalada en el mundo (conectada a red) ascendía a 7,6 GW en 2007, 16 GW en 2008, 23 GW en 2009, 40 GW in 2010 y 70 GW en 2011.

Su distribución a lo largo de los años y por regiones(IEA 2015), se expone a continuación.

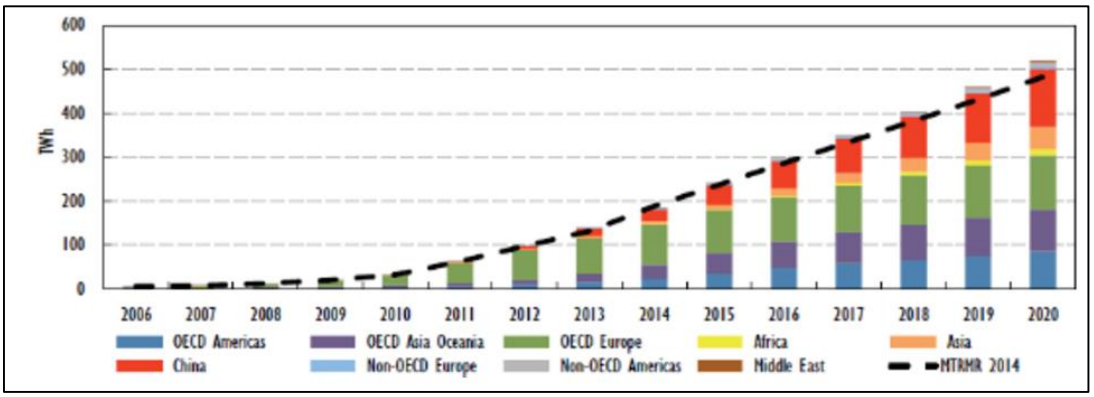


Figura 39: Generación de energía solar fotovoltaica y pronóstico por región. (Fuente: IEA, 2015)

Energía solar en Canarias:

En el código técnico de la edificación se puede obtener un mapa de radiación solar donde se marcan los límites de las zonas homogéneas a efectos de la exigencia. Las zonas se han definido teniendo en cuenta la Radiación Solar Global media diaria anual sobre superficie horizontal (H), tomando los intervalos que se relacionan para cada una de las zonas, como se indica a continuación:

RADIACIÓN SOLAR GLOBAL MEDIA ANUAL SOBRE SUPERFICIE HORIZONTAL (H)		
Zona Climática	***MJ/m²***	***KWh/m²***
I	H < 13,7	H < 3,8
II	13,7 < H < 15,1	3,8 < H < 4,2
III	15,1 < H < 16,6	4,2 < H < 4,6
IV	16,6 < H < 18,0	4,6 < H < 5,0
V	H > 18,0	H > 5,0

Tabla 18: Radiación solar global media anual sobre superficie horizontal (h). (Fuente: Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, 2009)

El mapa se muestra a continuación:

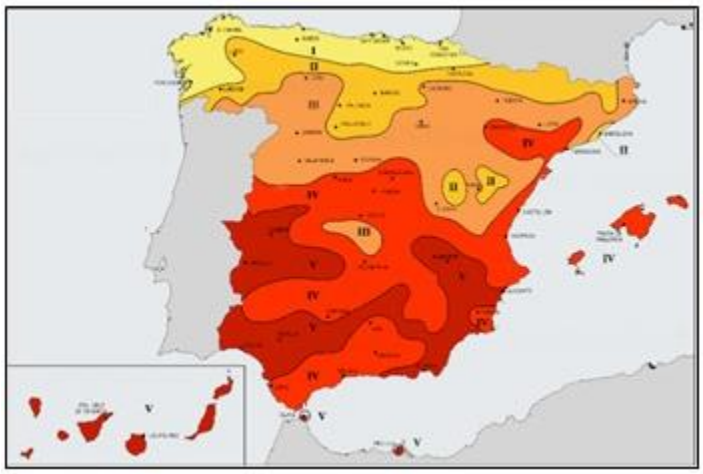
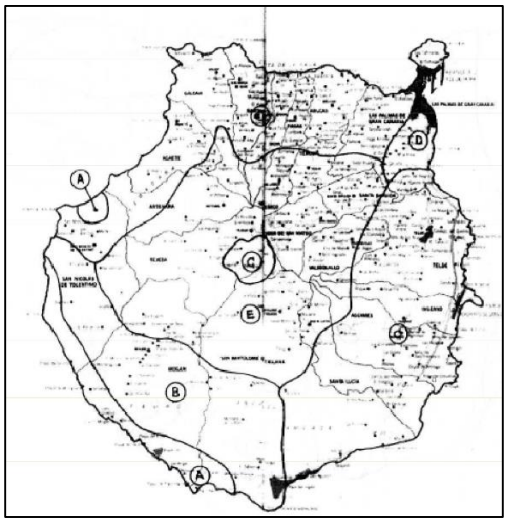


Figura 40: Mapa de Radiación solar. (Fuente: Directiva 2009/28/CE, 2009)

Como se puede observar, las islas canarias están dentro de la zona climática con mayor radiación solar (V), lo que indica una perfecta disposición para el empleo de la energía solar.

Dentro del archipiélago, la isla de Gran Canaria tiene un mapa solar más específico, que nos explica nuevamente, el tipo de radiación e intensidad por zonas. Se puede ver en la siguiente ilustración.



Zona Geográfica	Radiación total incidente sobre superficie horizontal (kcal/m^2 día)		
	Max	Med	Min
A	6.875	5.500	4.125
B	6.250	5.000	3.750
C	5.625	4.500	3.375
D	5.000	4.000	3.000
E	4.375	3.500	2.625
F	3.750	3.000	2.250
G	3.125	2.500	1.875

Figura 41: Radiación total de la isla de Gran Canaria. (Fuente: Plan Energético de Canarias, 2015)

5.1.2.2 Energía eólica

El término energía eólica refleja el proceso en el cual el viento genera energía mecánica o electricidad. Las turbinas de viento convierten la energía cinética del viento a energía mecánica. Esta energía mecánica, puede ser empleada para tareas específicas (como moler grano o bombear agua) o un generador puede convertirla en electricidad (el viento hace girar las palas, las cuales, a su vez giran un eje conectado a un generador y producen electricidad). Realmente, se ha empleado la energía eólica durante cientos de años.

La industria eólica, está experimentando a nivel mundial unas tasas de crecimiento muy elevadas en potencia instalada, así como en desarrollo tecnológico. Las plantas eólicas destinadas a la producción de energía eléctrica se han integrado completamente e la estructura energética de los países con recursos eólicos. La producción de electricidad a partir del viento es mayor que la de cualquier forma de energía renovable. A parte de esto, el recurso eólico se encuentra muy bien distribuido en lo que a áreas mundiales se refiere, por lo que su potencial puede ser aprovechado por cualquier país, tratándose de una de las energías renovables más extendidas. A continuación, se expone un mapa de la situación global.

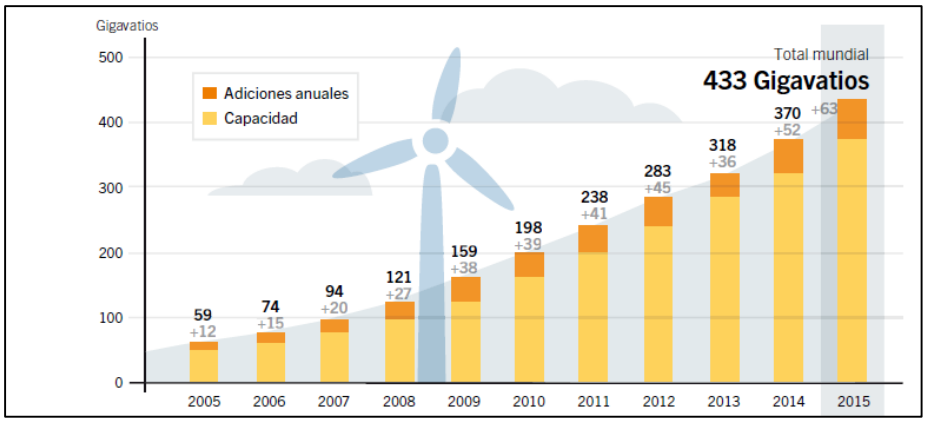


Figura 42: Capacidad y adiciones anuales mundiales de energía eólica 2005-2015. (Fuente: Renewable Energy policy network for the 21st century, REN21)

En el siguiente mapa se puede observar la distribución de la energía eólica en la superficie española.

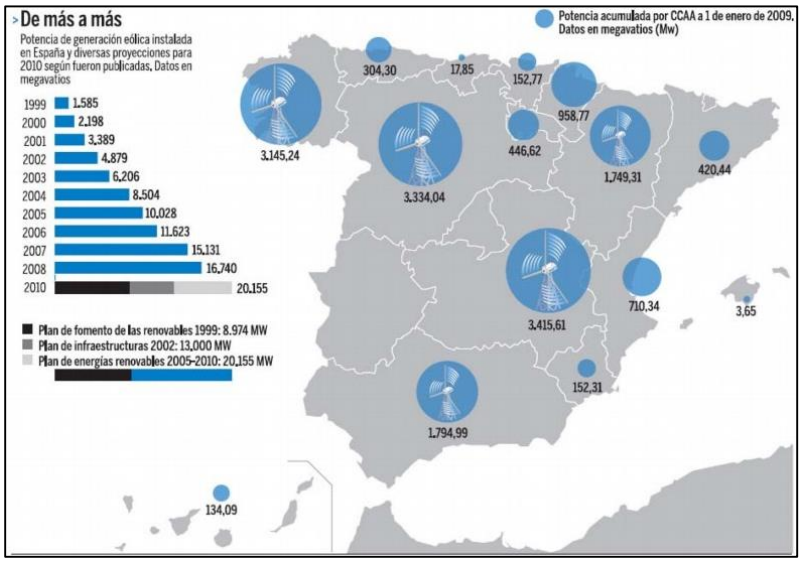


Figura 43: Mapa eólico de España. (Fuente: Idea, CNE, AEE)

Energía eólica en Canarias:

El Archipiélago Canario se encuentra enclavado en el océano Atlántico, próximo al litoral africano: a 115 km desde su extremo oriental y a 500 km la parte más occidental. Unen a su condición insular y oceánica la proximidad al Trópico de Cáncer, situándose entre las latitudes 27º37' y 29º 23' Norte (situación subtropical) y las longitudes 13º20' y 18º10' al Oeste de Greenwich. Por su localización, el clima templado de las Islas está sometido a la acción de efectos muy variados, como los anticiclones atlánticos y, en especial, al régimen de los alisios. Junto a esto, se hace sentir la influencia del continente africano, cuya proximidad permite la intrusión, en verano, sobre todo, de masas de aire caliente sahariano.

El clima debe sus rasgos fundamentales a la situación del archipiélago bajo la influencia de una alta presión subtropical, el anticiclón de las Azores; de éste parten los "vientos alisios", que en Canarias son vientos de dirección NE - SO. Este anticiclón aparece durante todo el año y presentan el llamado "balanceo estacional": En invierno, el anticiclón, que ha bajado en latitud, está dividido en dos núcleos, uno al Sur de las Azores y otro entre Madeira y Canarias. Con esta situación, al estar el anticiclón muy cerca de Canarias, es muy poco importante la acción de los vientos alisios. En verano, el anticiclón se desplaza hacia el norte, centrándose sobre las Azores. Con esta situación, se establece sobre nuestras islas el soplo constante del alisio.

Los vientos alisios se forman cuando las masas de aire del norte o del sur se mueven para ocupar el espacio que deja libre el aire ascendente de la zona ecuatorial. Por el efecto Coriolis, en el hemisferio norte los alisios soplan predominantemente de noreste a suroeste. Estos vientos presentan dos componentes: una capa inferior húmeda y fresca, de dirección noreste, y otra superior con aire seco y cálido de dirección noroeste, que al interactuar generan una zona de inversión térmica con efectos visibles como el mar de nubes. Esta inversión se conoce como "inversión del alisio", y consiste en lo siguiente: la temperatura desciende con la altura hasta los 1.200-1.500 m, que es donde se produce la inversión. A partir de este momento la temperatura comienza a ascender. Se registran valores de temperatura más elevados hacia los 2.000 m de altitud que hacia los 800 m, con una diferencia a veces de hasta 10ºC. Esta particular estructura del alisio explica la existencia de una marcada sequedad en la zona afectada por la capa superior (ITC) y que la disposición de la energía eólica sea una realidad, con una velocidad de viento que oscila entre los 2 y los 7 m/s.

Desde el punto de vista insular, en Canarias hay 51 parques eólicos con un total de 384 aerogeneradores. De la potencia total instalada, el 88,8% (127.850 kW) corresponde a instalaciones eólicas que vierten toda su energía a la red eléctrica, mientras que el 11,2% restante (16.080 kW) corresponde a instalaciones eólicas con consumos asociados en las que parte de la energía generada se vierte a la red y la otra parte se consume en la instalación asociada, ubicada en las islas de Gran Canaria (13.060 kW), Fuerteventura (1.700 kW) y La Palma (1.320 kW) (Velazquez 2014).

5.1.2.3 Energía hidráulica

La energía hidroeléctrica es la tecnología de generación de energía eléctrica a partir del movimiento del agua o cualquier flujo líquido. El fluido se alimenta a través de un canal a una turbina donde se golpean las paletas de la misma, provocando el giro de un eje. Para generar electricidad, el eje de rotación estará conectado a un generador que convierte el movimiento del eje en energía eléctrica.

En los últimos años, se ha dado un creciente interés en la integración de la red de sistemas hidroeléctricos porque son una tecnología probada con una actuación muy buena y viable, caracterizada por los bajos costos de inversión. Una clasificación común caracteriza las centrales como Micro-hidroeléctricas (hasta 100 kW), Mini-hidráulica (de 101 kW a 1 MW) y pequeñas centrales hidroeléctricas (1-25 MW). En algunos casos, se puede encontrar en la clasificación la nomenclatura pico (0-5kW); Sin embargo, el término MHP "Micro Hydro Power" se utiliza para describir todos los proyectos hidroeléctricos de hasta 25 MW de capacidad (Mancilla, Ríos, and Zuluaga 2015).

Los esquemas hidroeléctricos multipropósito conducen a la recuperación de energía en una infraestructura gracias a la implantación de mini/micro-centrales hidroeléctricas en dicha instalación, teniendo en cuenta tanto las "Directivas de Energías Renovables" como la "Directiva del Marco del Agua" (Choulot, Denis, and Punys 2012).

Un sistema de mini/micro - central hidroeléctrica de aguas residuales puede ser fiable y proporcionar energía eléctrica estable. Este sistema de energía no requiere una gran presa ni produce hundimientos de la tierra; solo precisa de las aguas residuales que se recogen para generar energía con un mínimo impacto ambiental.

Hay dos posibilidades para generar electricidad (figura posterior). El primero se encuentra antes de la planta de tratamiento (Edar); En tal caso, la red de aguas residuales de un área urbanizada conducirá a una cámara de carga equipada con una rejilla protectora delgada. Posteriormente las aguas residuales se llevarán a través de una tubería de carga a la planta de tratamiento de las mismas, situada a una elevación menor, donde pasa a través de la turbina antes de ser tratada por el proceso habitual.

La segunda posibilidad es la colocación de la planta hidroeléctrica después de la Edar. En este caso, el agua tratada que sale de la Edar se lleva a través de una tubería de presión a una turbina antes de ser vertidas a un lago, mar o una corriente de agua.

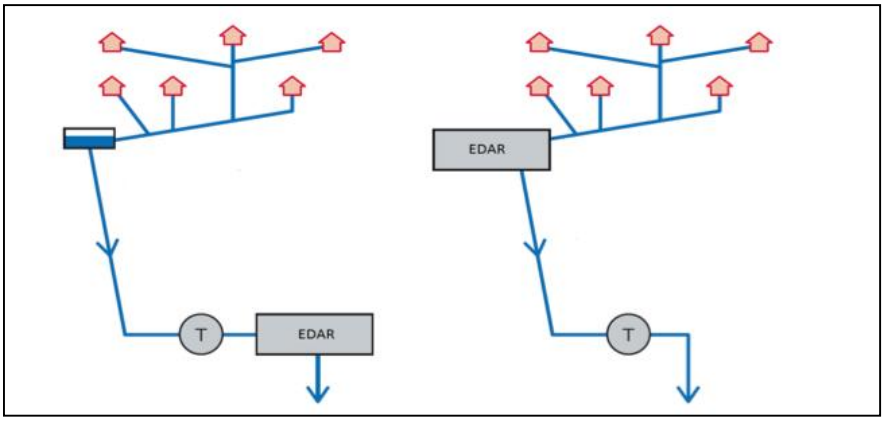


Figura 44: Ajuste de la turbina antes y después de la Edar. (Fuente: Hidráulica de tuberías y canales. A. Rocha, 2007)

Las turbinas hidráulicas se clasifican en dos grupos diferentes: turbinas de impulso o acción, y turbinas de reacción. El primer grupo, que incluye principalmente Pelton, Turgo y de flujo cruzado (también conocido como Michell-Banki), trabaja cambiando la velocidad de un chorro de agua. El agua se acelera antes de entrar en la turbina usando su propia presión, pero, una vez que el agua está fluyendo a lo largo de los álabes del rodete de la turbina, la presión es constante y todo el trabajo de salida es debido al cambio en la energía cinética del agua. Por el contrario, las turbinas de reacción, tales como los tipos Francis o Kaplan (Propeller si las cuchillas son las no ajustables) basan su funcionamiento en el cambio de la presión experimentada por el agua a medida que se mueve a través de la turbina y cede su energía (Mancilla, Ríos, and Zuluaga 2015). En el siguiente diagrama de bloques se clasifican las turbinas, de acuerdo a sus características de funcionamiento y geometría.

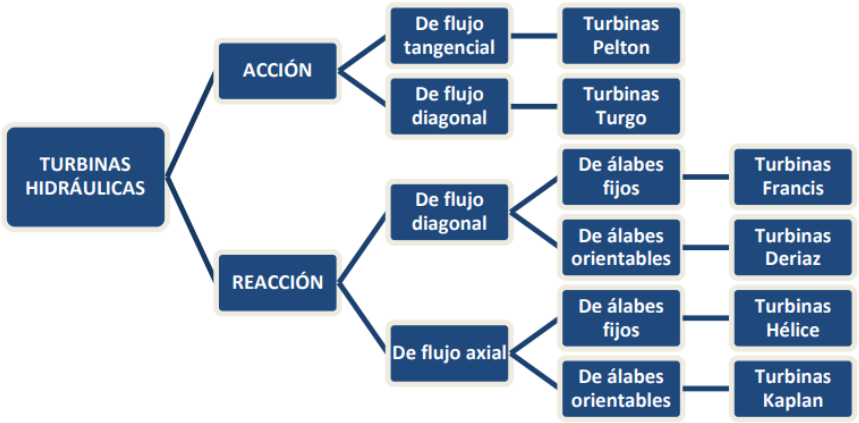


Figura 45: Clasificación de las turbinas hidráulicas. (Fuente: Mataix, 1975)

De todas ellas, los cuatro tipos principales de turbinas son los que se disponen en la siguiente tabla, donde además se caracterizan según el posible uso en función del origen del agua y del rango de operación necesario para su funcionamiento.

Tipo de turbina	Rango de operación	Esquemas multipropósito					
		Red de agua potable	Red de Riego	Red de agua residual cruda	Red de agua residual tratada	Plantas de desalinización	Sistemas de refrigeración/calor
Pelton	60-1000 m	X	X	X	X	X	
Francis	20-100 m	X	X	X	X	X	
Diagonal (Deriaz)	25-100 m	X	X	X	X	X	
Kaplan	1,5 – 30 m	X	X	X	X	X	X

Tabla 19: Tipos de turbinas para sistemas hidráulicos multipropósito. (Fuente: adaptado de Aline Choulot et al. ;)

La operación de la planta no debe afectar a la función primaria de la infraestructura existente. Por lo tanto, la turbina tiene que ser lo más flexible posible con respecto a las presiones y las descargas disponibles, al tiempo que garantice un alto rendimiento en los rangos de operación más importantes. Además, la principal dificultad de las aguas residuales crudas (no tratadas) se vincula con los residuos fibrosos y filamentosos no abarcados por las rejillas de la cámara de carga (fibras vegetales, cuerdas, hilos, etc.),

estos materiales pueden bloquear y obstaculizar el flujo, como, por ejemplo, en las paletas de guía de una turbina de reacción. A continuación, algunos otros desechos pueden aferrarse a ellos y aglomerarse, lo que puede llevar a una obstrucción parcial o total de la turbina y de sus sistemas de control. Dentro de los distintos tipos de turbinas, cabe destacar la turbina Pelton, como la que mejor se adapta a las condiciones de agua residual, ya que disponen de una gran flexibilidad en cuanto a la descarga, y la geometría de la misma es ideal para estas aplicaciones. De hecho, la simplificación de las formas de la turbina para la elección de aceleración del flujo progresiva reduce la acumulación de residuos.

Este tipo de instalación integrada en las infraestructuras de una Edar existente es por tanto, un mercado favorable para el medio ambiente y un proyecto prometedor para desarrollar (New York State Energy Research and Development Authority (nyserda) 2011)

Energía hidráulica en Canarias:

El Cabildo de Gran Canaria comenzó en junio de 2011 los trámites para construir una central hidroeléctrica utilizando un salto de agua entre las presas de Chira-Soria y otra ubicada en el municipio de La Aldea. En Tenerife, el Cabildo elaboró los planes territoriales especiales para buscar una ubicación para las infraestructuras energéticas de este tipo. Además, se dispone de la más que conocida central hidráulica de Gorona del Viento en el Hierro; No obstante, dentro del estudio y análisis de mini centrales auxiliares adaptadas a otras infraestructuras, no se han obtenido resultados que se hayan realizado con éxito dentro de las islas, siendo por tanto un nuevo reto a desarrollar, el cual debe de seguir los pasos de países vecinos de los cuales sí que se disponen casos de estudio, como pueden ser los de Seefeld en Austria; Nyon en Suiza y/o Llys y Fran en Reino Unido.

Capítulo 6. Estudios preliminares

6.1 Estudio 1. Emisión de los Gases de Efecto Invernadero en el proceso de depuración del Archipiélago Canario

6.1.1 Introducción

Este capítulo se centra en el análisis de la contribución al calentamiento global por parte de las estaciones de tratamiento de aguas residuales, a través de la emisión de los Gases de Efecto Invernadero que éstas ejercen mediante los distintos focos de emisión contemplado en las mismas. Los diversos análisis del proceso depurativo comienzan con una visión o estado de arte del mismo en el Archipiélago Canario, el cual, destaca por sus peculiaridades en lo referente a la fragmentación del territorio y al amplio abanico de tecnologías y procesos empleados. Posteriormente, se lleva a cabo el cálculo de la Huella de Carbono específica de diversas plantas de tratamiento de aguas residuales ubicadas en las islas. Los análisis de las diferentes plantas derivan de una matriz de trabajo realizada a partir de la búsqueda, petición de datos y estudio de los diferentes organismos y empresas que dedican parte de sus tareas al tratamiento, mantenimiento u operación de las depuradoras que coteja el archipiélago. Mientras que los cálculos de los gases de efecto invernadero se basan en los datos operacionales, factores de emisión, y en el empleo del protocolo estipulado por el Inter-Governmental Panel on Climate Change (IPCC, 2006), habiendo seleccionado este último al ser el más apropiado para obtener una visión general del proceso.

6.1.2 Archipiélago Canario

Las Islas Canarias constituyen uno de los archipiélagos del Océano Atlántico (Bosque Maurel and Valenti 1990), formando parte de las diecisiete comunidades autónomas de España (de Terán and i Sabarís 1968); y siendo, a su vez, la región más austral (Morales Matos 2001) del país, lo que le proporciona además el concepto de territorio ultraperiférico en la Unión Europea (Parlamento Europeo 2016). Este archipiélago se compone principalmente de siete islas distribuidas en dos provincias: La Gomera, La palma, El Hierro y Tenerife, forman la provincia de Santa Cruz de Tenerife con una densidad demográfica de 304 hab/Km^2, lo que representa 1.027.914 habitantes distribuidos en una superficie de 3.381 Km^2; mientras que Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria, constituyen la provincia de Las Palmas, la cual cuenta con una población de 1.096.980 habitantes y una superficie de 4.066 Km^2 que deriva en una densidad demográfica de 270 hab/Km^2 (Instituto nacional de estadística (INE). Gobierno de España. 2017). En las siguientes figuras se muestra la ubicación del archipiélago.

Figura 46: Ubicación y forma del archipiélago canario. (Fuente: Departamento geográfico. Gobierno de Canarias)

El archipiélago se encuentra situado al norte de África, exactamente entre las coordenadas 27◦ 37' y 29◦ 25' de latitud Norte y 13◦20' y 18◦ 10' de longitud Oeste (Gobierno de Canarias 2017), ubicándose además en la zona de transición entre el mundo templado y el tropical. A grandes rasgos, se puede decir que el clima de las Islas se caracteriza por unas precipitaciones muy escasas e irregulares, especialmente en las zonas bajas (menos de 300 mm), debido al predominio del Anticiclón de Las Azores. Esta escasez de recursos hídricos, la cual, en algunos casos alcanza el 90% de déficit (ISTAC 2013) ha traído consigo que Canarias sea una adelantada en cuanto a la satisfacción de su demanda con técnicas innovadoras y novedosas.

Por todo lo anterior, la disponibilidad de agua o el "capital hídrico" de un residente en las islas es de unos 20 m^3/habitante/año; cifra que ésta muy alejada de los 2.470 m^3/habitante/año de que dispone, potencialmente, un ciudadano peninsular (Braojos Ruiz, Farrujia De la Rosa, Isabel, and Fernandez Bethencourt 2006). Todo ello ocasiona una gestión que requiere del aumento de los recursos energéticos para la operación de los sistemas de desalación y depuración, que cada vez emplean tecnologías más intensivas en una zona que se caracteriza por su dependencia energética externa (Gobierno de Canarias 2007).

A su vez, dicho consumo energético trae consigo el consecuente aumento de la huella de carbono (Stokes and Horvath 2009), junto con la respectiva contribución al calentamiento global (Gu et al. 2016), tal y como se menciona en los capítulos anteriores. A ello hay que sumarle un problema derivado que tiene como tópico el aumento del nivel y de la calidad de vida (Connor 2015), además del hecho de que en el plazo de cuatro años se pretende el abastecimiento doméstico de una población de más de 2.150.00 habitantes (ISTAC 2013).

Con el objetivo de optimizar las estaciones de tratamiento de aguas residuales en la búsqueda de un equilibrio razonable entre los tres factores de viabilidad más importantes, a saber, el técnico, económico y medioambiental. En este estudio previo se desarrolla el estado de arte del proceso de depuración del archipiélago canario y el cálculo de los gases de efecto invernadero dentro de esta etapa del ciclo integral del agua.

6.1.3 El proceso de depuración en el Archipiélago Canario.

Siguiendo las estipulaciones acotadas en la Directiva 91/271/CEE (explicada en el apartado 3.5 de este documento), y teniendo en cuenta la heterogeneidad poblacional y la fragmentación del territorio canario, existe una gran proliferación de plantas depuradoras en las distintas islas, encontrándose el proceso de depuración descentralizado.

Analizando los antecedentes y la situación actual de las plantas depuradoras de aguas residuales, estas se han caracterizado en función de los siguientes factores, citando entre otros:

- Tipos de sistemas de tratamiento.
- Volumen de agua tratado.
- Habitantes equivalentes por municipio.
- Análisis biológico de las aguas residuales a la entrada y salida de la planta.
- Tratamiento y análisis de los fangos activos de desecho.
- Consumo energético.

Concluyendo con la composición de una matriz de trabajo, donde la clasificación de las Edars será función de su capacidad de agua a tratar, quedando de la siguiente manera.

1. Edars muy pequeñas.
   (< 1.000m^3/día)
2. Edars pequeñas.
   (1.000-5.000m^3/día)
3. Edars medianas.
   (5.000-10.000m^3/día)
4. Edars grandes.
   (>10.000m^3/día)

Esta clasificación de debe a la orografía y distribución de los respectivos habitantes en las islas (Instituto Tecnológico de Canarias. 2012). A continuación, se exponen una serie de gráficos en los que se sintetiza el análisis realizado. La siguiente figura corresponde a un diagrama circular que representa el volumen de agua residual tratado en el archipiélago.

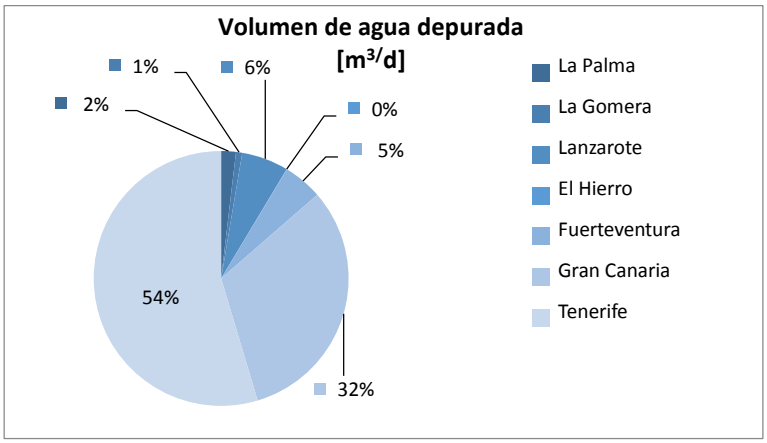


Figura 47: Agua residual tratada en cada isla del archipiélago canario. (Fuente: Realización propia)

La cuantificación de las estaciones depuradoras en función de las capacidades de agua a tratar, estipulados con anterioridad, se observa en la figura posterior.

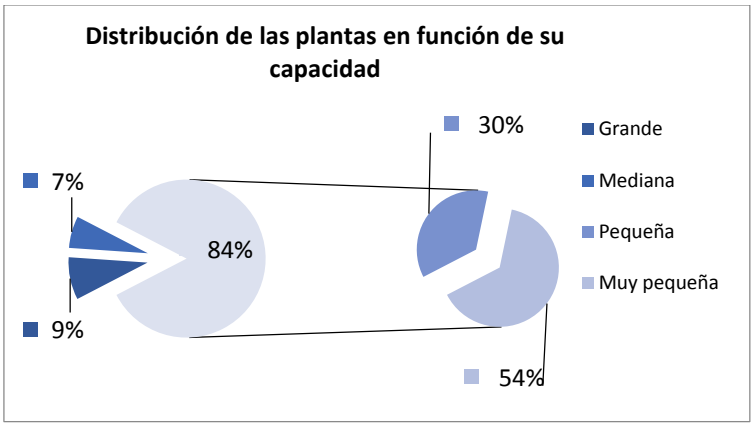


Figura 48: Percentil del número de plantas en función de capacidad. (Fuente: Realización propia)

Un análisis más pormenorizado se encuentra en la figura que se anexa a continuación, con el consiguiente diagrama de tablas en el que se realiza el mismo estudio, dentro de cada isla.

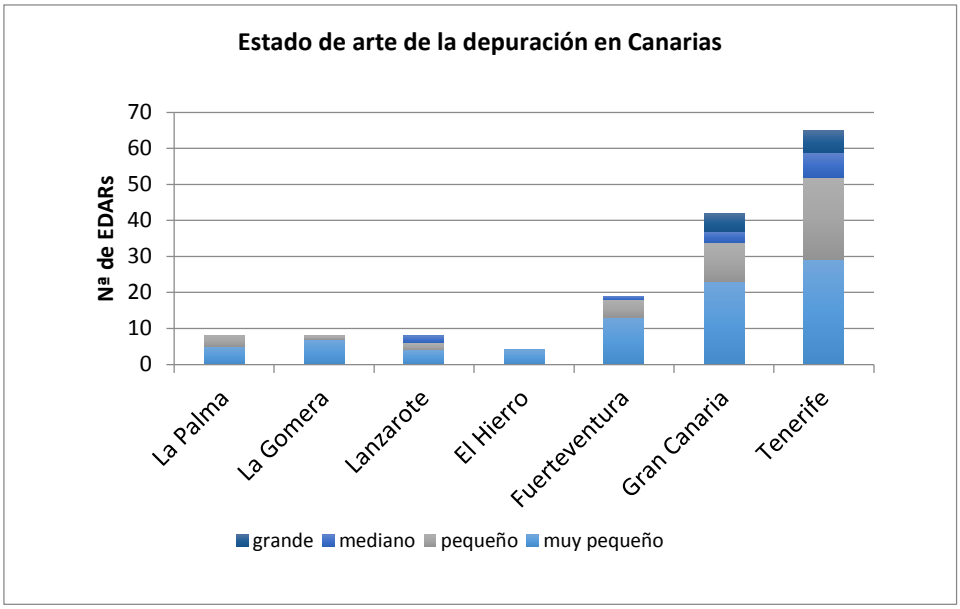


Figura 49: Análisis cuantitativo de las plantas en función de su capacidad. (Fuente: Elaboración propia).

Observando los gráficos adjuntos, se puede confirmar el hecho de que existe una gran cantidad de estaciones depuradoras con capacidades inferiores a los 1.000 m^3/día; esto se debe básicamente a la aplicación de la directiva anteriormente mencionada. Le siguen las estaciones con capacidades comprendidas entre los 1.000 y 5.000 m^3/día. En cuanto a las depuradoras de mediana y gran capacidad, la disminución del número de instalaciones es bastante notorio, las cuales, se encuentran situadas, en la mayoría de los casos Gran Canaria y Tenerife. No obstante, las islas de Fuerteventura y Lanzarote, poseen alguna planta de mediana capacidad. Algo fácil de explicar al encontrarse en los municipios caracterizados por una mayor demanda en el sector turístico (J. R. M. Rodríguez and Turégano 2008).

Otro de los factores estudiados son la cantidad de habitantes que cuentan con la posibilidad de disponer de un saneamiento básico. Los resultados obtenidos en la siguiente figura corroboran los análisis anteriores.

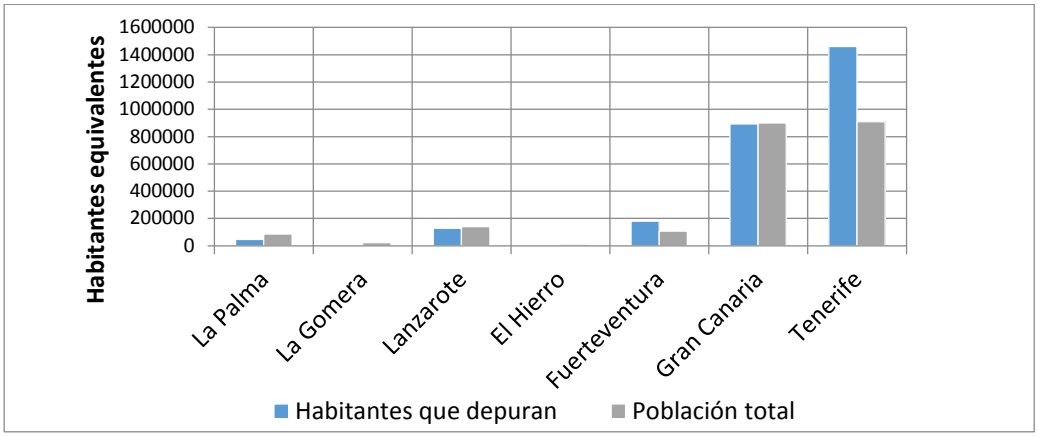


Figura 50: Análisis cuantitivo del acceso público al saneamiento. (Fuente: Elaboración propia)

Hay que tener en cuenta dentro de este examen que islas como la Palma, la Gomera, o Lanzarote, donde la población total parece ser superior al valor aportado por la población conectada a alguna planta de tratamiento de aguas residuales; de que existen otro tipo de sistemas depurativos como son los pozos filtrantes (BOC (Offical Canary Islands Gazette) 2001) y las fosas sépticas (BOC (Offical Canary Islands Gazette) 2002), las cuales suelen ubicarse en las zonas más descentralizadas y con un número reducido de habitantes censados dentro del territorio insular.

Analizado el estado de arte, y siguiendo las directrices de la estrategia que a escala global ha elaborado el grupo Intergubernamental del Panel de expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), estipulado en el documento “Mitigación del Cambio 2014”, con el objeto de mitigar este cambio; se procede a realizar el cálculo de los gases de efecto invernadero en las depuradoras canarias.

A raíz de las características, ventajas y desventajas, así como de la aplicación específica en Canarias, se decidió optar por la metodología elaborada por el IPCC, pues sienta las bases de la mayoría de los documentos anteriormente mencionados en el capítulo 4 de este documento, y consta de una gran diversidad de valores y datos técnicos evaluados por la comisión de expertos, siendo éstos necesarios en el estudio debido a la falta y escasez de información en el territorio español y canario en este sector.

Elegido el protocolo de actuación, únicamente queda definir los límites y estructura del cálculo metódico. Debido a la heterogeneidad y la fragmentación de las Edars en el archipiélago canario se ha optado por realizar el cálculo de cuatro depuradoras tipo, siendo cada una de ellas, representativa de cada uno de los rangos establecidos en el apartado anterior, las cuales se representan en la siguiente figura.

Figura 51: Estaciones de tratamiento de aguas residuales seleccionadas del archipiélago. (Fuente: Elaboración propia)
*Sureste: Datos aportados por Proyecto AQUAMAC.
**Jinámar: Datos aportados por CIA de Gran Canaria.
***Tazacorte: Datos aportados por CIA La Palma.
****P. Hidalgo: Datos aportados por Teidagua S.A.

6.1.4 Casos de estudio y desarrollo

Para conseguir un estricto análisis de la huella de carbono que se produce en planta, y remontándonos al apartado 4.3 del documento, hay que tener en cuenta, en primer lugar la diferenciación existente entre (Mannina et al. 2016a):

Emisiones indirectas: emisiones causadas por la planta, pero que no se producen directamente a través de los mecanismos y equipos que confrontan la instalación.

Emisiones directas: emisiones producidas por los principales componentes de dicho gas presentes en las aguas residuales.

En las emisiones indirectas, el principal factor a tener en cuenta es el intensivo consumo de energético (Molinos-Senante et al. 2013). La electricidad convencional, en la mayoría de los casos, se produce a través de un mix energético en el que predominan los combustibles fósiles (BOE (Offical State Gazette) 2015) provocando la emisión de gases de efecto invernadero en la central eléctrica que la genera (Janse and Wiers 2007). Para realizar el cálculo se hace uso de los factores de emisión de dióxido de carbono y de los coeficientes de paso a energía primaria aportados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía español (IDAE 2014). La siguiente tabla relaciona la capacidad de agua tratada y el consumo energético necesario para la operación de las plantas.

Edars	Capacidad (m^3/año)	Consumo Energético (kWh/año)
Grande	4.380.000	3.349.255
Mediana	3.650.000	1.554.719
Pequeña	547.500	164.079
M. Pequeña	232.140	203.632

Tabla 20: Consumo de energía eléctrica de las Edars seleccionadas. (Fuente: Elaboración propia)

El otro factor a calcular será la emisión indirecta causada por el transporte de los respectivos lodos (Remy, Lesjean, and Waschnewski 2012) de las aguas residuales, desde la planta de tratamiento hasta los correspondientes vertederos o plantas de biometanización.

Para el cálculo se ha empleado una metodología (Office of the Generalitat de Catalunya 2015) que ha tenido en cuenta tanto la distancia entre los dos focos, como el tipo de cilindrada de los camiones y el tipo de recorrido, así como la cantidad de días en los que se realiza la retirada de lodos. La tabla posterior hace alusión a la distancia recorrida por cada una de las plantas seleccionadas.

Edars	Distancia recorrida (Km)
Grande	33
Mediana	25,7
Pequeña	45
M. Pequeña	60

Tabla 21: Emisión producida por el transporte de los lodos. (Fuente: Elaboración propia)

Las emisiones directas se pueden dividir en dos secciones claramente diferenciadas. La primera se fundamenta en la emisión llevada a cabo en función de los diferentes procesos de tratamiento, mientras que la segunda se caracteriza por la emisión propia de los lodos de depuradora (Empresa Metropolitana de Abastecimiento y Saneamiento de Aguas de Sevilla (EMASESA). 2014).

Empezando por la primera de las secciones (procesos de tratamiento), se debe de constatar que, dentro de los componentes de la huella de carbono que forman parte de la fuente biogénica, no se han incluido las emisiones de CO_2 (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006b) ya que estos son considerados como parte del ciclo natural, no ocurriendo lo mismo con el CH_4 y N_2O, pues tienen un mayor potencial de calentamiento global (Pagilla et al. 2009).

Asimismo se confirma la nula emisión de estos tres componentes en el proceso de recolección de las aguas, ya que todo el alcantarillado canario se encuentra confinado bajo el subsuelo (Consejería de Infraestructuras, Transportes y Vivienda and Dirección General de Aguas. 2006).

Aclaradas estas dos consideraciones previas, se realiza el cálculo de los gases de efecto invernadero emitidos en las correspondientes plantas.

El CH_4 se produce por degradación anaerobia y su cuantía es función de la cantidad de materia orgánica degradable contenida en las aguas residuales, así como de la temperatura y del tipo de tratamiento.

Por su lado, el N_2O está asociado con la degradación de los componentes nitrogenados en las aguas residuales a saber: urea, nitrato y proteína (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006b).

Analizados los diferentes sistemas de depuración en el estudio del estado de arte, se puede confirmar que las mayores emisiones de estos compuestos se producen en los tratamientos del tipo anaerobio. Siendo los sistemas aerobios centralizados, los predominantes en las Islas Canarias, en este trabajo se advierte de que la emisión no debe ser muy acusada. No obstante, el hecho de que las condiciones del clima canario superan con creces la temperatura que favorece el proceso de producción del metano (15°C), así como la existencia de plantas con un elevado tiempo de vida media, ha favorecido la decisión coherente de la necesidad del cálculo de la huella de carbono en cuanto a la emisión de metano y óxido nitroso.

En lo referente al cálculo de metano, se emplea la siguiente ecuación.

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

Ecuación: Protocolo para el cálculo de la huella del carbono. (Fuente: Metodología IPPC. CH_4 (Kg/año))

Esta ecuación depende de factores como la fracción de la población del grupo de ingresos (U_i), el grado de utilización del sistema (T_{ij}), el factor de emisión (EF_j), el total de la materia orgánica en las aguas residuales (TOW), el componente orgánico separado como lodo (S), y la cantidad de CH_4 recuperado. Su cálculo y función se especifican en la siguiente tabla, empleando a su vez, los valores aportados por las diferentes plantas de tratamiento y en el caso contrario escogiendo los datos que, por defecto nos aporta el protocolo.

Factor	Cálculo	Función
U_i	P.defecto	-rural - urbana alta - urbana baja
T_{ij}	P. defecto	-rural - urbana alta - urbana baja
EF_j	$B_o \cdot MCF_j$	-Capacidad máxima de producir CH_4 -Factor Corrector
TOW	P·BOD·0,001·I·365	-Población - BOD per cápita -Factor de corrección
S	Valor aportado por cada planta	- Tipo de sistema
R	No es competente en el archipiélago	

Tabla 22: Cuantificación de la emisión de CH_4. Factores de cálculo. (Fuente: adaptado de IPCC)

En lo referente al cálculo de la Huella del N_2O, dentro del tratamiento de las aguas y siguiendo el mismo protocolo (IPCC), se establece la siguiente ecuación.

$$N_2O Emissions = N_{EFLUENT} \cdot EF_{EFLUENT} \cdot \frac{44}{28}$$

Ecuación: Protocolo para el cálculo de la huella del carbono. (Fuente: Metodología IPPC. N_2O (Kg/año))

Los factores a definir son: el nitrógeno en el efluente eliminado en medios acuáticos ($N_{EFLUENT}$) y el factor de emisión para las emisiones de N_2O provenientes de la eliminación en aguas servidas ($EF_{EFLUENT}$). Todo el procedimiento queda resumido en la tabla que se expone a continuación.

Factor	Cálculo	Función
$EF_{EFLUENT}$	P. defecto	-tipo de servicio
$N_{EFLUENT}$	Cálculo *	-Población -Consumo de proteína per cápita. -fracción de N_2 en proteína. - Proteínas no consumidas en las aguas - Proteínas comerciales -Nitrógeno separado en el lodo.

*$N_{EFLUENT} = (P \cdot Proteína \cdot F_{NPR} \cdot F_{NON-CON} \cdot F_{IND-COM}) - N_{LODO}$

Tabla 23: Cuantificación de la emisión de N_2O. Factores de cálculo. (Fuente: adaptado de IPCC)

Terminada la explicación del procedimiento del cálculo directo de la emisión en planta, es el momento de obtener las emisiones directas procedentes de la degradación y lixiviación del lodo en el vertedero. Este punto se subdivide a su vez en dos:

- Cálculo del carbono orgánico biodegradable.
- Cálculo del posible N_2O que permanece y/o forma el lodo.

Siguiendo las referencias del protocolo citado, el primero de los puntos verifica que en los lodos procedentes del sector doméstico el contenido de carbono orgánico biodegradable viene a ser el de un 45% de la materia seca (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006a). A partir de este dato y por relación estequiométrica en la reacción de oxidación se obtiene la emisión producida.

En lo respectivo al N_2O, después de haber simplificado los cálculos del protocolo teniendo en cuenta las características del proceso de depuración en las islas, las ecuaciones concluyen de la siguiente manera (Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 2006c).

$$N_2O_{(L)} - N = (F_{ON} + F_{SOM}).Frac_{LIXIVIACIÓN-(H)}.EF_5$$

Ecuación: Protocolo para el cálculo de la huella del carbono. (Fuente: Metodología IPPC. N_2O (Kg/año))

$$N_2O_{(L)} = N_2O_{(L)} - N \cdot \frac{44}{28}$$

Ecuación: Protocolo para el cálculo de la huella del carbono. (Fuente: Metodología IPPC. N_2O (Kg/año))

Los factores a tener en cuenta son: la cantidad anual de lodos cloacales (F_{ON}), cantidad anual de Nitrógeno mineralizado en los suelos relacionados con la pérdida de Carbono en la materia orgánica del mismo debido a la lixiviación (F_{SOM}), la fracción del nitrógeno en los suelos de los focos donde se produce la lixiviación ($Frac_{LIXIVIACIÓN-(H)}$), el factor de emisión de N_2O por lixiviación y escurrimiento (EF_5).

Factor	Cálculo	Función
F_{ON}	$F_{ON} = F_{SEW}$	-N total de barros cloacales.
F_{SOM}	V. nulo	- No es competente en el archipiélago.
$Frac_{LIXIVIACIÓN-(H)}$	P. defecto	Cálculo por expertos
EF_5	P. defecto	Cálculo por expertos

Tabla 24: Cuantificación de la emisión de N2O. Factores de cálculo. (Fuente: adaptado de IPCC)

6.1.5 Resultados

En este punto se aportarán todos los datos obtenidos de las cuatro plantas estudiadas. Para poder realizar una comparativa de todos los resultados, se ha implantado la unidad de tonelada métrica equivalente de dióxido de carbono anual (Tm_{eq} CO_2/año) (Pagilla et al. 2009), teniendo que hacer uso de los factores de conversión en cuanto a los respectivos potenciales de calentamiento de los diversos componentes que forman el gas de efecto invernadero emitido por las Edars.

Los resultados obtenidos se exponen, clasificados en función del tipo de emisión (directa e indirecta), y dentro de las mismas, en función del factor o componente del gas analizado.

Cálculo indirecto

Edars	Emisiones por consumo de energía eléctrica [Tm_{eq} CO_2/año]	Emisiones por transporte de lodo [Tm_{eq} CO_2/año]
Sureste	2.716	4
Jinámar	1.259	3
Tazacorte	133	5
P. Hidalgo	165	7

Tabla 25: Cuantificación de las emisiones indirectas. (Fuente: elaboración propia)

Cálculo directo

Emisiones de los procesos de tratamiento		
Edars	CH_4 [Tm_{eq} CO_2/año]	N_2O [Tm_{eq} CO_2/año]
Sureste	10.801	1.479
Jinámar	4.980	4.624
Tazacorte	13	9
P. Hidalgo	82	55
Emisiones propias del lodo		
Edars	Carbón orgánico biodegradable [Tm_{eq} CO_2/año]	N_2O [Tm_{eq} CO_2/año]
Sureste	9	48
Jinámar	6	32
Tazacorte	-	-
P. Hidalgo	-	1.7

Tabla 26: Cuantificación de las emisiones directas. (Fuente: elaboración propia)

Resumiendo, los diferentes tipos de emisiones (Tabla 27), puede confirmarse que ninguna de las plantas puede llevar a cabo su operación sin emitir una cantidad considerable de GEIs. Un análisis de las emisiones totales producidas a lo largo de la vida útil media de las plantas (25 años), concluye con aumentos bastante perjudiciales. Como ejemplo, ambos extremos (las Edar más pequeñas y de mayor tamaño) pueden emitir entre 7.767 y 446.975 toneladas equivalentes de CO_2.

Tm_{eq} CO_2	Sureste	Jinámar	*Tazacorte*	P. Hidalgo
Emisiones indirectas	2.720	1.262	138	172
Emisiones directas	12.336	9.642	22	138,7
Emisiones totales	*17.879*	*10.904*	*160*	*310,7*

Tabla 27: Cuantificación total de las emisiones. (Fuente: elaboración propia)

Para obtener una visión más completa de ambos tipos de emisiones, la siguiente figura muestra cómo los varían los porcentajes según el tamaño de la planta.

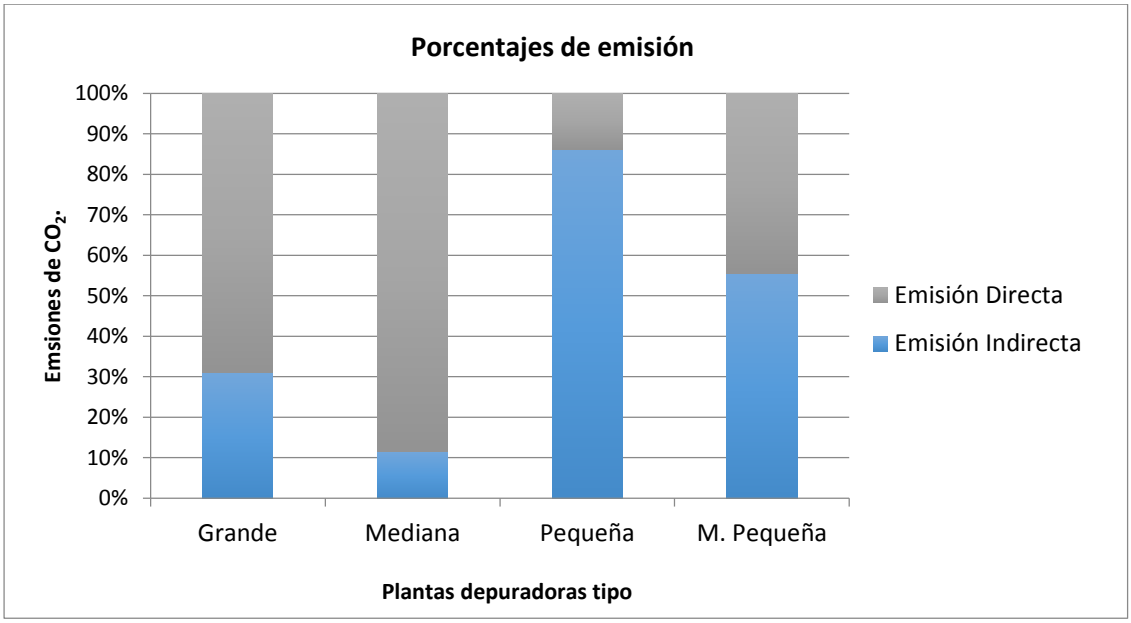


Figura 52: Porcentajes de emisión dentro de cada Edars tipo. (Fuente: Elaboración propia)

El consumo de energía es el mayor emisor indirecto analizado. La gran mayoría de las Edars de Canarias funcionan con un tratamiento biológico secundario aeróbico, por lo que los factores más determinantes son los derivados de los sistemas de bombeo y aireación. Debe considerarse el sobredimensionamiento derivado de la necesidad de instalaciones robustas en las Edars de menor tamaño, lo que provoca un aumento en su consumo de energía. La siguiente tabla muestra las relaciones entre estos factores.

Edars	Volumen [m^3/año]	Consumo energético [kWh/año]	Ratio [kWh/m^3]
Sureste	4.380.000	3.349.255	0,76
Jinámar	3.650.000	1.554.719	0,4
Tazacorte	547.500	164.079	0,31
P. Hidalgo	232.140	203.632	0,9

Tabla 28: Edars casos de estudio. Ratio (kWh/m^3). (Fuente: Elaboración propia)

En cuanto al transporte, entre los factores analizados, el factor más determinante es la distancia entre la planta de tratamiento y la zona de vertido o tratamiento de lodos. Este tipo de emisión se caracteriza por ser una de las más pequeñas, sin embargo, debe ser eliminado, pues el Parlamento Europeo solicita la prohibición progresiva de los vertederos antes del año 2020 (Dasliva 2012).

Observando los resultados de las emisiones directas y comparando ambos emisores, CH_4 y N_2O, se verifica que, aunque son tratamientos aerobios, las emisiones de metano se extienden por casi todos los tipos de plantas, confirmando la gran influencia de las condiciones climatológicas en las islas.

Con respecto al N_2O, se ha observado que los resultados tienden a fluctuar. Esto se debe a la instalación de procesos de desnitrificación en algunas plantas.

Por último, las emisiones procedentes de la biodegradación de los lodos, ya sea en vertederos o en espacios confinados, están en la mayoría de los casos dentro de valores insignificantes. Sin embargo, al observar su resultado con la suma final de todos los lodos producidos en las Edars de Canarias y añadirle las correspondientes emisiones de transporte del lodo, este valor podría ser mucho mayor.

Hay varias maneras de evitar estas emisiones. La proporción causada por el consumo de energía es una de las más rentables para disminuir los factores técnicos, económicos y ambientales. El uso de energías renovables en el archipiélago canario aporta una solución satisfactoria. Las islas están en un área adecuada para la aplicación de este tipo de energía limpia (el análisis de la radiación solar y las condiciones del viento así lo confirman). La integración de estas tecnologías limpias (internas y externas a la planta) será, por tanto, la causa del siguiente estudio preliminar. En cuanto a las emisiones causadas por los procesos operativos, éstas son las más complicadas de eliminar debido a la imposibilidad de cambiar las temperaturas. En el ámbito de la eliminación de los lodos, y sabiendo que la legislación sobre la descarga de residuos en el medio ambiente es cada vez más restrictiva (Hu et al. 2016), puede confirmarse que la instalación de plantas de biometanización/gasificación/ incineración mejoraría el impacto medioambiental.

6.2 Estudio 2. Análisis de la implantación de las Energías Renovables en las Edars de Gran Canaria

El presente estudio tiene como objetivo la elaboración de una matriz de análisis de viabilidad en la implantación de energías renovables dentro de las depuradoras pertenecientes a Las Palmas de Gran Canaria. Al haber una seria cantidad de estaciones de agua residuales en la isla, el estudio se acotó a las depuradoras que coteja el Consejo Insular de Aguas (CIA).

El Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria es un organismo adscrito al cabildo que explota gran parte de las depuradoras de la isla. Asimismo, dispone de redes de distribución de agua depurada por toda la geografía insular, desde el sur en Tirajana, al norte, en Gáldar.

Su inventario dispone de unas veinticinco estaciones de depuración de aguas residuales que se dividen en dos sectores bien diferenciados, los cuales se denominan Zona Norte y Zona Centro. A parte de esto, el consejo participa en una gran diversidad de actividades en otras depuradoras pertenecientes a la ínsula.

En la siguiente tabla se exponen las Edars del CIA con sus características y datos técnicos, y a continuación un mapa cartográfico en el que se puede observar las situaciones de las estaciones en el territorio insular (CIA 2017).

DOCUMENTACIÓN			*DATOS TÉCNICOS*		
Denominación	***Ubicación***	***Tipo de tratamiento***	***Producción teórica (m^3/d)***	***Producción real (m^3/d)***	***Hab. Equivalentes***
Agaete	Agaete	Aireación extendida/ eras de secado	500	425	5.000
El Risco	Agaete	Oxidación total	60		600
Cardones	Arucas	Fangos activos, digestión aeróbica-filtros de banda	2.000	1.800	20.000
Bañaderos	Arucas	Aireación extendida/ eras de secado	500	382	5.000
Guía - Gáldar	Gáldar	Fangos activos, digestión aeróbica-filtros de banda	3.000	2.625	30.000
Sardina del Norte	Gáldar	Aireación extendida/ eras de secado	200	200	2.000
El Juncal	Gáldar		120		800
Moya (San felipe)	Moya	Aireación extendida/ eras de secado	500	430	3.000
Fontanales (Bco. Laurel)	Moya	Oxidación total	75	75	750
Teror	Teror	Aireación extendida/ eras de secado	500	450	5.000
La Aldea	San Nicolás de Tolentino	Aireación extendida/ eras de secado	1.000	1.000	10.000
Tasarte	San Nicolás de Tolentino	Oxidación total /Espesador dinámico de fangos	100	80	750
Bco. Seco II	Las Palmas de G.C.	Etapa A-B, digestión aeróbica-filtros de banda	34.800	20.000	290.000
Jinamar	Las Palmas de G.C.-Telde	Reactor biológico con micromenbranas	10.000		50.000
Tejeda	Tejeda	Aireación extendida/ eras de secado	225	60	1.500
Artenara	Artenara	Oxidación total	120	70	600
San Mateo	Vega de San Mateo	Fangos activos, + deshidratación de fangos	750		5.000
Arguineguín	Arguineguín	Aireación extendida/ eras de secado	3.000	2.700	30.000
Puerto de Mogán	Mogán	Aireación extendida/ eras de secado	1.500	1.000	1.000
Las Casillas	Mogán	Aireación extendida/ eras de secado	400	250	4.000
Veneguera	Mogán	Fangos activos, digestión aeróbica-filtros de banda	150	100	2.000
Madrelagua		Fangos activos, digestión aeróbica-filtros de banda	45	10	300
El Tablero	S. Bartolomé de T	Fangos activos, digestión aeróbica-filtros de banda	12.000		50.000

Tabla 29: Estaciones de tratamiento de aguas residuales que coteja el CIA. (Fuente: Elaboración propia)

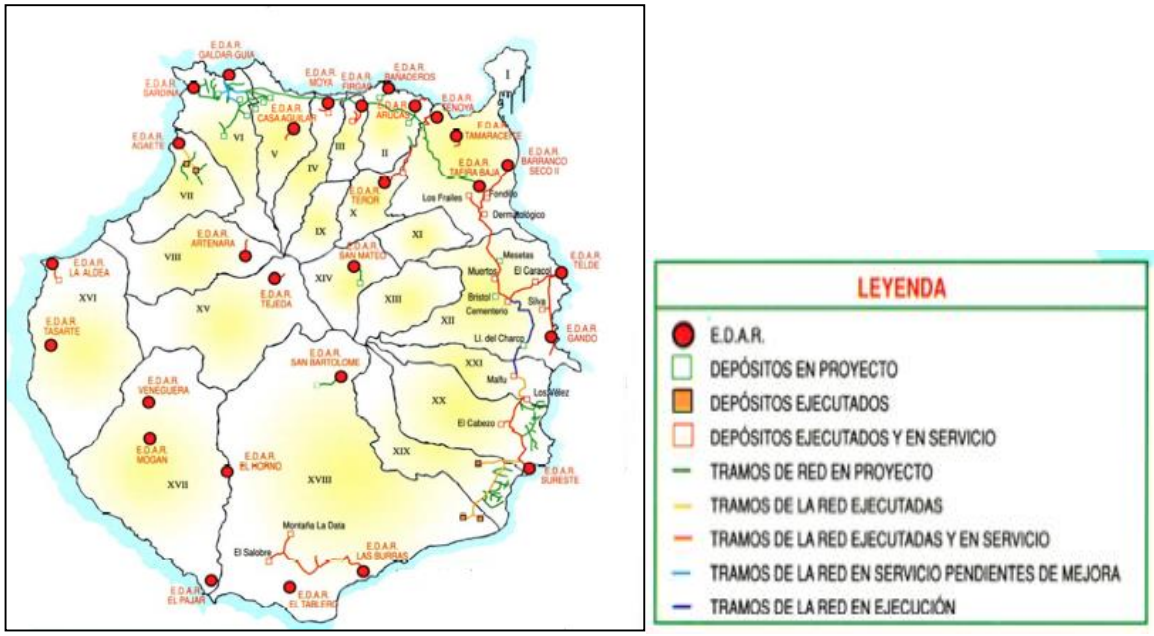


Figura 53: Consejo insular de aprovechamiento de aguas de Gran Canaria. (Fuente: CIA)

Para llevar a cabo el análisis de viabilidad en dichas plantas, se procede al pre-estudio de cada una de las estaciones con el fin de obtener las características climatológicas de las mismas. La información se ha obtenido del programa informático "GRAFCAM" en el que se encuentra expuesta la cartografía canaria (GRAFCAN 2017). El primer anexo del presente documento concentra todo el pre-estudio realizado a cada Edar, previa descripción de la leyenda del programa empleado; En este apartado solo se expondrá una de ellas, siendo este representativo de la planta de Agaete (al ser la primera planta de la tabla anterior), a modo de ejemplo.

1. Edar de Agaete. Datos Técnicos

Término municipal	
Municipio	AGAETE
Código municipio	35001
Elementos urbanos	
Descripción	Complejo. Recinto
Nombre	Depuradora
Edificios y construcciones	
Descripción	Nave Industrial

Latitud	**Longitud**
28º06'17'' N	15º42'27'' O
28º06,280533' N	15º42,443168' O
28,10467555	-15,70738614
X	Y
430.514,35	3.108.999,98

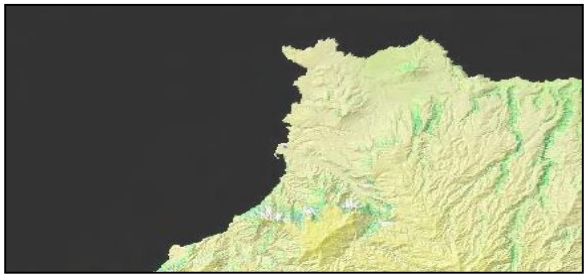
Figura 54: Pre-estudio Edar de Agaete. Datos Técnicos. (Fuente: Elaboración propia)

Edar de Agaete. Recurso eólico

Coordenada UTM X	430.550
Coordenada UTM Y	3.108.950
Coordenada geográfica Longitud	-15,707
Coordenada geográfica Latitud	28,104
Elevación del terreno	20 m
Rugosidad del terreno	0,100
Velocidad media del viento	7,22 m/s
Constante C (Weibull)	7,82
Constante k (Weibull)	2,331

Figura 55: Pre-estudio Edar de Agaete. Recurso eólico. (Fuente: Elaboración propia)

Edar de Agaete. Recurso solar



POTENCIAL FOTOVOLTAICO	
Total Anual (Kwh/KWp)	
Sobre sup inclinada	1421.7
Con seguimiento polar	1970.6
Con seguimiento en dos ejes	2182.5
Media Anual (día, Kwh/KWp)	
Sobre sup inclinada	3.89500
Con seguimiento polar	5.39900
Con seguimiento en dos ejes	5.98000
Mensual sobre sup inclinada (día, Kwh/KWp)	
sup inclinada. Enero	116.05300
sup inclinada. Febrero	110.01000
sup inclinada. Marzo	143.87900
sup inclinada. Abril	126.85400
sup inclinada. Mayo	129.65400
sup inclinada. Junio	115.96400
sup inclinada. Julio	114.08100
sup inclinada. Agosto	117.59100
sup inclinada. Septiembre	126.76200
sup inclinada. Octubre	124.32400
sup inclinada. Noviembre	97.58300
sup inclinada. Diciembre	99.04300

RADIACIÓN GLOBAL	
Mensual sobre sup inclinada (día, Kwh/KWp)	
sup inclinada. Enero	4812.7
sup inclinada. Febrero	5358.2
sup inclinada. Marzo	6333.4
sup inclinada. Abril	6214.2
sup inclinada. Mayo	6320.9
sup inclinada. Junio	6135.8
sup inclinada. Julio	5945.7
sup inclinada. Agosto	5972.5
sup inclinada. Septiembre	6158.6
sup inclinada. Octubre	5412.60
sup inclinada. Noviembre	4385.7
sup inclinada. Diciembre	4212.1

TEMPERATURA DIURNA	
Media Anual y Mensual (ºC)	
Media Anual	**21.8**
Enero	18,2
Febrero	19
Marzo	19,8
Abril	19,9
Mayo	21,3
Junio	22,8
Julio	24,3
Agosto	25,3
Septiembre	25,1
Octubre	24,2
Noviembre	21,7
Diciembre	19,7

Figura 56: Pre-estudio Edar de Agaete. Recurso eólico. (Fuente: Elaboración propia)

A continuación, se realiza el estudio por separado de cada una de las tecnologías a aplicar en las depuradoras del Consejo Insular de Aguas, tanto recursos externos como internos, finalizando con una matriz en la que se puede observar el orden de las estaciones en función de su mayor/mejor rendimiento y aceptación de la tecnología.

6.2.1 Recurso interno. Energía micro-hidráulica

Para la realización de este estudio se necesitarán los caudales de cada una de las Edars y la elevación del terreno de las mismas pudiendo garantizar y, en el mejor de los casos elegir, cuál de las turbinas helicoidales se adaptan mejor a la depuradora. Para ello ha sido necesario la realización de un catálogo con todas y cada una de las empresas que fabrican este tipo de turbinas, el cual, fue realizado de mutuo propio y se adjunta en el apartado de anexos, como segundo estudio: "Catálogo de micro-turbinas internas en tubería".

TECNOLOGÍAS INTERNAS						
RECURSO MINIHDRÁULICO						
Edar	***Caudal (L/s)***	***Elevación terreno (m)***	***Viabilidad***	***Modelo de turbina***	***casa turbina***	***Potencia (kW)***
Agaete	5,79	20	**X**	C-751	Canyon (6m)	0,23
El risco	0,69	21	**X**	model 12"	Hydrocoil	9
Cardones	23	103	**X**	C-9513	Canyon (12m)	1,4
Bañaderos	5,79	35	**X**	C-751	Canyon (6m)	0,23
Guía - Gáldar	35	18	**X**	S3C hydro-eKIDS	Toshiba	2--20
Sardina del Norte	2,31	24	**X**	model 12"	Hydrocoil	9
San Felipe (Moya)	5,79	50	**X**	C-751	Canyon (6m)	0,23
Fontanales (Bco. Del laurel)	0,87	930	--			
Teror	5,79	424	**X**	C-751	Canyon (6m)	0,23
La Aldea	11,57	91	**X**	C-751	Canyon (12m)	1,4
Tasarte	1,157	16	**X**	model 6"	Hydrocoil	2,4
Bco. Seco II	403	70	**X**	311-1	IEA(kubota)	3,1--90

Tejeda	2,6	920	**--**			
Artenara	1,4	1.041	**X**	model 12"	Hydrocoil	9
San Mateo	8,68	798	**X**	C-751	Canyon (12m)	1,4
Arguineguín	34,7	59	**X**	C-1220	Canyon (12m)	2,6
Puerto Mogán	17,36	40	**X**	C-9513	Canyon (9 m)	0,9
Las casillas	4,63	187	**--**			
Venegueras	1,73611	245	**--**			
Madrelagua	0,521	984	**--**			
El Juncal	1,38	70	**--**			
Jinamar	115,74	10	**X**	C-2435	Canyon (12m)	8
El Tablero	138,89	55	**X**	311-2	IEA(Fuji)	3--250

Tabla 30: Viabilidad del recurso mini-hidráulico en las Edars de CIA. (Fuente: Elaboración propia)

*Nota: En la columna de viabilidad, las "**X**" representan un total acoplamiento de la tecnología, mientras que "**—**" indica que es inviable su desarrollo.*

Las estaciones se enumerarán en función de su mayor potencia dada. Como algunas de las Edars optan por el mismo modelo de turbina, en ese caso el orden se ha realizado en función de la altura mayor. El listado queda de la siguiente manera.

ORDEN (mayor a menor)		
1. El Tablero	9. Tasarte	17. Agaete
2. Barranco Seco	10. San Mateo	
3. Guía - Gáldar	11. La Aldea	
4. Artenara	12. Cardones	
5. Sardina	13. Puerto Mogán	
6. El risco	14. Teror	
7. Jinamar	15. San Felipe (moya)	
8. Arguineguín	16. Bañaderos	

Tabla 31: Clasificación del recurso mini-hidráulico en las Edars de CIA. (Fuente: Elaboración propia)

6.2.2 Recurso interno. Energía de biomasa

En este apartado se realiza el estudio del tratamiento de fangos mediante la digestión anaerobia y las pilas de combustible, junto con el proceso de cogeneración pudiendo generar tanto energía eléctrica como térmica. Para ello se ha tenido que tener en cuenta la información proporcionada por la Agencia de Protección Medioambiental (Environment Protection Agency, EPA) de los EE.UU, en la que realiza una serie de afirmaciones justificadas de manera teórica y experimental (EPA 1974):

- 100 galones diarios dan lugar a un pie cúbico de gas digerido o lo que es lo mismo, un metro cúbico de agua residual al día produce 0,0749 metros cúbicos de gases digeridos.

- Cada millón de galones diarios de flujo de aguas residuales pueden producir suficiente biogás en un digestor anaeróbico para generar 26kW de energía eléctrica y 2,4 millones de BTU (millones de 6.04,8 calorías/hora) de energía térmica, en un sistema CHP.

Con esta información y la producción teórica de cada una de las depuradoras se crea la siguiente tabla.

TECNOLOGÍAS INTERNAS				
RECURSO DE DIGESTIÓN				
Edar	***Producción teórica (m^3/d)***	***Producción de Gas digerido (m^3/d)***	***Energía eléctrica obtenida (kW)***	***Energía térmica obtenida (millones de calorías/h)***
Agaete	500	3,70	3,5	79,9
El risco	60	0,45	0,41	95,8
Cardones	2.000	14,98	13,7	319,5
Bañaderos	500	3,75	3,44	79,9
Guía - Gáldar	3.000	22,47	20,60	479,3
Sardina del Norte	200	1,50	1,37	32
San Felipe (Moya)	500	3,75	3,44	79,88
Fontanales (Bco. Del laurel)	75	0,56	0,52	11,3
Teror	500	3,7	3,43	79,9
La Aldea	1.000	7,49	6,87	159,8
Tasarte	100	0,75	0,69	15,78
Bco. Seco II	34.800	260,65	239,05	5.560,7

Tejeda	225	1,69	1,54	35,28
Artenara	120	0,89	0,82	20,16
San Mateo	750	5,62	5,15	126
Arguineguín	3.000	22,47	20,60	231,8
Puerto Mogán	1.500	11,23	10,31	239,4
Las casillas	400	2,99	2,75	63
Veneguera	150	1,12	1,1	23,94
Madrelagua	45	0,34	0,31	7,1
El Juncal	120	0,89	0,82	19,17
Jinamar	10.000	74,90	68,69	1.597,7
El Tablero	12.000	89,88	82,43	1.917,8

Tabla 32: Viabilidad del recurso de biomasa en las Edars de CIA. (Fuente: Elaboración propia)

Los resultados obtenidos en función de la energía fueron los siguientes.

ORDEN (mayor a menor)		
1. Barranco Seco	8. San Mateo	15. Sardina
2. El Tablero	9. Teror	16. Veneguera
3. Jinamar	10. Bañaderos	17. El Juncal
4. Arguineguín	11. Agaete	18. Artenara
5. Cardones	12. San Felipe	19. Tasarte
6. Puerto mogán	13. Las casillas	20. Fontanales
7. La Aldea	14. Tejeda	21. El risco
		22. Madrelagua

Tabla 33: Clasificación del recurso de biomasa en las Edars de CIA. (Fuente: Elaboración propia)

6.2.3 Recurso externo. Energía hidráulica

Para la realización del estudio hidráulico, se necesita de los datos de caudal y elevación del terreno de la depuradora. Las características técnicas que se han tenido en cuenta para garantizar la correcta aplicación de esta tecnología a las depuradoras están recogidas en el libro de mecánica de fluidos y máquinas hidráulicas de Claudio Mataix, y son los siguientes (Mataix and others 1982):

- La altura mínima para un rango de caudal (Q) entre 35 < Q (L/s) < 130 es de 1,5 metros.
- Para caudales de unos 5 L/s, se necesita de una altura que se encuentre entre el rango 3 < H (m) < 15.

Una vez definidas estas características, y con la ayuda de las ecuaciones que se muestran a continuación:

Potencia teórica (kW) = Q * H *g

→Donde por g se entiende la aceleración de la gravedad (9,81 m/s^2).

Potencia mecánica (kW) = Pteórica* Rendimiento de la turbina

→El rendimiento de la turbina se encuentra en el rango 0,5-0,7 en el que se elige un valor intermedio (0,6).

Potencia eléctrica (kW) = Pmecánica* Rendimiento del aerogenerador

→El valor estándar del rendimiento del aerogenerador es de 0,85.

Energía producida (kWh) = Potenciaeléctrica* Horas que trabaja la turbina

→En este caso la turbina no cesa de trabajar en todo el año, por tanto, el número de horas asciende a 8.760.

Teniendo en cuenta las especificaciones técnicas y las ecuaciones explicadas con anterioridad, se obtiene la siguiente tabla.

TECNOLOGÍAS EXTERNAS								
RECURSO HIDRÁULICO								
Edar	***Elevación terreno (m)***	**Caudal$_{teórico}$ (m^3/s)**	***Caudal (L/s)***	***Potencia teórica (KW)***	***Potencia mec (KW)***	***Potencia electrica (KW)***	***Energía (KW/h)***	***Viabilidad***
Agaete	20	0,006	5,79	1,1	0,68	0,58	5.075,2	**X**
El risco	21	0,001	0,69	0,14	0,08	0,07	635,05	--
Cardones	103	0,023	23	23,24	13,94	11,8	10.3826	**X**
Bañaderos	35	0,01	5,79	2	1,19	1,014	8.881,6	**X**
Guía - Gáldar	18	0,04	35	6,13	3,68	3,13	2.7374,4	**X**
Sardina del Norte	24	0,01	2,31	0,54	0,32	0,28	2.419,3	--
Moya	50	0,006	5,79	2,84	1,70	1,45	12.687,9	**X**
Fontanales (Bco. Del laurel)	930	0,001	0,87	7,94	4,76	4,05	35.460,5	--
Teror	424	0,006	5,79	24,1	14,45	12,28	10.7594	**X**
La Aldea	91	0,012	11,57	10,33	6,20	5,27	46.144,3	--
Tasarte	16	0,002	1,157	0,25	0,15	0,13	1.101	--
Bco. Seco II	70	0,40	403	276,7	166,04	141,14	1.236.364	**X**
Tejeda	920	0,003	2,6	23,47	14,08	11,97	104.834,6	--
Artenara	1.041	0,001	1,4	14,3	8,58	7,29	63.873,7	--
San Mateo	798	0,01	8,68	67,32	40,40	34,33	300.777	**X**
Arguineguín	59	0,03	34,7	20,1	12,05	10,24	89.727,3	--
Puerto Mogán	40	0,02	17,36	6,81	4,09	3,47	30.433,6	--
Las casillas	187	0,005	4,63	8,49	5,10	4,33	37.946	--
Veneguera	245	0,002	1,736	4,17	2,5	2,13	18640,56	--
San Felipe (MOYA)	50	0,006	5,8	2,85	1,71	1,45	12.709,9	--

Madrelagua	984	0,0005	0,52	5,02	3,01	2,56	22.425,5	--
El Juncal	70	0,0014	1,38	0,95	0,57	0,48	4.233,7	--
Jinámar	10	0,12	115,74	11,35	6,81	5,79	50.708	**X**
El Tablero	55	0,14	138,89	75	45	38,25	335.058,6	**X**

Tabla 34: Viabilidad del recurso hidráulico en las Edars de CIA. (Fuente: Elaboración propia)

Los resultados obtenidos en función de la energía fueron los siguientes.

ORDEN (mayor a menor)	
1. Barranco Seco	6. Jinámar
2. El Tablero	7. Guía-Gáldar
3. San Mateo	8. Moya
4. Teror	9. Bañaderos
5. Cardones	10. Agaete

Tabla 35: Clasificación del recurso hidráulico en las Edars de CIA. (Fuente: Elaboración propia)

Se procede a la asignación de tipo de central hidráulica que corresponde a cada una de las estaciones de acuerdo con los siguientes criterios aportados por la clasificación "UNIDO".

- Pico → Potencia [0-5] kW.
- Micro → Potencia [5-100] kW.
- Mini → Potencia [100-1000] kW.
- Pequeña → Potencia [1000-10.000] kW.

Junto con la asignación de central se procede a la selección de la turbina que mejor se acople a cada una de las depuradoras ayudados de la siguiente tabla y diagrama (European Small Hydropower Association 2006).

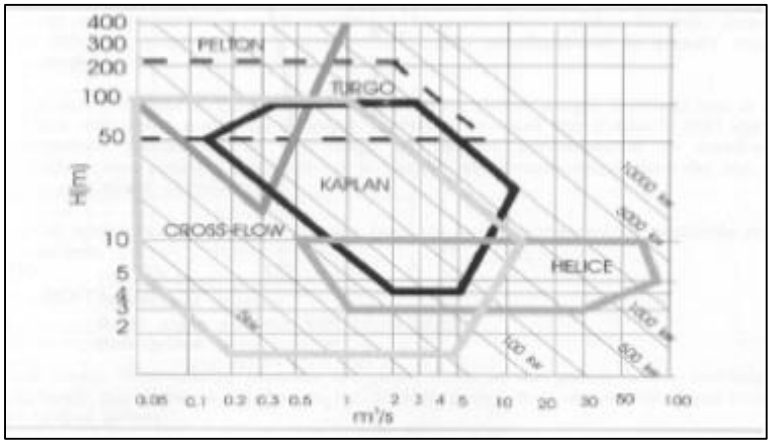


Figura 57: Selección del tipo de turbina. (Fuente: European Small Hydropower Association)

Turbina	Caudal (l/s)	Salto (m)
Pelton	1-1.000	20-300
Kaplan	20-2.000	5-100
Francis	500-2.000	2-10

Tabla 36: Selección del tipo de turbina.

En la siguiente tabla se muestran las dos clasificaciones.

TECNOLOGÍAS EXTERNAS			
RECURSO HIDRÁULICO			
Edar	***Viabilidad***	***Clasifiación UNIDO***	***Tipo de turbina***
Agaete	**X**	pico central	Pelton
Cardones	**X**	micro central	Pelton/Kaplan
Bañaderos	**X**	pico central	Pelton
Guía - Gáldar	**X**	pico central	Kaplan
San Felipe (Moya)	**X**	pico central	Pelton/Kaplan
Teror	**X**	micro central	Pelton
Barranco. Seco II	**X**	mini central	Pelton/Kaplan
San Mateo	**X**	micro central	Pelton
Jinamar	**X**	micro central	Kaplan
El Tablero	**X**	micro central	Pelton/Kaplan

Tabla 37: Selección de la turbine adecuada para cada Edar. (Fuente: Elaboración propia)

6.2.4 Recurso externo. Energía fotovoltaica

En el caso del recurso solar, al tener una gran radiación solar en la mayoría de la isla durante todo el año, se ha optado por ordenar las estaciones de agua residuales en función de su mayor potencial solar (KWh en relación de un kWpico). Este dato se ha obtenido del programa topográfico de Grafcan, con la introducción de las coordenadas, (longitud y latitud) de cada una de las depuradoras (como se explicó con anterioridad).

TECNOLOGÍAS EXTERNAS			
RECURSO SOLAR			
Edar	***Potencial (KWh/KWp)***	***Latitud***	***Longitud***
Agaete	1.430,7	28º06’17’’ N	15º42’27’’ O
El risco	1.445,1	28º03’055’’ N	15º44’09’’ O
Cardones	1.263,8	28º08’28’’ N	15º31’22’’ O
Bañaderos	1.272,7	28º08’43’’ N	15º31’43’’ O
Guía - Gáldar	1.360,3	28º09’11’’ N	15º40’01’’ O

Sardina del Norte	1.444,7	28º08’52’’ N	15º41’43’’ O
San Felipe (Moya)	1.309,9	28º08’32’’ N	15º35’16’’ O
Fontanales (Bco. Del laurel)	1.211,9	28º03’44’’ N	15º36’18’’ O
Teror	1.378,3	28º04’25’’ N	15º31’53’’ O
La Aldea	1.570,7	28º00’03’’ N	15º48’50’’ O
Tasarte	1,463	27º52’20’’ N	15º48’17’’ O
Bco. Seco II	1.345,2	28º05’23’’ N	15º25’35’’ O
Tejeda	1.476,6	27º59’42’’ N	15º37’18’’ O
Artenara	1.525,5	28º01’53’’ N	15º39’38’’ O
San Mateo	1.433,9	28º00’38’’ N	15º31’43’’ O
Arguineguín	1.454,2	27º46’05’’ N	15º39’50’’ O
Puerto Mogán	1.443,5	27º49’55’’ N	15º45’10’’ O
Las casillas	1.470,7	27º52’18’’ N	15º44’07’’ O
Veneguera	1.506,7	27º54’09’’ N	15º43’53’’ O
Madrelagua	1.284,5	28º02’14’’ N	15º44’07’’ O
El Juncal	1.428,5	28º07’00’’ N	15º41’34’’ O
Jinamar	1.420,3	28º01’36’’ N	15º23’17’’ O
El Tablero	1.272,7	27º45’50’’ N	15º36’27’’ O

Tabla 38: Viabilidad del recurso solar en las Edars del CIA. (Fuente: Elaboración propia)

ORDEN (mayor a menor)		
1. La Aldea	9. Sardina	17. Barranco Seco
2. Artenara	10. Puerto Mogán	18. San Felipe
3. Veneguera	11. San Mateo	19. Madrelagua
4. Tejeda	12. Agaete	20. El Tablero
5. Las casillas	13. El Juncal	21. Bañaderos
6. Tasarte	14. Jinámar	22. Cardones
7. Arguineguín	15. Teror	23. Fontanales
8. El Risco	16. Guía-Galdar	

Tabla 39: Clasificación del recurso solar en las Edars del CIA. (Fuente: Elaboración propia)

6.2.5 Recurso externo. Energía eólica

Para el tratamiento del recurso eólico y la implantación de los aerogeneradores, se hace uso de las coordenadas UTM, pudiendo analizar de esta manera la velocidad del viento. Con este dato se hace bastante predecible la aplicabilidad de esta tecnología en las plantas de tratamiento de aguas residuales, pues es sabido que el rango óptimo se encuentra entre los 6-8 m/s (Hulshorst 2009). A continuación, se muestran los siguientes resultados.

TECNOLOGÍAS EXTERNAS				
RECURSO EÓLICO				
Edar	***Velocidad media del viento (m/s)***	***Coodenada UTM x***	***Coordenada UTM Y***	***Viabilidad***
Agaete	7,22	430.550	3.108.950	**X**
El risco	4,68	427.650	3.103.150	--
Cardones	3,98	448.650	3.112.950	--
Bañaderos	3,78	448.150	3.113.450	--
Guía - Gáldar	6,38	434.550	3.114.350	**X**
Sardina del Norte	6,97	431.750	3.113.750	**X**
San Felipe (Moya)	4,31	442.250	3.113.050	--
Fontanales (Bco. Del laurel)	4,94	440.550	3.104.250	--
Teror	4,21	447.750	3.105.450	--
La Aldea	6,93	420.050	3.097.550	**X**
Tasarte	2,95	420.750	3.083.350	--
Bco. Seco II	4,37	458.050	3.107.250	--
Tejeda	5,71	438.850	3.096.750	--
Artenara	6,83	435.050	3.100.850	**X**
San Mateo	3,48	448.050	3.098.450	--
Arguineguín	2,89	434.550	3.071.650	--
Puerto Mogán	1,94	425.850	3.078.850	--
Las casillas	2,31	427.650	3.083.150	--
Venegueras	2,84	428.050	3.086.650	--

Madrelagua	3,91	444.050	3.101.450	--
El Juncal	7,02	431.950	3.110.350	**X**
Jinamar	6,63	461.850	3.100.150	**X**
El Tablero	3,64	440.150	3.071.250	--

Tabla 40: Viabilidad del recurso eólico en las Edars del CIA. (Fuente: Elaboración propia)

ORDEN (mayor a menor)	
1. Agaete	5. Artenara
2. El Juncal	6. Jinámar
3. Sardina del Norte	7. Guía-Galdar.
4. La Aldea	

Tabla 41: Clasificación del recurso eólico en las Edars del CIA. (Fuente: Elaboración propia)

6.2.6 Resultados

Para finalizar con el pre-estudio, se ha trazado una matriz que representa cada una de las depuradoras y sus respectivos resultados en cuanto a la viabilidad de la aplicación de las cinco tecnologías estudiadas. Recordar que el símbolo "**X**" representa una correcta aplicación, mientras que el símbolo "**—**"indica lo contrario, es decir, su ineficiencia en el estudio.

Edar	**TECNOLOGÍAS EXTERNAS**			**TECNOLOGÍAS INTERNAS**	
	RECURSO HIDRÁULICO	RECURSO EÓLICO	RECURSO SOLAR	RECURSO MICROHIDRÁULICO	RECURSO DE BIOMASA
Agaete	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**
El risco	--	--	**X**	**X**	**X**
Cardones	**X**	--	**X**	**X**	**X**
Bañaderos	**X**	--	**X**	**X**	**X**
Guía - Gáldar	**X**	**X**	**X**	**X**	**X**
Sardina del Norte	--	**X**	**X**	**X**	**X**
San Felipe (Moya)	**X**	--	**X**	**X**	**X**
Fontanales (Bco. Del laurel)	--	--	**X**	--	**X**
Teror	**X**	--	**X**	**X**	**X**
La Aldea	--	**X**	**X**	**X**	**X**
Tasarte	--	--	**X**	**X**	**X**

Bco. Seco II	**X**	**--**	**X**	**X**	**X**
Tejeda	**--**	**--**	**X**	**--**	**X**
Artenara	**--**	**X**	**X**	**--**	**X**
San Mateo	**X**	**--**	**X**	**X**	**X**
Arguineguín	**--**	**--**	**X**	**X**	**X**
Puerto Mogán	**--**	**--**	**X**	**X**	**X**
Las casillas	**--**	**--**	**X**	**--**	**X**
Veneguera	**--**	**--**	**X**	**--**	**X**
Madrelagua	**--**	**--**	**X**	**--**	**X**
El Juncal	**--**	**X**	**X**	**--**	**X**
Jinamar	**--**	**X**	**X**	**X**	**X**
El Tablero	**X**	**--**	**X**	**X**	**X**

Tabla 42: Matriz de viabilidad en la implantación de las tecnologías renovables dentro de las Edars de la CIA. (Fuente: Elaboración propia)

6.3 Estudio 3. Análisis del nexus agua-energía en otra etapa del ciclo integral del agua (desalinización)

El presente estudio ha sido publicado en la revista científica Desalination and Water Treatment, el 28 de abril de 2016 con el título “Desalintaion plants (reverse osmosis) to improve termal power station. Yield and life cycle”. Es por ello que en esta sección se expodrá un pequeño resumen del mismo, pudiendo analizarlo de forma detallada en el siguiente link: http://dx.doi.org/10.1080/19443994.2016.117338 (del Río Gamero et al. 2016).

El objetivo principal de este estudio, es lograr bajas emisiones de carbono, y para ello analiza las ventajas e inconvenientes de las posibles configuraciones de plantas duales (desalinización y energía térmica) buscando una mayor eficiencia y mejor flexibilidad a través de la cogeneración de agua-electricidad en centrales térmicas de media potencia.

Hoy en día, las centrales térmicas son muy ineficientes y funcionan bajo su punto óptimo de operación. En ocasiones, este fenómeno se origina debido a las peculiaridades de las redes eléctricas en diferentes países, ya que la participación de la energía producida a partir de recursos renovables está aumentando. El viento y la energía solar son altamente variables y fluctuantes. Por eso, tienen acceso prioritario a la red. Las centrales de combustibles fósiles son responsables de respaldar las fluctuaciones de energía renovable para controlar y estabilizar la red.

Para ahorrar energía y mejorar el uso de la misma, se utiliza la cogeneración, la cual, debido a sus características, contribuye significativamente a la seguridad de suministro de energía y desarrollo sostenible.

Anque el proceso de cogeneración se encuentra a la orden del día en sistemas como los de osmosis inversa combinado con procesos de destilación, compresión de vapor combinado con procesos de destilación u osmosis inversa combinado con procesos de compresión de vapor, todos ellos tienen una desventaja en común. Tradicionalmente, al tratar de producir dos elementos complementarios, siempre se trata de mejorar uno y relegar al otro como un subproducto o complemento.

La cogeneración de agua y electricidad puede clasificarse, por tanto, en dos modalidades. En primer lugar, la compañía eléctrica transfiere vapor de baja presión a la compañía de agua. En la segunda modalidad, la compañía de desalinización tiene su propio generador de vapor y electricidad, vendiendo la electricidad producida no utilizada a la compañía eléctrica.

La propuesta mostrada en este estudio preliminar, introduce el concepto de trabajar en conjunto una planta de osmosis inversa y una planta generadora de energía eléctrica. Se consideraría la cogeneración de electricidad y agua según la cantidad de electricidad en los terminales del alternador, lo cual implica una mejora de eficiencia en los rendimientos de operación.

Para lograr este objetivo, el agua se considera un portador de energía. Para producir 1 m^3 de agua potable se necesitan entre 5 y 7 kWh de energía, por lo que el agua es energía en áreas deficitarias de la misma, pues su obtención necesita de la desalinización de agua de mar o salobre.

Las tres configuraciones que se evaluaron fueron las siguientes:

1. Turbina de vapor –planta de omosis inversa.
2. Turbina de gas-planta de osmosis inversa.
3. Ciclo conbinado-planta de osmosis inversa.

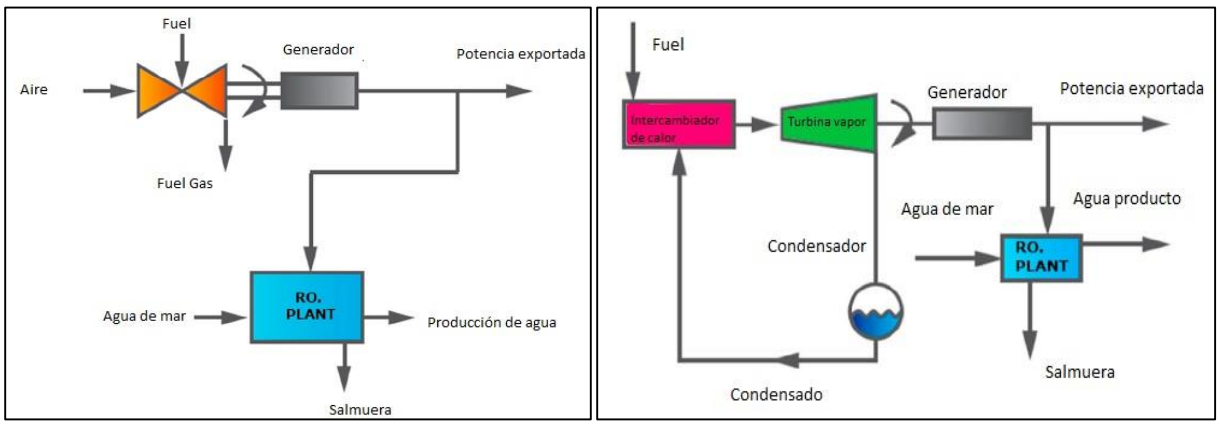


Figura 58: Configuraciones osmosis inversa-turbina de gas (izda) y osmosis inversa-turbina de vapor (dcha). (Fuente: elaboración propia)

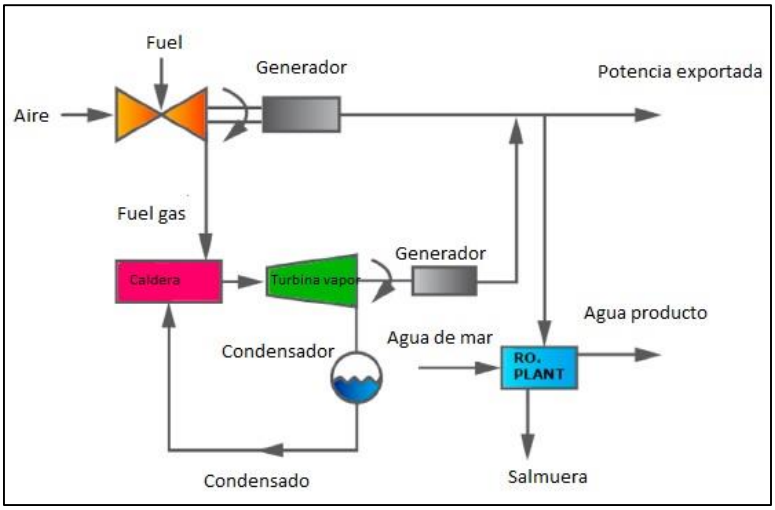


Figura 59: Configuración osmosis inversa-ciclo combinado. (Fuente: elaboración propia)

Como es sabido, la demanda eléctrica en un sistema de cualquier tamaño fluctúa significativamente a diario. Además, la carga eléctrica varía entre un nivel de carga mínimo, y un nivel máximo o máximo de carga, que solo se produce durante un par de horas al año. Por ejemplo, para los sistemas de servicios públicos de EE.UU., la carga anual mínima es del 27-33% de la carga anual máxima. Generalmente, el nivel de carga excede el 90% del valor máximo 1-5% del tiempo; excede el 80% del valor pico del 5-30% del tiempo, y excede el 33-45% del pico el 95% del tiempo. Los factores de carga anual ((promedio/carga/ carga anual pico) × 100) típicamente oscilan entre 55 y 65%.

Con estas epecificidades y peculiaridades en la parte eléctrica se puede preveer que la producción de agua pasa a un segundo plano, pero, en este caso, tanto la producción necesaria de electricidad como la de agua debería cumplir a fin de obtener una reducción en los costos de capital y operación.

Para llevarlo a cabo, se necesita un cambio en la regulación típica del sistema de funcionamiento de la planta de osmosis inversa. Hasta la fecha, la mayoría de las plantas se han diseñado con un punto de funcionamiento constante. Por lo tanto, siempre se opera de forma definida, con parámetros de operación constantes. En este caso, es necesario que la planta de osmosis inversa esté adaptada a la fluctuación de potencia.

Diferentes proyectos han llevado a cabo un análisis detallado de las membranas y la respuesta ofrecida por una planta de osmosis inversa operando bajo régimen discontinuo, con paradas constantes y fluctuaciones sucesivas en presión y flujo, sin la necesidad de adquirir más equipos de producción de energía. No obstante, el presente estudio realiza una simulación para mostrar el rendimiento de la planta de osmosis. Los datos de análisis obtenidos de la simulación se calculan para una planta de una etapa con 15 tubos de alta presión y 6 membranas en cada uno. Un total de 90 elementos del modelo SW30-8040-HR de Filmtec son utilizados. Esta planta produce 1.500 m^3/día. El agua de alimentación tiene 35,000 ppm en sólidos totales disueltos, la temperatura es de 25 °C y el factor de contaminación considerado es del 20%. Se analiza el comportamiento de la planta en diferentes conversiones que van del 30 al 50%, evaluando paralelamente los parámetros de diseño con presiones que van desde 69 hasta 51,7 bar.

Los resultados de la simulación han permitido establecer los gráficos que se muestran a continuación:

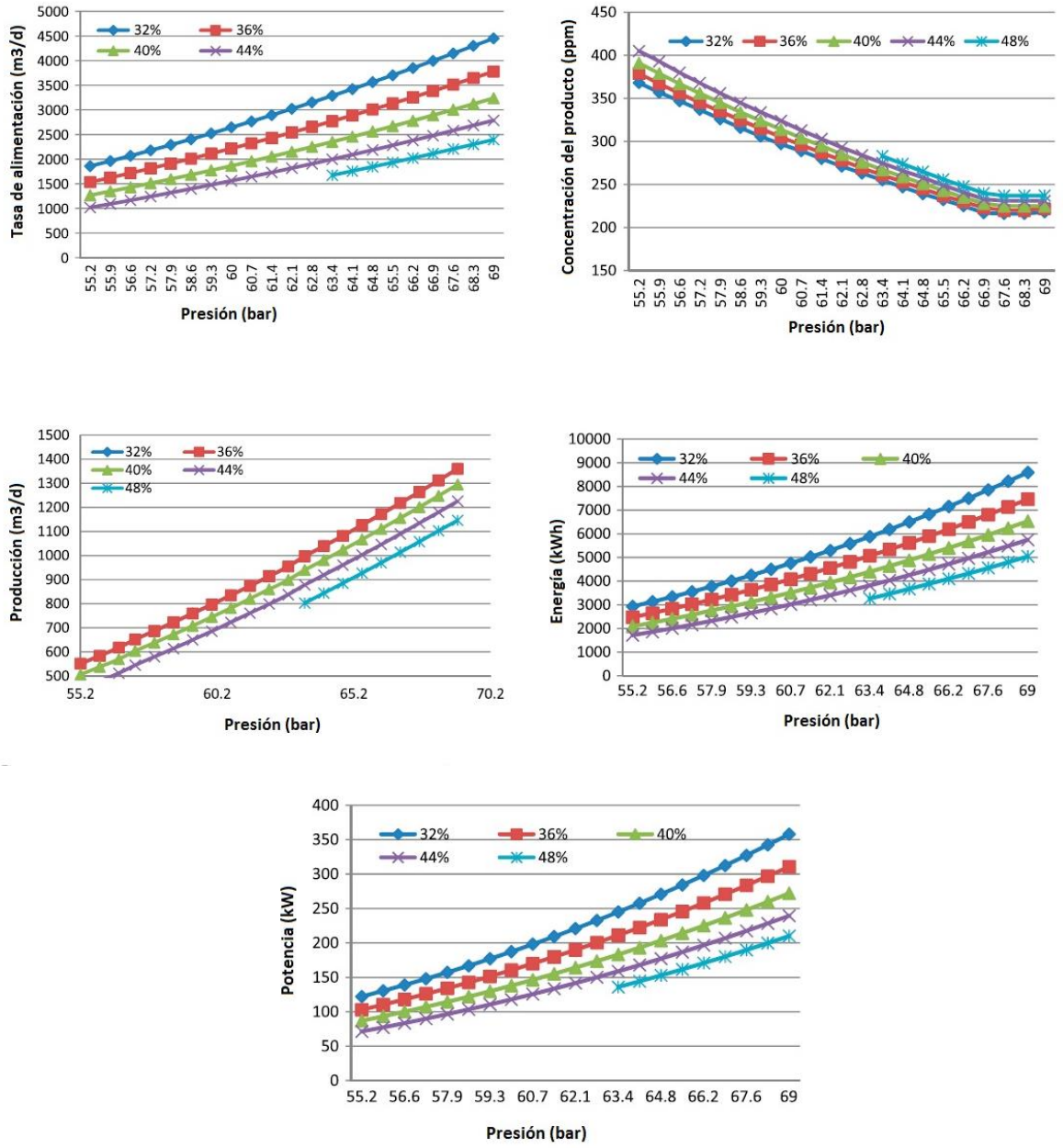


Figura 60: Análisis de los parámetros de operación de la planta de OI trabajando en régimen discontinuo. (Fuente: elaboración propia)

En la primera figura (presión VS tasa de alimentación) así como en la figura que representa la presión frente a la producción, se observa que, a una conversión fija, la curva aumenta y la pendiente se mantiene prácticamente constante. A presión fija, la producción disminuye con la conversión. Por otro lado, cuando la presión de operación disminuye, la producción y la tasa de alimentación también disminuyen.

La figura que representa el comportamiento entre la presión y la concentración a diferentes conversiones. Cuando la conversión aumenta, se necesita más presión para obtener un agua dentro del rango aceptable.

Las dos últimas figuras describen el comportamiento de la energía y la potencia, respectivamente. Se observa que puede funcionar con una presión media-alta y se obtienen datos de energía y potencia aceptables. La planta que se pretende instalar funciona en un rango de entre 3.200 y 9.000 kWh/d, y la potencia en un rango de entre 75 y 360 kW. Por lo tanto, se confirma la posibilidad de emplear esta tecnología en plantas duales.

Habiendo aclarado el sistema hídrico y volviendo al caso de los sistemas eléctricas, se puede decir que generalmente se conoce, o se puede esperar la curva de demanda diaria de un sistema. Por tanto, es necesario conocer el impacto que los distintos grupos tienen en función de la carga. Obviamente, el impacto en los grupos que no operan con la modulación de la carga no tienen un impacto notable. Los grupos interesantes son aquellos que modulan su carga durante el día, pues sus rendimientos se han visto afectados por ello. Habitualmente, estos grupos son turbinas de vapor, que tienen un poder medio respecto de los grupos del sistema base. Las siguientes figuras, que están asociados a este caso, muestran este fenómeno en diferentes casos: trabajo en continuo, intermitente y variando cualquier punto de operación.

Los datos utilizados provienen de una central térmica, cuya capacidad es de 40 MW. Para comparar los diferentes casos se considera que todos ellos deben producir la misma potencia y las condiciones de demanda serán similares.

Caso 1: Planta de turbina de vapor y osmosis inversa con operación continua y punto de operación constante. Este caso corresponde a la operación normal de una planta de energía en un sistema donde ha instalado una planta de osmosis. No existe una relación entre las dos plantas a menos que la planta de energía suministre energía a la planta de osmosis, como si fuera otro suscriptor.

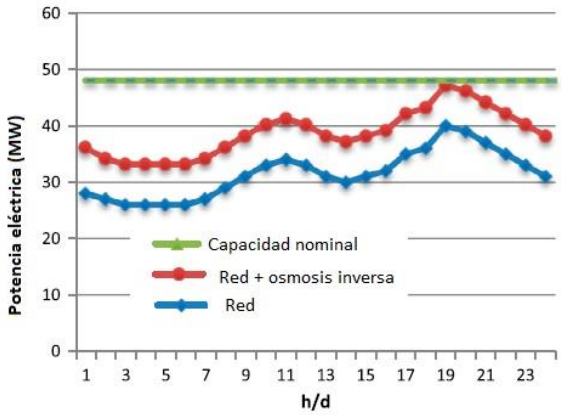


Figura 61: Turbina de vapor + OI. Operación continua y punto de operación constante. (Fuente: elaboración propia)

Se puede observar que la potencia máxima demandada por el sistema es de 40 MW. La demanda de la planta de osmosis es de 7.2 MW. Entonces, la capacidad instalada total de la planta de energía es de 48 MW. La producción de la planta de omosis es de 35.000 m^3/día.

La figura muestra que este tipo de sistema no mejora la planta de energía, porque la curva de carga es solo transferencia en la curva de demanda.

Caso 2: Planta de turbina de vapor y osmosis inversa con operación continua y punto de operación variable. Este tipo de operación corresponde a una planta dual actual. La producción de electricidad y agua apunta a disminuir los costos operativos. En la siguiente figura, se puede ver cómo la alta demanda influye en la regulación de la carga en horas punta. La producción de la planta de osmosis es de 35.000 m^3/ día, igualmente.

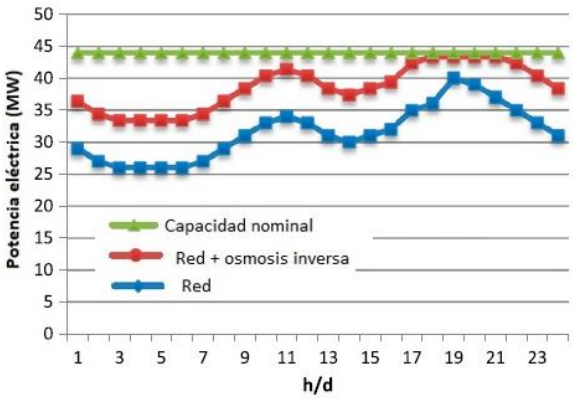


Figura 62: Turbina de vapor + OI. Operación continua y punto de operación variable. (Fuente: elaboración propia)

Caso 3: Planta de turbina de vapor y osomosis inversa con operación discontinua y punto de operación variable. Desde el punto de vista de la operación de ambas plantas, este caso es más complejo que los otros dos casos. La planta osmosis debe variar su punto de operación y detenerse cuando sea necesario (principalmente para lograr el mínimo consumo de energía en la planta de energía). Se puede observar que la potencia máxima demandada por el sistema es de 40 MW. La producción de la planta de RO es de 35.000 m^3 / día.

El gráfico muestra la versatilidad de la planta de osmosis. Esta versatilidad permite que la potencia instalada en la planta de energía sea la máxima potencia que la red exija. Además, se puede ver la elevada eficiencia con la energía disponible.

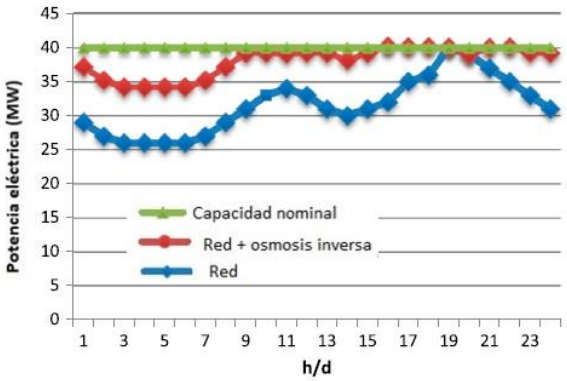


Figura 63: Turbina de vapor + OI. Operación discontinua y punto de operación variable. (Fuente: elaboración propia)

Suponiendo que el tercer y último caso es el óptimo, con una conversión en la planta de osmosis inversa de un 44%, la tabla que se describe a continuación muestra la demanda de energía de la red, la energía consumida en el proceso de desalinización y la energía total generada en un día. Además, está expuesto al consumo específico de combustible, considerando la demanda de energía por la red y la demanda total.

Horas	Elec prod (MW)	Energía disponible (MW)	Consum de OI (kW)	Consumo espc Red (g/kWh_e)	Total(red+IO) Consum esp (g/kWh_e)	Red Consum tot (g/kWh_e)	Total(red+IO) Consum tot (g/kWh_e)	Agua producto (m^3)
1	29	11	8.192,8	278,78	273,34	8.084,5	10.166,44	1.668,59
2	27	13	8.192,8	282,48	274,82	7.627,0	9.671,68	1.668,59
3	26	14	8.192,8	284,65	275,82	7.401,0	9.431,10	1.668,59
4	26	14	8.192,8	284,65	275,82	7.401,0	9.431,10	1.668,59
5	26	14	8.192,8	284,65	275,82	7.401,0	9.431,10	1.668,59
6	26	14	8.192,8	284,65	274,82	7.401,0	9.431,10	1.668,59
7	27	13	8.192,8	282,48	273,34	7.627,0	9.671,68	1.668,59
8	29	11	8.192,8	278,78	272,57	8.084,5	10.166,44	1.668,59
9	31	9	8.192,8	275,92	272,56	8.553,5	10.682,85	1.668,59
10	33	7	6.245,7	273,91	272,59	9.039,2	10.696,84	1.372,68
11	34	6	5.101,8	273,23	272,56	9.289,8	10.658,82	1.178,24
12	33	7	6.245,7	273,91	272,57	9.039,2	10.696,84	1.372,68
13	31	9	8.192,8	275,92	272,87	8.553,5	10.682,85	1.668,59
14	30	10	8.192,8	277,24	272,57	8.317,2	10.421,68	1.668,59
15	31	9	8.192,8	275,92	272,45	8.553,5	10.682,85	1.668,59
16	32	8	8.192,8	274,81	272,45	8.793,9	10.950,48	1.668,59
17	35	5	5.101,8	272,7	272,45	9.546,6	10.925,85	1.178,24
18	36	4	4.090,1	272,50	272,46	9.810,0	10.922,68	990,34
19	40	0	0	273,59	272,2	10.943,7	10.898,35	0
20	39	1	0	273,0	272,49	10.647,0	10.632,01	0
21	37	3	4.090,1	272,45	272,45	1.008,8	11.196,57	990,34
22	35	5	5.101,8	272,76	272,56	9.546,6	10.925,85	1.178,24
23	33	7	6.245,7	273,91	272,57	9.039,2	10.696,84	1.372,68
24	31	9	8.192,8	275,92	273,35	8.553,5	10.682,85	1.668,59
Total	757		156,93 (MW)					32.993,78

Tabla 43: Datos de la demanda de red, consumo de OI y energía total generada en un día. (Fuente: elaboración propia)

Se puede ver cómo los datos sobre el consumo específico disminuyen en todas las horas. Esto significa que, en cada momento del día, se obtiene una calidad de agua desalinizada a expensas de un menor consumo de energía de combustible. La evolución obtenida por el sistema se adapta perfectamente a la variabilidad de la energía suministrada. Se consigue disminuir los picos de energía modulando la carga de la planta de osmosis inversa.

Se puede concluir que, el sistema propuesto como óptimo (caso 3) logra los objetivos especificados anteriormente, por lo que el sistema propuesto muestra las posibilidades reales que ofrecen trabajar juntas las plantas de OI y los grupos de generadores de energía eléctrica.

Capítulo 7. Estación de tratamiento de aguas Residuales de Jinámar. Planta seleccionada como escenario objeto a estudio

7.1 Introducción

Tras la realización de los diferentes estudios preliminares, y teniendo en cuenta la viabilidad de las tecnologías a instalar, el caudal de operación y otros factores como son la extensión disponible de terreno, se ha decidido optar por la estación depuradora de aguas residuales de Jinámar, situada en el municipio Teldense de las islas de Gran Canaria, para la simulación de la implantación de las tecnologías renovables explicadas con anterioridad, lo cual servirá de conclusión y fijará las probabilidades de que este proyecto se pueda realizar de manera fortuita a una escala real.

En un principio, se comprueba que todas las tecnologías son aptas en esta central, recopilando el ranking obtenido por la misma en el segundo estudio preliminar. La situación es la siguiente:

- Recurso interno. Energía micro-hidráulica → 7/ 17
- Recurso interno. Energía de biomasa → 3/ 22
- Recurso externo. Energía hidráulica → 6/ 10
- Recurso externo. Energía solar → 14/ 23
- Recurso externo. Energía eólica → 6/ 7

El principal interés se basa en cubrir por completo la demanda energética de la planta, lo que evitará una gran cantidad de emisión de CO_2 al medio ambiente. Posteriormente se estudiará con detenimiento la selección e implantación de la tecnología más adecuada para el tratamiento y gestión de los lodos. Este análisis más detallado se prevé gracias a los resultados obtenidos dentro del ranking del estudio preliminar, donde en un principio, los cálculos previos de la tecnología de digestión anaerobia (habiendo estudiado esta por su gran porcentaje de aplicación en Edars nacionales) no aportan un gran resultado de entrada.

Estas aplicaciones deben de ser analizadas junto con la posibilidad de su construcción a escala real y para ello hay que contar con el terreno suficiente para su instalación (se concentra en la mitad del terreno, 6.200 m^2 frente a 12.800 m^2), la integración absoluta de la planta en el entorno (consiste en un edificio y depósitos enterrados) y la reducción del impacto ambiental tanto en lo relativo a calidad del aire como en calidad paisajística. Esta condición se cumple a la perfección en la central de Jinámar, pues dispone del espacio suficiente para la instalación de las cinco tecnologías si fuesen necesarias, pudiendo terminar de definir la planta como una depuradora compacta (Ondeo Degremont 2003).

A parte de ello, Jinámar cuenta con una escollera natural que permite una muy buena emisión de las aguas tratadas que no se necesiten para el reciclaje y posterior re-uso.

7.2 Antecedentes

Previamente a la construcción de la Edar de Jinámar, las aguas residuales del término municipal de Telde se trataban en la Edar de la Hoya del Pozo. Esta planta, cuya entrada en funcionamiento se efectuó en octubre de 1986, estaba prevista para depurar un caudal de 6.000 m^3/día. En febrero de 1994 y como consecuencia de la ampliación de las redes de saneamiento (debido al incremento demográfico), se procede a la ampliación de la misma, hasta un caudal total de 12.000 m^3/día.

El tiempo transcurrido desde la citada ampliación, supuso nuevos incrementos de caudales afluentes a la depuradora, bajando ligeramente los rendimientos de depuración de cara al tratamiento terciario existente en la propia planta. En estas condiciones la nueva depuradora de Jinámar absorbería parte del caudal que llega a la Edar existente recibiendo las aguas de la zona norte de Telde, compuesta por los siguientes núcleos poblacionales:

- Las Goteras
- Hornos del Rey
- Jinámar
- Las Majadillas
- La Pardilla
- Barranco de San Juan
- Valle de Jinámar

Además de los caudales aportados por:

- La Atalaya, en el término municipal de Santa Brígida.
- Monte Lentiscal (parcial), del término municipal de Santa Brígida.
- Tafira Alta (parcial), propia del término municipal de Las Palmas de Gran Canaria.

La población estimada de estos núcleos según el censo municipal (unido a los aproximadamente 450 m^3/día aportados por los otros términos municipales), necesitan tratar un caudal de 10.000 m^3/día, confiriendo a la Edar de Jinámar el carácter de depuradora supramunicipal.

7.3 Descripción y esquema de la planta

Los materiales adoptados para la construcción de la planta son de alta calidad, seleccionados para realizar (en las mejores condiciones) las funciones que de ellos se requieren; reduciendo al máximo la posibilidad de difusión de malos olores al entorno. Asimismo, se tuvo en cuenta que los equipos seleccionados no produzcan vibraciones o ruidos por encima de los niveles máximos admitidos, disponiendo de los aislamientos acústicos necesarios.

La planta se compone de un pre-tratamiento dentro del cual se incluye un depósito tampón-laminador que contribuye a una mejor operación del posterior tratamiento secundario, el cual, se basa en un reactor biológico de membranas que trabaja en condiciones de aireación prolongada. Estas membranas aportan distintas ventajas (indicadas a continuación):

- Las membranas sustituyen a los decantadores secundarios, lo que tiene como primera consecuencia un ahorro extraordinario de espacio.

- El proceso de retención de fangos en la membrana es puramente físico, por lo que no hay que temer a la aparición de filamentosas u otro tipo de bacterias que favorecen la flotación de fangos y, consiguientemente, el deterioro de la calidad de agua tratada.

- Las membranas van asociadas a una cuba de aeración, en la que tienen lugar los procesos de nitrificación-desnitrificación, pero a una concentración del orden de 10-12 g/l, es decir, unas cuatro veces más que en una cuba de un proceso clásico, lo que supone también, otro ahorro de espacio.

Figura 64: Detalle de una "cassette" de membranas antes de ser introducida en la cuba de aeración. (Fuente: Degremont).

Estas depuradoras mas recientes, como es el caso de Jinamar, aportan una simplificación, debido a que las necesidades de espacio son menores, pudiendo albergar todo el proceso dentro de un mismo edificio. Además, el tratamiento biológico con membranas sustituye a cualquier pretratamiento intensivo a la hora de acometer un proceso de electrodiálisis reversible para obtener agua reutilizable como tratamiento terciario. Con todo ello, se da por finalizada la línea de agua en la planta empleando toda el agua producida en el terciario (5000m^3/día) para el riego del campo de golf del Cortijo.

La línea de fangos se basa en un espesamiento de los mismos mediante una tabla espesadora con el fin de poder alcanzar un espesamiento óptimo adicionando polielectrolito en emulsión. Posteriormente se introducen en un depósito de fangos espesados, equipado con agitador sumergible para almacenar la producción de fangos durante aproximadamente dos días. Para la deshidratación de los fangos, se ha previsto una centrífuga, que permite obtener una sequedad del 25 ± 2%.

La desodorización es una más de las actuaciones positivas con que se ha diseñado la Edar de Jinámar, con el fin de limitar el posible impacto ambiental que se pudiera producir por el propio funcionamiento de la instalación. Para ello se ha confinado toda la instalación en un mismo edificio consistente en dos torres de lavado de aire con reactivos en el siguiente orden:

- Torre de lavado con ácido para eliminar compuestos de nitrógeno.
- Torre de lavado con hipoclorito sódico y sosa para eliminar los productos azufrados reducidos, subir el pH y evitar la fuga de cloro en forma gaseosa.

A continuación, se procede a la numeración de cada uno de los equipos empleados en el proceso, con su posterior descripción más detallada.

- LÍNEA DE AGUA
  - Rejas de finos con paso de 10 mm.
  - Desarenado-Desengrasado.
  - Depósito tampón-laminador
  - Bombeo a tratamiento biológico.
  - Tamiz rotativo (p = 0,5 mm)
  - Tratamiento biológico con biorreactores de membrana.

- LÍNEA DE FANGOS
  - Extracción de fangos en exceso.
  - Acondicionamiento de fangos en exceso (polielectrolito en emulsión).
  - Espesamiento dinámico de fangos en exceso con tabla espesadora.
  - Almacenamiento de fangos espesados.
  - Bombeo a deshidratación.
  - Acondicionamiento de fangos espesados (polielectrolito en polvo).
  - Deshidratación con centrífuga.
  - Almacenamiento de fangos deshidratados.

- TRATAMIENTO TERCIARIO
  - Depósito de agua ultrafiltrada.
  - Lavado de membranas.
  - Bombeo de agua ultrafiltrada a mezcla.
  - Bombeo de agua ultrafiltrada a filtros de cartuchos.
  - Filtros de cartuchos.
  - Bombeo de alta presión.
  - Rack de electrodiálisis reversible.
  - Almacenamiento de agua mezcla tratada.
  - Bombeo de agua tratada.

- TRATAMIENTO DE OLORES
  - Extractor de aire.
  - Torres de desodorización química con ácido, hipoclorito sódico y sosa.

- OBRAS COMPLEMENTARIAS
  - Red de vaciados y escurridos.

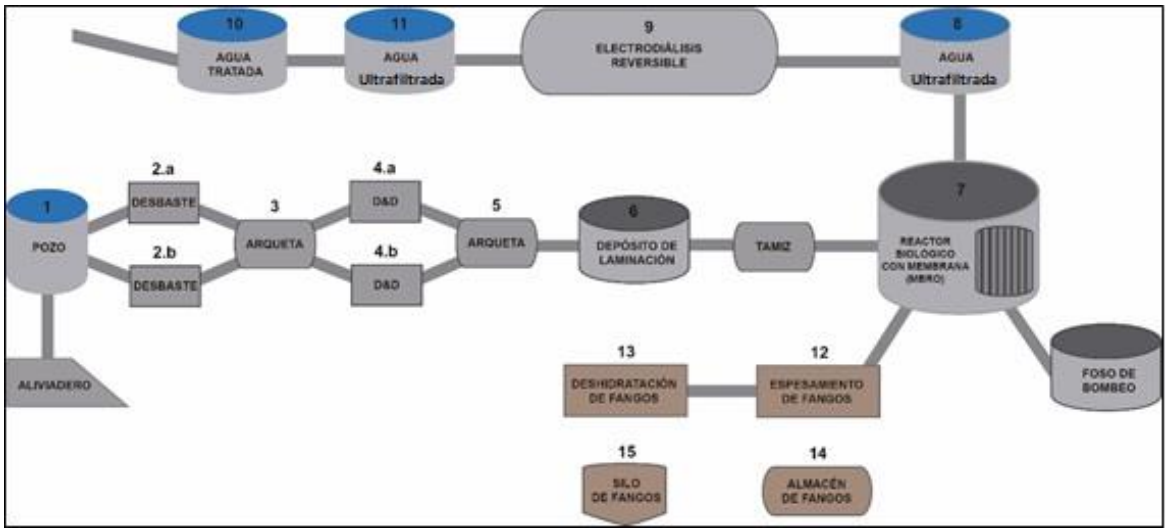


Figura 65: Diagrama de la planta de aguas residuales de Jinámar. (Fuente: Realización propia)

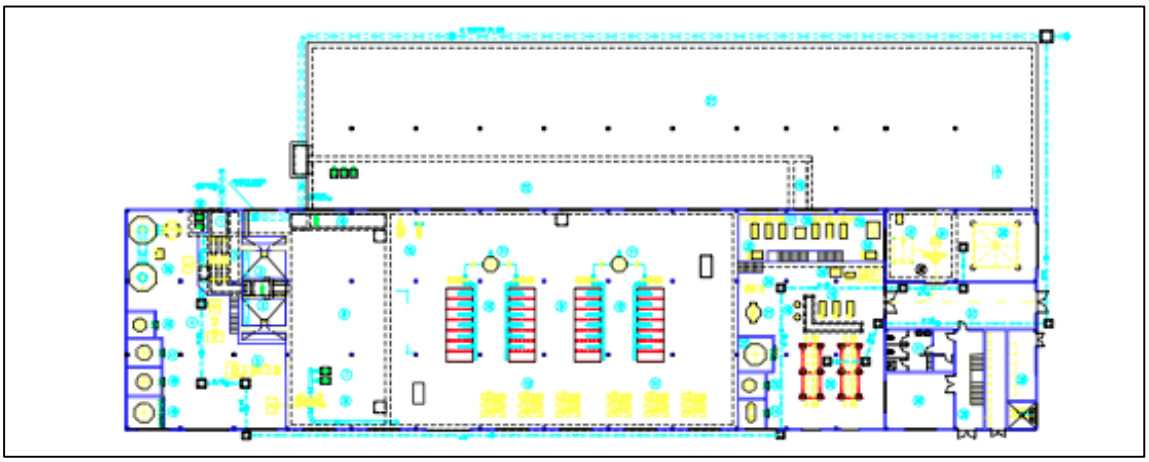


Figura 66: Detalle del edificio que conforma la planta. (Fuente: Consejo Insular de Aguas)

7.3.1 Descripción de las instalaciones

Desbaste

Para tratar 10.000 m^3/día con una caudal punta de 750 m^3/h, se han dispuesto dos líneas con compuertas de aislamiento en canales de 0,5 m de ancho y 0,4 m de altura máxima de agua, con lo cual la velocidad máxima de paso será inferior a 1,2 m/s. Los canales se equipan cada uno con una reja automática de paso de 10 milímetros.

Para la recogida de residuos, se ha previsto un tornillo compactador que permite obtener una reducción de volumen de unas 6 veces aproximadamente. Los residuos compactados se depositan directamente en sus correspondientes contenedores.

En la llegada al canal de desbaste se incluye un aliviadero de seguridad y by-pass general de la instalación.

Desarenado- Desengrasado

Se adoptan dos líneas de desarenadores cuadrados normalizados (4x4metros), donde la extracción de las arenas se efectúa desde el centro del desarenador, con la correspondiente bomba de 10 m^3/h. La mezcla

agua-arena se conduce al separador de arenas, las cuales, caen a un contenedor mientras que el agua retorna por la red de escurridos a cabeza de la instalación.

Para el desengrase se incluye la producción de burbuja fina, por medio de Aeroflot. Las grasas de cada desarenador se conducen a un pozo desde el cual y por medio de una bomba sumergible se envían al separador de grasas; las grasas separadas se depositan en un contenedor y el agua retorna por la red de escurridos a cabeza de la instalación.

Depósito tampón-laminador

Se incluyó un depósito tampón previo a la entrada al reactor biológico que permite regular las puntas de caudal de llegada a la instalación y conseguir un caudal constante, imprescindible para el buen funcionamiento de las membranas. Este depósito tampón tiene una capacidad aproximada de 800 m^3, con lo que el tiempo de retención es superior a 3 horas a caudal medio.

El agua a tratar en el reactor biológico es bombeada a éste mediante dos bombas sumergibles, pasando previamente por un tamiz rotativo de paso 0,5 milímetros.

Se ha equipado el depósito tampón con tres agitadores-aireadores sumergibles para evitar que se produzcan condiciones de septicidad en este depósito.

Tratamiento biológico

Se dispone de un reactor biológico en aeración prolongada de 3.200 m^3de capacidad. Para el cálculo del tratamiento biológico con membranas, se han tenido en cuenta los siguientes factores:

1.-Carga másica menor a de 0,1 kg DBO_5/kg SS día, (aeración prolongada) para obtener un agua depurada con un contenido en DBO_5 inferior a lo requerido a la salida del terciario (=10mg/l) y obteniendo una mayor estabilidad del fango.

2.-Se ha incluido agitadores sumergibles, tipo banano para homogeneizar el volumen existente en la cuba favoreciendo así el funcionamiento de las membranas en él sumergidas, manteniendo una concentración lo más homogénea posible a 10 g/l.

3.- Se incluye el sistema de aeración por soplantes. Se han previsto 3 soplantes (una de reserva) con difusores de aire de membrana inatascables. El caudal de aire para agitación es superior a 2 $Nm^3/h/m^3$de cuba.

El Reactor biológico está cubierto y desodorizado, y sobre él se encuentran ubicados los equipos de aporte de aire y los periféricos del sistema de tratamiento con membranas (bombas, soplantes y depósitos).

Membranas

Se instalaron membranas orgánicas de tipo Zenón dentro del reactor biológico (BRMO). El funcionamiento de este sistema consiste en una filtración del agua contenida en el biológico a través de una membrana de paso < 0,1 μm (ultrafiltración desde el exterior hacia el interior), seguido de un ciclo de contralavado (desde el interior), efectuado mediante la aspiración desde el depósito de permeado y contralavado.

Este funcionamiento de producción/lavado origina un caudal de producción discontinuo. Asimismo, es necesario introducir un caudal de aire sobre la membrana, que minimice la deposición de fangos sobre la superficie de la misma, esta aireación es cíclica, en intervalos de 15 segundos (15 segundos en parada, 15 segundos en aireación). Periódicamente, es necesario realizar lavados de recuperación de las membranas,

por lo que se dispone de un depósito anexo al reactor biológico que permite la limpieza química por inmersión del paquete de membranas en una solución con reactivos. Estas limpiezas periódicas para recuperación de las membranas consisten en la introducción 2 o 3 veces al año los cassettes en el depósito anexo, de dos en dos, sin parada del proceso de depuración, con lo que la reducción del caudal de tratamiento será menor del 10% durante este tiempo. Las soluciones a preparar en dicho tanque son de ácido cítrico o hipoclorito sódico.

Las características de los módulos estándar de la firma Zenón empleados son los siguientes:

Modelo	ZW500 C-22
Número elementos	22
Superficie membrana	449 m^2
Dimensionamiento (l x a x h)	1828 x 730 x 2085 mm
Peso	372 kg
Tamaño nominal de poro	0,04 µm

Tabla 44: Características de los modulos de membrane. (Fuente: Ondeo Degremont)

El agua de permeado es conducida, mediante tubería, desde el rebose de los depósitos de permeado (que garantizan la renovación del agua para los lavados periódicos) al depósito de agua ultrafiltrada para su posterior tratamiento terciario.

Como medida de seguridad y para proteger a las membranas del tratamiento biológico se han incluido cuatro filtros en las líneas de agua de proceso para evitar posibles inclusiones de fango en la línea de agua tratada. Estos filtros se complementan con las correspondientes medidas de turbidez y presión en dichas líneas.

Con el fin de poder funcionar el proceso de electrodiálisis a caudal constante, se ha previsto un depósito de almacenamiento de agua ultrafiltrada.

Electrodiálisis reversible. Tratamiento terciario

El sistema de electrodiálisis tiene un caudal de alimentación de 4.004 m^3/día, del cual, con una conversión del 80%, se obtendrá un volumen de agua desalinizada de 3.203 m^3/día. No obstante, al disponer de una gran calidad de agua a la salida del biorreactor, el equipo se encuentra fuera de servicio y solo entra en funcionamiento cuando no se cumple con la calidad necesaria para el posible riego del campo de golf.

Depósito de almacenamiento de agua regenerada

Se ha previsto un depósito de almacenamiento de agua regenerada de 2.000 m^3 de capacidad, de tal manera que se pueda tener un volumen de almacenamiento suficiente.

Bombeo de agua regenerada

Para la impulsión del agua regenerada en la instalación al depósito de almacenamiento existente, se incluyen tres bombas centrífugas (una de reserva) de 90 m^3/h de caudal unitario a 10,1 bares de presión. Como medida de protección se ha incluido el pertinente sistema antiariete.

Espesamiento de fangos con tabla espesadora

Se diseñó un espesamiento de fangos a través de una tabla espesadora, para posteriormente almacenarlos en un depósito de 150 m^3 de capacidad, equipado con un agitador sumergible. El tiempo de

retención suele ser mayor de 3 días.

Con el fin de facilitar el espesamiento de los fangos, se acondiciona con polielectrolito en emulsión, con una dosis máxima de 16 l/tMS. Para ello, se incluye un grupo de preparación automática en continuo. Del grupo de polielectrolito aspiran dos bombas volumétricas de tornillo, una en reserva, común con deshidratación, que impulsan la solución hasta los puntos de dosificación, capaces de aportar un caudal máximo de 750 l/h y equipadas con un variador mecánico de velocidad.

Deshidratación de fangos

Para impulsar los fangos espesados a deshidratación, se han incluido dos bombas de tornillo helicoidal. El sistema de deshidratación con centrífuga que se incluye, permite conseguir una sequedad del 25% +/- 2%.

Transporte y elevación de fangos

Los fangos deshidratados que salen de la centrífuga, caen a la tolva de aspiración de una bomba volumétrica, la cual sustituye ventajosamente a los sistemas de elevación, tales como cinta inclinada o transportadores de cadenas, ya que los fangos son conducidos por tubería hasta el silo de almacenamiento de 30 m^3 de capacidad, y no se producen caídas del fango al suelo ni ruidos molestos.

Los fangos almacenados se descargargan desde el silo a los camiones de transporte, por medio de una compuerta de accionamiento neumático.

Torres de desodorización

Para desodorización del desbaste, desarenado, reactor biológico, así como para el tratamiento de fangos, se incluye un sistema de torres de desodorización química con ácido, hipoclorito sódico y sosa para 27.500 m^3/h de aire a tratar.

Emisario submarino

La estación depuradora contempla la existencia de un emisario submarino, como medida de seguridad de la planta de tratamiento, así como de vertedero de las aguas depuradas no reutilizables. El emisario se proyecta con tubería de polietileno de alta densidad (600 mm de diámetro), lo que permite la evacuación de las aguas tratadas en la planta proyectada, así como la de una posible futura ampliación. El punto de vertido se localiza en las siguientes coordenadas:

X = 462.765,2639
Y = 3.100.797,6383

Usos de la zona del emisario

El uso o destino prevalente de la zona costera próxima al vertido viene clasificado como zona de uso indeterminado en la información facilitada por la Demarcación de Costas. En la zona no existen puertos deportivos o playas de afluencia para baños, por lo que es un tramo de costa con nula actividad marítima, tanto de recreo como comercial.

7.3.2 Sistemas de control

La estación se encuentra controlada a nivel informático en todo momento siguiendo la siguiente filosofía:

- La representación de toda la estación se hace a través de sinópticos visualizables en el ordenador.
- Para el gobierno de la planta a través del ordenador, se introducen claves de acceso con distintos niveles de prioridad.

- Las modificaciones son fáciles y se pueden hacer con una alteración mínima de tiempo (segundos) de funcionamiento de la planta.
- Sobre las variables medidas analógicamente, se pueden efectuar tendencias o históricos; los datos son compatibles con un software estándar de mercado.
- En las variables digitales se muestran eventos/alarmas y listados de alarmas sobre impresora, señalando la hora y minutos a la que se produjo. Se puede incluir un histórico de alarmas.
- Se pueden fijar tantas secuencias de arranque como se desee, así como el arranque parcial de elemento o grupos de elementos de la planta.
- El sistema es configurable y puede crecer según las necesidades futuras de la planta.
- Existe una agenda de mantenimiento en la que se incluyen todos los datos técnicos.

7.4 Datos pertenecientes a la estación

7.4.1 Caudales y contaminación de agua bruta

Volumen diario a tratar	**10.000 m^3/día**
Caudal medio de diseño de pretratamiento	416,7 m^3/h
Caudal máximo a pretratamiento	750 m^3/h
Temperatura min.	20ºC
Temperatura máx.	25ºC
DBO_5	600 mg/l
S.S.	600 mg/l
DQO	800 mg/l
N-NTK	75 mg/l
P-Total	8,2 mg/l
TDS	1.500 mg/l
Conductividad	2500 µS/cm

Tabla 45: Relación y características de caudales de alimentación. (Fuente: Consejo Insular de aguas)

7.4.2 Caudales y calidad del agua tratada en el tratamiento biológico

Caudal máximo biológico	**375 m^3/hora**
S.S de entrada	600 mg/l
DBO_5 de entrada	600 mg/l
DQO de entrada	800 mg/l
N-NTK de entrada	75 mg/l
P de entrada	8,2 mg/l
S.S en agua depurada	35 mg/l
DBO_5 en agua depurada	25 mg/l
N-NH4 en agua depurada	1,0 mg/l

Tabla 46: Características del agua tratada en el tratamiento biológico. (Fuente: Consejo Insular de Aguas)

7.4.3 Caudales y calidad del agua tratada en el tratamiento terciario

Volumen diario a tratar		**5.000 m^3/día**
Conversión		80%
pH a la salida	entre	6-9
DBO_5 a la salida	máx	10 mg/l
Sólidos en suspensión a la salida	máx	10 mg/l
Turbidez a la salida	máx	5 NTU
Conductividad a la salida	máx	750 uS/cm
STD a la salida	máx	450 mg/l
Coliformes fecales a la salida	máx	10 en 100 ml
Nemátodos Intestinales a la salida	máx	1 en 1l
Cl_2 residual a la salida	máx	1 mg/l
Volumen total de permeado diario		3.203 m^3/día

Tabla 47: Características del agua tratada en el tratamiento terciario. (Fuente: Consejo Insular de Aguas)

7.4.4. Caudales y características del fango

Estabilidad	**mín**	**45%**
Tiempo de funcionamiento		24 h/día
Producción de fangos por día de trabajo		9,86 t/día trabajo
Volumen de fangos por día natural		9,6 m^3/día natural
Volumen de fangos por día de trabajo		13,4 m^3/día trabajo
Días/semana de operación		7 días/semana

Tabla 48: Características del fango. (Fuente: Consejo Insular de Aguas)

7.5. Instalación eléctrica

Las instalaciones y equipos eléctricos tienen por objeto la puesta en servicio de la estación, de forma manual o automática, incluyendo, los servicios complementarios. También se ha dotado a la Edar de un sistema de control y supervisión, explicados anteriormente. Para el diseño de los equipos eléctricos y de control, se han adoptado como criterios básicos la operatividad y sencillez de explotación, incorporando todos aquellos automatismos que, de acuerdo con la experiencia en este tipo de plantas, se consideran necesarios para el funcionamiento racional de la instalación.

El diseño, materiales, fabricación, inspecciones, pruebas y licencias de la instalación, así como sus correspondientes equipos y componentes, satisfacen las ordenanzas de las administraciones del Estado, de la Comunidad Autónoma, del Municipio y, en particular, se realizan de acuerdo con las partes aplicables vigentes de las normas y reglamentos siguientes:

- Ordenanza General de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
- Reglamento Electrotécnico de Alta y Baja Tensión e Instrucciones Complementarias.
- Normas y recomendaciones de la Compañía Eléctrica.
- Normas para la instalación de Subestaciones y Centros de Transformación.
- Recomendaciones y Normas C.E.I.

7.5.1 Conexión a la red

El suministro de energía eléctrica al cuadro de distribución se realiza en baja tensión.

7.5.2 Cuadro general de distribución B.T./CCM.

Se ha alimentado el Cuadro General de Distribución en baja tensión, que, a su vez, hace de Centro de Control de Motores de la planta, mediante un interruptor automático tetrapolar de 1.600A con protección diferencial. También se ha previsto un interruptor automático tripolar de 630A para protección de la batería automática de condensadores.

Capítulo 8. Cálculo de la huella de carbono

8.1 Descripción de la herramienta WWEST

La herramienta para la sostenibilidad de las aguas residuales (WWEST) fue la seleccionada dentro del estudio desarrollado en el capítulo cuatro del presente trabajo para el cálculo de la huella de carbono objeto a estudio.

La descripción detallada de los antecedentes, procedimiento de empleo, base de datos etc, se encuentra especificado en el anexo 3 de la sección de anexos.

8.2 Metodología de trabajo

La herramienta recopila a través de una serie de hojas de trabajo de entrada los datos sobre:

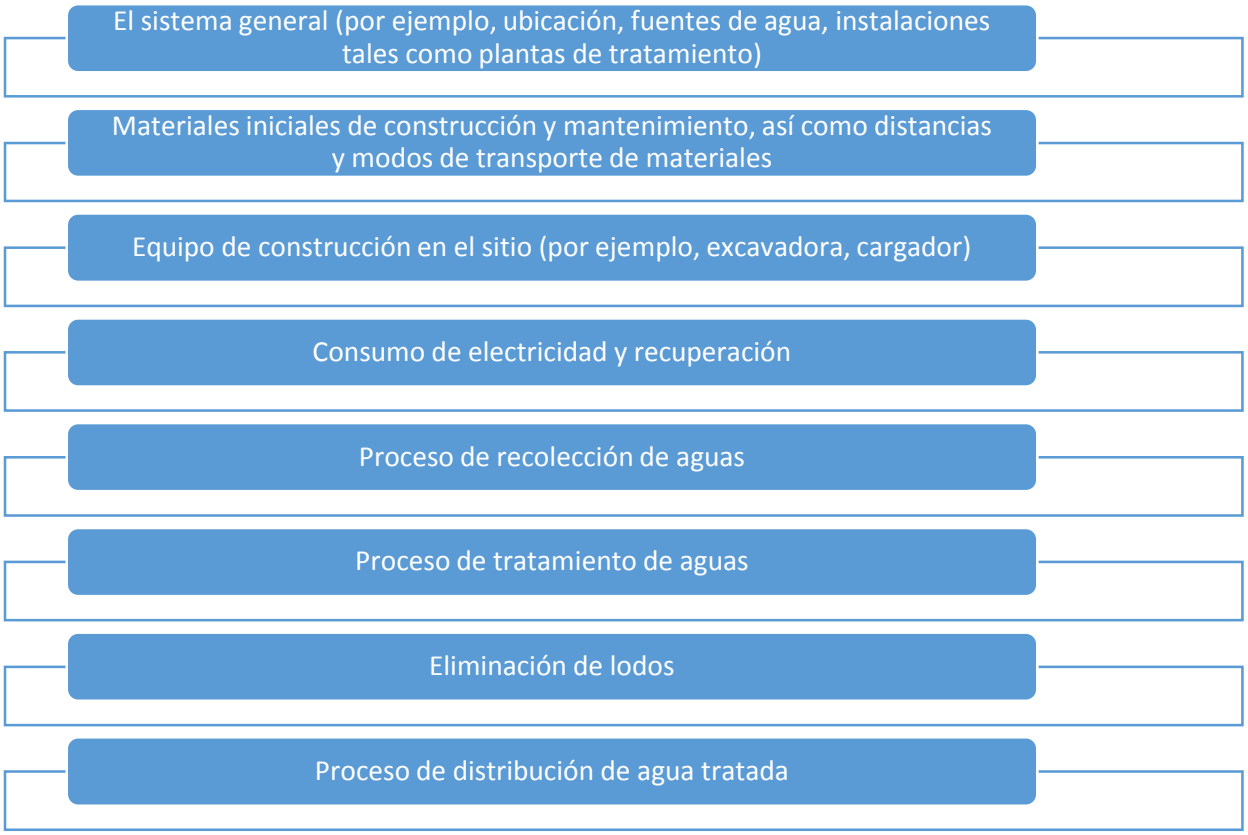


Figura 67: Metodología de trabajo dentro de programa WWES. (Fuente: Elaboración propia)

La entrada de datos se clasifica por fases propias de la gestión de las aguas residuales (recolección, tratamiento y eliminación) y por separado la construcción de la planta y los factores de emisión energéticos. Para cada fase de aguas residuales, se dispone de una página de entrada requerida, así como de una página de "detallada (Assumption, en inglés)" que permite una entrada de datos más específica. A su vez, en los que se refiere al tratamiento de las aguas se encuentra por un lado el tratamiento de líquidos y por otro el destinado a los lodos.

8.3 Cálculo de la huella de carbono

8.3.1 Entrada de datos generales

En la primera hoja de cálculo se introducen los datos que se exponen en la siguiente figura expuesta al final de la explicación. La unidad de medida empleada en el programa es el sistema métrico decimal. El periodo de análisis seleccionado es de 25 años, al ser el tiempo de vida media de una planta de estas características. La unidad funcional, la cual define el volumen de aguas residuales al que se normalizarán todos los resultados será de 10 millones de litros, 10 ML.

En la segunda sección, se determina como “Edar JINAMAR” como concepto de información del proyecto, al tratarse de esta estación depuradora. La localización del proyecto seleccionada ha sido Wisconsin (WI), pues este dato permite realizar una primera estimación de los factores de emisión de electricidad apropiados para usar en el programa. La selección de este estado no se ha realizado al azar, sino que se contrastaron los datos de emisión propios de archipiélago canario dentro de los informes reportados por el IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) 2014), cuyo valor es de 776 g CO_2/kWh de E. Final, junto con los datos estipulados por Estados dentro del WWEST, en la hoja de datos denominada “Elect EFs” y cuya fuente es E-GRID2006 (USEPA), siendo el de Wisconsin el más cercano a dicho valor (784,86 g CO_2/kWh de E. Final).

STATE AVERAGE EMISSION FACTORS								Emissions; April, 2008.									
	DIRECT EMISSIONS										LIFE-CYCLE EMISSIONS						
	Average Generation							Marginal Generation			Average Generation						
State	Energy Consump. MJ/kWh	CO_2 g/kWh	NO_x g/kWh	PM g/kWh	SO_2 g/kWh	nmvoc g/kWh	CO g/kWh	NO_x g/kWh	CO_2 g/kWh	SO_2 g/kWh	Energy Consump. MJ/kWh	CO_2 g/kWh	NO_x g/kWh	PM g/kWh	SO_2 g/kWh	nmvoc g/kWh	CO g/kWh
AK	3,60	495,51	1,50		0,49		0,237	2,632	651,6	1,088	7,66529	645,45	2,6551	0,34	1,8883	0,2455	0,41
AL	3,60	611,87	0,91		3,08		0,237	1,206	766,3	3,631	9,77732	645,96	1,1763	2,02	3,2	0,037	0,11
AR	3,60	561,34	0,72		1,35		0,237	0,985	823,8	1,64	9,60757	672,85	0,9999	1,78	1,9612	0,0565	0,13
AZ	3,60	528,14	0,73		0,48		0,237	0,645	701	0,405	9,68407	571,35	0,9961	1,50	0,8584	0,0447	0,12
CA	3,60	245,98	0,10		0,06		0,237	0,196	568,3	0,029	6,94797	387,67	0,2828	0,08	1,0857	0,1967	0,32
CO	3,60	871,52	1,33		1,15		0,237	0,978	756,8	0,873	9,699	983,03	1,6131	2,60	1,6693	0,0742	0,19
CT	3,60	367,46	0,27		0,25		0,237	0,564	804,5	0,627	9,76587	408,73	0,6345	0,34	0,8625	0,066	0,14
DC	3,60	1107,60	1,66		3,67		0,237	2,289	1639	4,309	9	1719,94	3,027	0,13	5,6623	0,022	0,24
DE	3,60	919,83	1,51		3,63		0,237	1,273	765,5	3,87	9,78553	878,92	1,4206	2,24	4,7447	0,068	0,20
FL	3,60	611,26	0,96		1,76		0,237	1,028	677,6	1,853	9,60313	619,25	1,2309	1,29	2,3003	0,1022	0,22
GA	3,60	640,10	0,79		4,29		0,237	1,248	845,9	5,874	10,1045	666,89	0,9117	2,09	4,4558	0,0324	0,11
HI	3,60	791,52	1,76		1,89		0,237	2,31	770	2,111	8,54446	778,55	2,2421	0,59	2,4156	0,0333	0,21
IA	3,60	870,22	1,56		2,84		0,237	2,191	1085	3,749	10,0545	942,98	1,9339	2,73	3,1309	0,0184	0,11
ID	3,60	61,39	0,06		0,08		0,237	0,212	300,3	0,336	2,36016	69,95	0,0957	0,03	0,238	0,0499	0,14
IL	3,60	513,73	0,62		1,64		0,237	1,383	1012	3,567	10,7756	523,01	0,7595	1,48	1,7714	0,0191	0,07
IN	3,60	952,60	1,49		6,10		0,237	1,758	975,9	6,499	10,178	996,71	1,7725	3,12	6,4854	0,0217	0,13
KS	3,60	864,59	1,78		2,70		0,237	2,387	1069	4,096	10,3938	912,12	2,2799	2,35	2,7191	0,0352	0,13
KY	3,60	938,87	1,55		4,67		0,237	1,586	967,4	5,626	10,0451	986,40	1,7762	3,13	5,2087	0,0176	0,12
LA	3,60	535,53	0,74		1,12		0,237	0,875	615,6	0,99	9,24215	606,40	1,0568	0,86	2,1358	0,2003	0,32
MA	3,60	576,21	0,50		1,60		0,237	0,547	646,8	1,623	8,82902	627,53	0,876	0,99	2,8972	0,1218	0,24
MD	3,60	617,24	1,12		4,96		0,237	1,796	893,8	8,28	10,0273	611,20	1,229	1,87	4,9258	0,0356	0,12
ME	3,60	342,90	0,47		0,55		0,237	0,602	426,9	1,048	5,00985	373,83	0,8691	0,22	1,831	0,1735	0,23
MI	3,60	615,19	0,94		2,91		0,237	1,345	894,7	3,826	9,98512	741,48	1,2348	2,13	3,3135	0,065	0,15
MN	3,60	728,12	1,52		1,81		0,237	2,76	924,8	3,266	9,99885	739,81	1,6842	2,11	1,9443	0,0283	0,10
MO	3,60	842,71	1,28		2,95		0,237	1,533	962,8	3,729	10,315	861,34	1,4582	2,67	3,0395	0,026	0,12
MS	3,60	558,96	0,89		1,55		0,237	1,47	804,4	2,576	9,69893	610,72	1,2323	1,23	2,3661	0,1061	0,19
MT	3,60	726,54	1,32		0,71		0,237	1,843	1062	1,199	7,11665	719,23	1,336	1,98	0,8093	0,0134	0,12
NC	3,60	559,13	0,81		3,57		0,237	1,536	899,9	5,414	10,2605	591,79	1,0397	2,01	3,686	0,0187	0,09
ND	3,60	1060,69	2,19		3,95		0,237	3,33	1183	6,655	9,68389	1112,15	2,4201	3,00	4,4333	0,0154	0,12
NE	3,60	732,73	1,56		2,14		0,237	2,014	1039	3,977	10,3987	735,74	1,5893	2,11	2,3562	0,0168	0,09
NH	3,60	360,50	0,43		2,05		0,237	0,591	603,8	2,871	9,34035	373,75	0,6949	0,87	2,8678	0,0331	0,06
NJ	3,60	327,92	0,45		0,87		0,237	1,007	655,1	2,2	10,1927	333,99	0,4955	0,56	1,3443	0,1141	0,19
NM	3,60	883,06	1,97		0,79		0,237	1,525	745,7	0,553	9,97991	969,87	2,3664	2,77	1,3279	0,0648	0,18
NV	3,60	656,49	1,02		1,19		0,237	0,715	592,5	0,528	8,7336	790,82	1,4162	1,76	2,2124	0,1428	0,28
NY	3,60	377,71	0,40		1,11		0,237	0,894	765,8	2,599	8,28059	503,60	0,6061	0,62	2,1358	0,12	0,23
OH	3,60	808,52	1,50		6,45		0,237	1,942	927	9,459	10,3161	834,83	1,8235	2,81	7,0281	0,0176	0,11
OK	3,60	712,23	1,13		1,40		0,237	1,094	684,4	0,987	9,37546	871,71	1,5597	2,08	2,3785	0,1312	0,26
OR	3,60	183,01	0,20		0,24		0,237	0,553	504,7	0,561	3,56051	215,38	0,2945	0,25	0,6142	0,0753	0,18
PA	3,60	567,99	0,77		4,15		0,237	1,311	890,1	6,602	10,4761	589,27	0,9963	1,86	4,5417	0,0185	0,09
RI	3,60	438,09	0,10		0,02		0,237	0,203	529,5	0,044	8,43751	601,43	0,2881	0,07	1,9962	0,3686	0,54
SC	3,60	407,94	0,49		2,00		0,237	1,349	826,5	5,023	10,7096	372,87	0,6453	1,36	1,9162	0,0159	0,06
SD	3,60	538,97	2,06		1,59		0,237	2,871	1080	2,355	4,91322	449,15	1,7484	1,13	1,4186	0,0186	0,12
TN	3,60	574,62	0,97		2,51		0,237	1,875	951	7,017	9,98547	655,10	1,2573	2,10	3,228	0,0164	0,09
TX	3,60	617,37	0,45		1,36		0,237	0,367	606,7	0,349	9,4556	754,58	0,6783	1,24	2,4085	0,1941	0,33
UT	3,60	959,56	1,68		0,88		0,237	2,345	911,2	2,109	10,0091	994,09	1,8992	3,06	0,9625	0,0245	0,13
VA	3,60	546,22	0,81		2,61		0,237	1,344	870,7	4,581	10,2691	589,47	1,0534	1,67	2,6983	0,0396	0,11
VT	3,60	4,86	0,09		0,01		0,237	1,258	108	0,202	8,8833	31,71	0,1565	0,01	0,0589	0,0256	0,04
WA	3,60	151,29	0,19		0,04		0,237	0,782	695,1	0,299	3,74593	175,68	0,2607	0,29	0,2164	0,035	0,12
WI	3,60	784,86	1,09		2,79		0,237	1,677	935,5	3,934	10,0056	803,79	1,3441	2,31	3,0358	0,0307	0,12
WV	3,60	879,85	1,57		4,58		0,237	1,923	910,5	6,354	10,1587	943,85	1,9333	3,18	5,0502	0,0163	0,12
WY	3,60	1027,25	1,82		1,80		0,237	2,188	1049	1,392	10,005	1068,14	2,0658	3,10	1,8556	0,0194	0,13
National	3,6	606,44	0,878		2,385		0,237	1,139	777,6	3,16	9,42181	664,69	1,1009	1,72	2,8835	0,0702	0,17

Figura 68: Factores de emisión eléctricos estipulados por el programa WWEST. (Fuente: E-GRID 2006)

En lo referente al área demográfica servida, se abastece a un total de 25.000 habitantes (SUEZ), correspondiente con una superficie de unos 8.330 Km^2, localizados en el siguiente mapa.

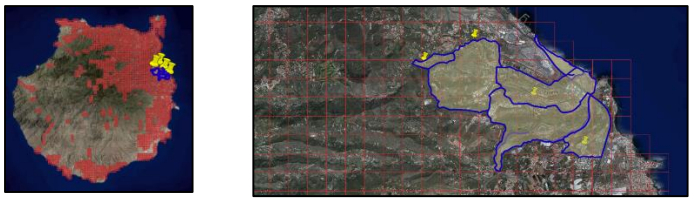
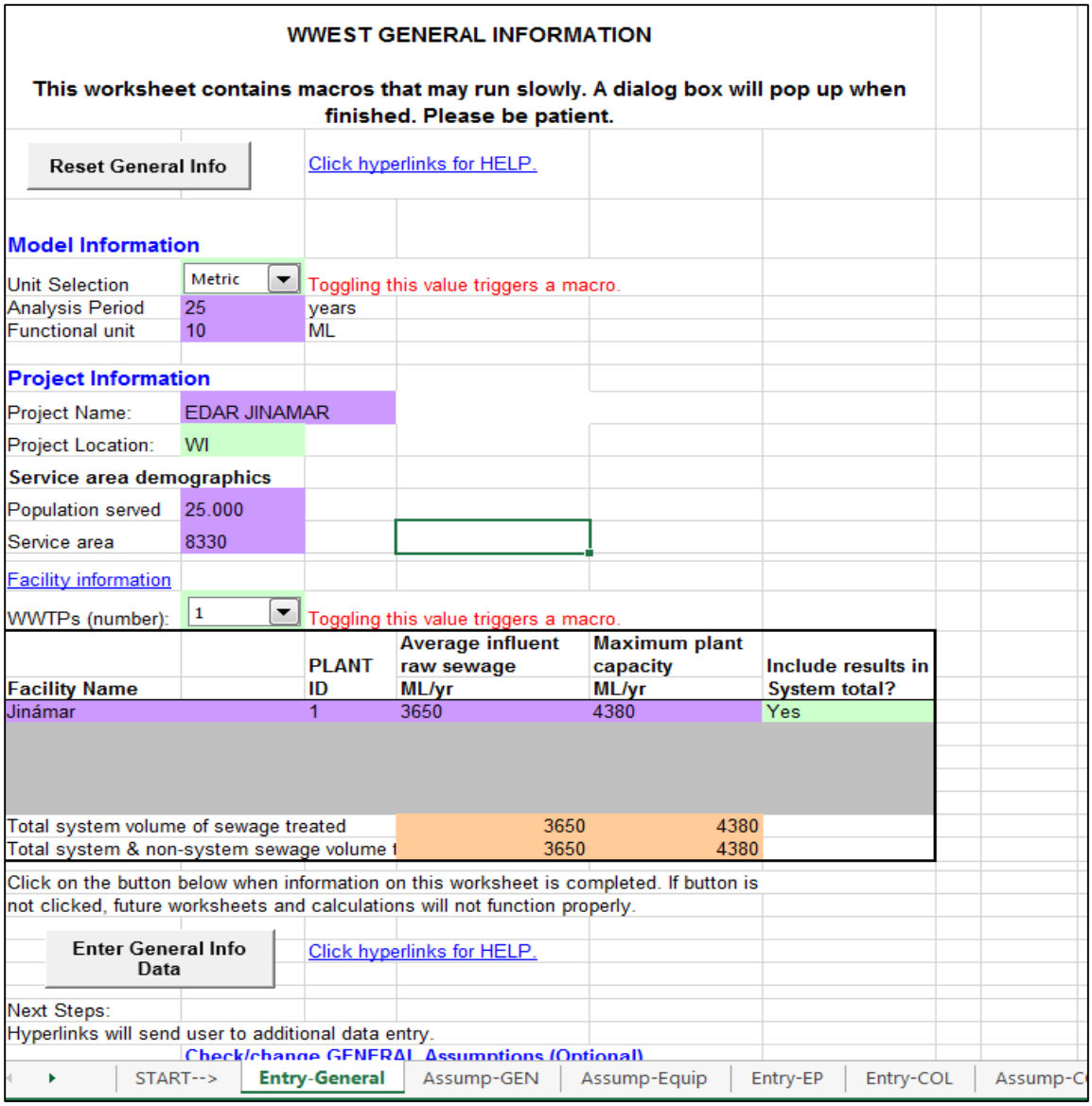


Figura 69: Área demográfica servida por la Edar de Jinámar. (Fuente: Sistema de información territorial de Canarias)

Por último, en la sección de información de la planta, se indica que únicamente se plantea el estudio de una planta que trata de media 3.650 ML/año de agua, con una caudal punta de 4.380 ML/año (SUEZ). La identificación interna (ID), por tanto, será 1 y se indica que, al ser una planta compacta, los resultados incluyen el sistema total.



WWEST GENERAL INFORMATION

This worksheet contains macros that may run slowly. A dialog box will pop up when finished. Please be patient.

Reset General Info | Click hyperlinks for HELP.

Model Information

Unit Selection	Metric	Toggling this value triggers a macro.
Analysis Period	25	years
Functional unit	10	ML

Project Information

Project Name:	EDAR JINAMAR
Project Location:	WI
Service area demographics	
Population served	25.000
Service area	8330

Facility information

WWTPs (number): 1 Toggling this value triggers a macro.

Facility Name	PLANT ID	Average influent raw sewage ML/yr	Maximum plant capacity ML/yr	Include results in System total?
Jinámar	1	3650	4380	Yes
Total system volume of sewage treated		3650	4380	
Total system & non-system sewage volume t		3650	4380	

Click on the button below when information on this worksheet is completed. If button is not clicked, future worksheets and calculations will not function properly.

Enter General Info Data | Click hyperlinks for HELP.

Next Steps:
Hyperlinks will send user to additional data entry.
Check/change GENERAL Assumptions (Optional)

START--> | Entry-General | Assump-GEN | Assump-Equip | Entry-EP | Entry-COL | Assump-C

Figura 70: Captura de pantalla de la primera hoja de entrada de datos del WWEST. Información general. (Fuente: Elaboración propia).

8.3.2 Supuestos generales de materiales

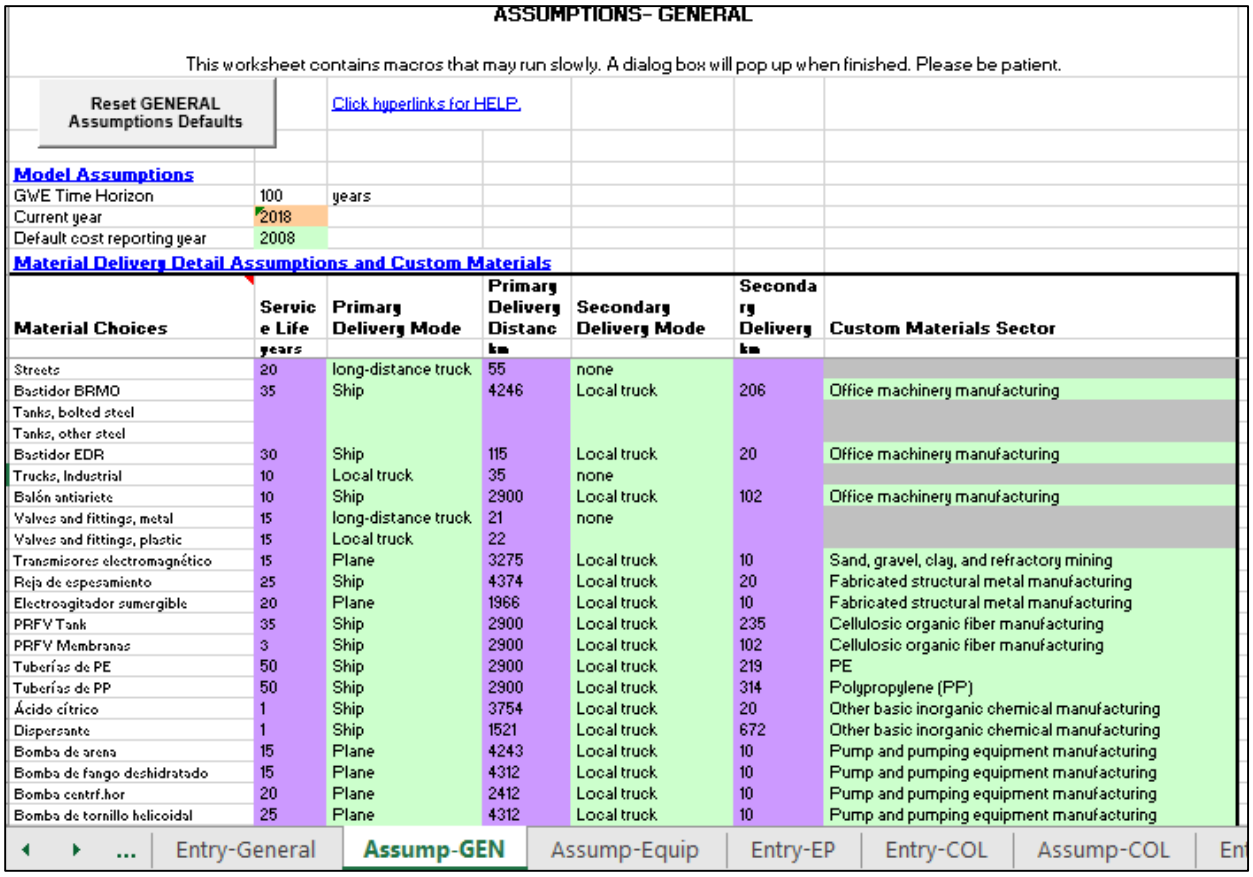
En esta hoja se introducen todos y cado uno de los materiales y equipos que conforman la planta. En la primera sección se elige como horizonte temporal del efecto del calentamiento global unos 100 años por defecto. El año actual se ingresa automáticamente.

El año en que se informan los costos de los equipos específicos será 2008, pudiendo usar con ello los factores de emisión de EIOLCA, PlasticsEurope y / o GaBi (GaBi 2005; PlasticsEurope 2010) que tiene el WWEST incorporados como base de datos y los cuales son necesarios al tener en cuenta en la actividad, el impacto de extraer, procesar y fabricar los materiales (ciclo de vida completo).

En esta tabla se recopila de una manera general los materiales empleados, así como su tiempo de vida media (debiendo ser un año en el caso de los consumibles). Posteriormente se hace alusión al modo de

entrega de cada material, siendo el barco y el avión, los transportes principales al encontrarse la depuradora en una isla y empleando el camión local como segundo transporte para llevar los materiales desde el puerto o el aeropuerto a la planta. Como se puede observar las distancias mas habituales son las que provienen de la península ibérica, más concretamente desde el puerto de Donostia y Barcelona, conteniendo estas regiones algunos de los polígonos industriales más importantes del país.

En la siguiente figura se muestra la hoja de cálculo propia de los materiales empleados en la Edar de Jinámar.



ASSUMPTIONS- GENERAL

This worksheet contains macros that may run slowly. A dialog box will pop up when finished. Please be patient.

Reset GENERAL Assumptions Defaults

Click hyperlinks for HELP.

Model Assumptions

GWE Time Horizon	100	years
Current year	2018	
Default cost reporting year	2008	

Material Delivery Detail Assumptions and Custom Materials

Material Choices	Service Life	Primary Delivery Mode	Primary Delivery Distance	Secondary Delivery Mode	Secondary Delivery	Custom Materials Sector
	years		km		km	
Streets	20	long-distance truck	55	none		
Bastidor BRM0	35	Ship	4246	Local truck	206	Office machinery manufacturing
Tanks, bolted steel						
Tanks, other steel						
Bastidor EDR	30	Ship	115	Local truck	20	Office machinery manufacturing
Trucks, Industrial	10	Local truck	35	none		
Balón antiariete	10	Ship	2900	Local truck	102	Office machinery manufacturing
Valves and fittings, metal	15	long-distance truck	21	none		
Valves and fittings, plastic	15	Local truck	22			
Transmisores electromagnético	15	Plane	3275	Local truck	10	Sand, gravel, clay, and refractory mining
Reja de espesamiento	25	Ship	4374	Local truck	20	Fabricated structural metal manufacturing
Electroagitador sumergible	20	Plane	1966	Local truck	10	Fabricated structural metal manufacturing
PRFV Tank	35	Ship	2900	Local truck	235	Cellulosic organic fiber manufacturing
PRFV Membranas	3	Ship	2900	Local truck	102	Cellulosic organic fiber manufacturing
Tuberías de PE	50	Ship	2900	Local truck	219	PE
Tuberías de PP	50	Ship	2900	Local truck	314	Polypropylene (PP)
Ácido cítrico	1	Ship	3754	Local truck	20	Other basic inorganic chemical manufacturing
Dispersante	1	Ship	1521	Local truck	672	Other basic inorganic chemical manufacturing
Bomba de arena	15	Plane	4243	Local truck	10	Pump and pumping equipment manufacturing
Bomba de fango deshidratado	15	Plane	4312	Local truck	10	Pump and pumping equipment manufacturing
Bomba centrf.hor	20	Plane	2412	Local truck	10	Pump and pumping equipment manufacturing
Bomba de tornillo helicoidal	25	Plane	4312	Local truck	10	Pump and pumping equipment manufacturing

... | Entry-General | Assump-GEN | Assump-Equip | Entry-EP | Entry-COL | Assump-COL | En

Figura 71: Captura de pantalla de la segunda hoja de entrada de datos del WWEST. Supuestos generales de materiales. (Fuente: Elaboración propia).

8.3.3 supuestos generales de equipos

En esta hoja se calculan las emisiones directas de los equipos de construcción, vehículos de mantenimiento y vehículos de uso personal.

En este caso, habiendo analizado la base de datos al completo, se observa que la clasificación empleada en el programa (emisiones del ciclo de vida de automóviles y camiones; impactos de los equipos Diésel no viarios; impactos de los equipos de Gasolina no viarios, etc…) es muy estricta y completa. Además, todos ellos parten como base de los informes propios de la Agencia de Protección Medioambiental de los EE. UU (Environmental Agency Protection, EPA, en inglés), por lo que se emplea esta base para los equipos empleados en la Edar de Jinámar.

La segunda sección analiza las eficiencias de los equipos. El valor predeterminado para el equipo de construcción es del 60% (es decir, el equipo está inactivo o improductivo cuatro de cada diez horas). Para camiones, se supone que el valor es del 80%.

A continuación, se adjunta una figura con la hoja de trabajo cumplimentada por los equipos propios de la planta objeto a estudio.

		Engine Capacity	Power		Fuel Consumption		Fuel Type	Energy Use and Emissions (MJ or g/hour or mile*) *Values are per mile and are never converted to km.						
Equipment	Typical Brand/Model	kW	watts	Units				Energy	GWE	NO_x	PM	SO_x	VOC	CO
Air Compressor	bt	92		hours	26	l/h	Electric	926,7	65849,3	558,0	49,6	132,9	49,6	124,0
Automobile	Average Car	NA	NA	distance	13	km/l	gasoline	9,4	760,0	2,2	0,5	0,7	2,4	24,0
Backhoe Loader	John Deere 710G	88		hours	31	l/h	diesel	881,8	62663,1	531,0	47,2	126,5	47,2	118,0
Concrete Mix Truck	International 5500i	421		distance	4	km/l	diesel	13,6	322,3	6,5			2,1	9,2
Concrete Pump	Schwing BPL1200	355		hours	95	l/h	diesel	3557,2	252776,5	1332,8	190,4	510,9	95,2	476,0
Concrete Vibrator	Oztec 1.8 oz		1800	hours	NA		electric	18,6	1502,7	3,3	12,7	0,2	0,0	5,1
Crane	Grove TMS700E	298		hours	76	l/h	diesel	2989,2	212417,3	1120,0	160,0	429,3	80,0	400,0
Cutting torch	Arcair Extreme [arc gouging]		9600	hours	NA		electric	99,0	8014,4	17,5	67,5	1,1	0,2	27,0
Dozer	Caterpillar D8N	213		hours	71	l/h	diesel	2129,8	151347,3	798,0	114,0	305,9	57,0	285,0
Dump Truck	GMC c8500	205		distance	6	km/l	diesel	10,4	248,0	6,5			2,1	9,2
Excavator, large	Caterpillar 375	319		hours	94	l/h	diesel	3198,5	227286,5	1198,4	171,2	459,3	85,6	428,0
Excavator, small	John Deere 200C	105		hours	37	l/h	diesel	1053,7	74877,1	634,5	56,4	151,1	56,4	141,0
Forklift	Gradall 534D10-45	87		hours	30	l/h	diesel	866,9	61601,0	522,0	46,4	124,3	46,4	116,0
Generator	Multiquip GA-6HZR			hours	2	l/h	gasoline							
Grader	Caterpillar 120H	93		hours	31	l/h	diesel	934,1	66380,4	562,5	50,0	134,0	50,0	125,0
Paver	Cedarapids CR451	128		hours	43	l/h	diesel	1285,4	91339,4	774,0	68,8	184,4	68,8	172,0
Pedestal Boom	Rammer C 350	30		hours	12	l/h	diesel	332,3	23614,8	200,0	24,0	47,6	24,0	100,0
Pickup Truck	Average Truck	NA	NA	distance	7	km/l	gasoline	11,9	930,0	2,6	0,4	0,7	3,2	30,0
Plate Compactor	Robin EY15	3		hours	1	l/h	gasoline	1,1	0,9	34,3	697,0	1,3		

Figura 72: Captura de pantalla de la tercera hoja de entrada de datos del WWEST. Supuestos generales de equipos. (Fuente: Elaboración propia).

8.3.4 Producción de Energía

La producción de energía incluye los efectos de la generación de electricidad, la combustión de gas natural y la producción de combustible para gasolina y diésel.

Dentro de la primera sección "Selección del Mix de Energía, Energy Mix Selection en inglés) se ha seleccionado el análisis de la emisión del ciclo de vida completo. Además, se han personalizado (siendo esta acción opcional) los factores de emisión, empleando la mezcla de energía promedio insular. Esto se debe a que el consumo energético (tal y como se ha comentado en capítulos anteriores) es uno de los principales protagonistas del cambio climático que este tipo de plantas es capaz de realizar.

Empleando los datos aportados por Red Eléctrica España (Red Electrica de España) se estipula la contribución de cada fuente de combustible en la hoja de trabajo. En el caso del archipiélago canario el pull energético en el año 2017 se establece de la siguiente manera: energía eólica (4,4%), energía solar (3,10%), energía hidroeléctrica (0,2%) y otras energías (0,1%) en el ámbito de las energías renovables; mientras que sumando las turbinas de vapor, el ciclo combinado y los motores diésel como conjunto, así como las turbinas de gas (puesto que no se quema gas en las mismas, sino combustible líquido (Instituto Tecnológico de Canarias) se obtienen un total de 92,2% de combustible convencional, el cual se asigna como "otros combustibles fósiles", al tratarse de fuel oil en un 59.8% y gasoil en un 38.7% (Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento.).

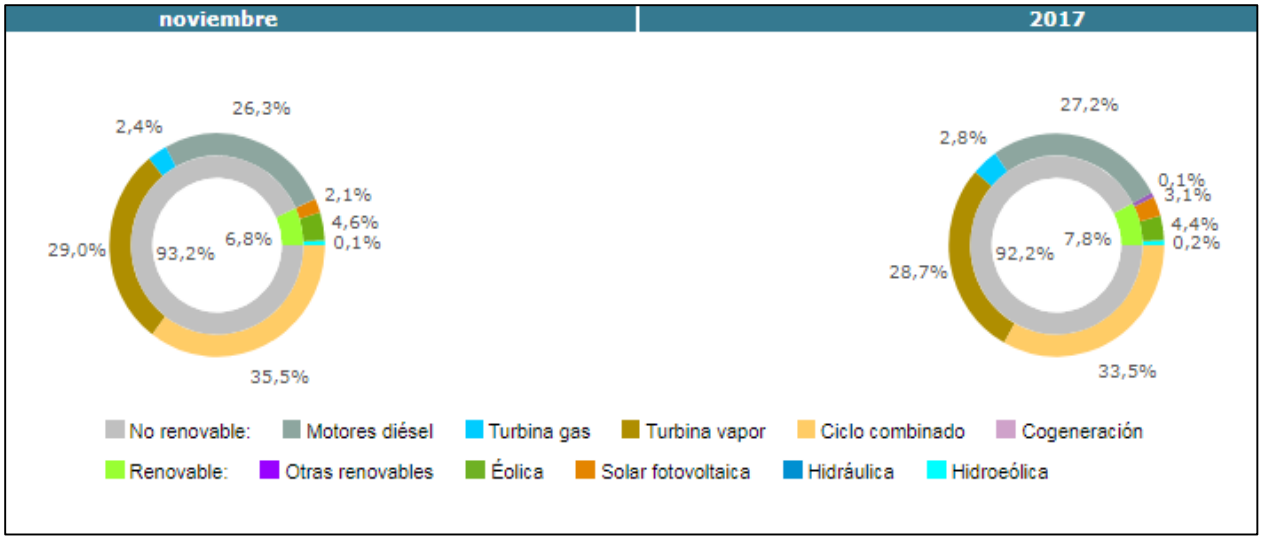


Figura 73: Balance energético de Canarias en el año 2017. (Fuente: REE)

En lo que respecta a las pérdidas de distribución asumida, el programa tiene un valor predeterminado de 10%. Dicho valor se ha contrarrestado con los coeficientes de pérdida marginales de la red de transporte de las islas canarias (Red Electrica de España), cuyo promedio ronda un 9,78%, por lo que se mantiene el dato predeterminado del programa.

La fila posterior representa los factores de conversión de energía final a primaria. Nuevamente, empleando el documento del IDAE, se modifican los datos empleando los propios del archipiélago canario.

Factores de conversión de energía final a primaria					
	Fuente	Valores aprobados			Valores previos (****)
		kWh E.primaria renovable /kWh E. final	kWh E.primaria no renovable /kWh E. final	kWh E.primaria total /kWh E. final	kWh E.primaria /kWh E. final
Electricidad convencional Nacional	(*)	0,396	2,007	2,403	
Electricidad convencional peninsular	(**)	0,414	1,954	2,368	2,61
Electricidad convencional extrapeninsular	(**)	0,075	2,937	3,011	3,35
Electricidad convencional Baleares	(**)	0,082	2,968	3,049	
Electricidad convencional Canarias	(**)	0,070	2,924	2,994	
Electricidad convencional Ceuta y Melilla	(**)	0,072	2,718	2,790	
Gasóleo calefacción	(***)	0,003	1,179	1,182	1,08
GLP	(***)	0,003	1,201	1,204	1,08
Gas natural	(***)	0,005	1,190	1,195	1,01
Carbón	(***)	0,002	1,082	1,084	1,00
Biomasa no densificada	(***)	1,003	0,034	1,037	
Biomasa densificada (pelets)	(***)	1,028	0,085	1,113	

Figura 74: Factores de conversion de energía primaria a energía final. (Fuente: IDEA, 2016).

Conversión a las unidades propias del programa:

Energías renovables.

$$0{,}07\ \frac{kWh_{E.primaria}}{kWh_{E.Final}} * \frac{41868.10^6 Julios}{11630\ kWh} = 252000 \frac{Julios}{kWh} = 0{,}25 \frac{MJ}{kWh}$$

Energías no renovables.

$$2{,}924\ \frac{kWh_{E.primaria}}{kWh_{E.Final}} * \frac{41868.10^6 Julios}{11630\ kWh} = 10526400 \frac{Julios}{kWh} = 10{,}5 \frac{MJ}{kWh}$$

Media del archipiélago.

$$\frac{(0{,}25 * 3) + (0{,}25 * 5) + (10{,}5 * 92)}{100} = 9{,}7 \frac{MJ}{kWh}$$

El resto de la tabla se compone de los factores de emisión que cada posible fuente de energía emite. Los datos han sido editados e introducidos en función del compuesto y de la tecnología que lo emite. A continuación, se exponen las distintas emisiones producidas por cada una de las tecnologías, especificando las fuentes de las que se han obtenido los valores a emplear.

<u>"Fueles fósiles"</u>

Gases de efecto invernadero (Greenhouse Gas, GHG): En este caso, empleando los datos del IDAE, donde el ciclo de vida comienza al entrar la energía primaria en la central térmica, el valor estimado es de 825 gramos de CO_2/kWh. Fuente de recurso IDAE, 2016. Sin embargo, haciendo uso de los indicadores de emisión recogidos en la declaración ambiental de la central térmica de Jinámar (portadora de la energía consumida en la Edar de Jinámar) del año 2017, los valores con los que se trabajará serán los siguientes:

GHG: 772 gramos de CO_2/kWh

NOx: 5,432 gramos de NO_x/kWh

PM: 0,009 gramos de PM/kWh

SOx: 2,623 gramos de SO_x/kWh

VOCs: No se dispone del dato.

CO: 0,2 mg/Nm^3. En este caso, al encontrarse el valor por debajo del límite de protección de la salud humana, (siendo este de 10 mg/Nm^3), se considera despreciable.

"Energía eólica"

Haciendo uso del trabajo de investigación realizado por R. Turconi *et al*. el cual involucra 167 casos de evaluación del ciclo de vida de diversas tecnologías, se observa que de los 22 casos que contienen este recurso energético, 20 atribuyen todos los tipos de emisiones a la infraestructura del mismo. En este caso, las principales contribuciones están relacionadas con la provisión de material y la construcción de las turbinas eólicas. Por lo tanto, la mezcla de electricidad local donde se produce la fabricación e instalación de las turbinas tiene una influencia significativa en los resultados (Turconi, Boldrin, and Astrup 2013). Por todo ello, las turbinas en tierra y en alta mar pueden tener factores de emisión similares porque las mayores emisiones durante la fase de construcción pueden ser compensadas por la mayor productividad de las turbinas *off-shore*. Analizado el significado de las emisiones, en lo que respecta a los valores empleados, se utilizan los calculados por Nomura *et al*. puesto que el procedimiento de cálculo IOA proporciona datos más precisos y completos que el empleado por Turconi en sus estudios (procedimiento PCA). Por lo tanto, los valores serán los siguientes: 35 kg CO_2/MWh; 0,11 kg de NOx/MWh y 0,05 kg de SOx/MWh; pudiendo emplear valores superiores al incorporar sistemas de almacenamiento de energía (Nomura et al. 2001).

En lo referente a las partículas en suspensión (PM2.5), el valor se obtiene del documento de Euroelectric 2016, el cual mide tanto el máximo como el mínimo de la cuantía de este tipo de contaminante durante el ciclo de vida de una gran diversidad de tecnologías. En este caso, el valor máximo obtenido es el de 0,041 g/kWh (Eurelectric 2011). Del mismo documento se extrae el valor de los carbonos orgánicos volátiles (VOCs), que corresponde con 0,039 g/kWh. En lo que respecta al factor de emisión propio del CO, se considera como nulo.

"Energía solar-fotovoltaica"

En el caso del a energía solar y refriéndose a las emisiones de gases de efecto invernadero, de los 22 estudios de R. Turconi *et al*. 21 relacionan todas las emisiones a la infraestructura de la tecnología, y más específicamente a la fabricación de las células solares. Los componentes de NOx y SOx, solo se consideran en 6 y 7 estudios, respectivamente. En todos los casos, la variabilidad de los resultados obtenidos se debe principalmente a las condiciones locales, como la fuente de electricidad utilizada durante la fabricación, la tipología de paneles y las condiciones climáticas donde los paneles fueron instalados (Turconi, Boldrin, and Astrup 2013). Los valores empleados en las emisiones, serán nuevamente los obtenidos por Nomura *et al.*: 145 kg CO_2/MWh; 0,30 kg de NOx/MWh y 0,195 kg de SOx/MWh (Nomura et al. 2001).

En lo que respecta a las PM2.5, el valor empleado es el de 0,043 g/kWh; mientras que los VOCs representan 0,13g/kWh (Eurelectric 2011). Nuevamente suponemos el valor de CO como despreciable.

Energy Mix Selection

Emission Factors: Lifecycle Emissions

Electricity Scenario: Custom Generation Mix

Electricity Default Data and Emission Factors

Reference: Estimates of T&D Losses Nationally and Regionally [Deru and Torcellini 2007]

	State Average Mix	Mix Contributions and Source-Specific Emission Factors: Coal	Oil	Natural Gas	Nuclear	Other Fossil Fuels	Hydro	Biomass	Wind	Solar	Geo-thermal
Assumed Distribution Loss	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Contribution of Source		0%	0%	0%	0%	92%	0%	0%	5%	3%	0%
Life-cycle Emission Factors (g/kWh, unless noted)											
Energy Use (MJ/kWh)	9,7	0,0	0,0	0,0	0,0	10,5	0,00	0,00	0,25	0,25	0,00
GHG	835	0	0	0	0	825	0	0	35	145	0
NO_x	1,8	0,0	0,00	0,00	0,000	1,6	0,000	0,0	0,110	0,30	0,00
PM	2,814	0,0	0,0	0,0	0,0000	0,2	0,0070	0,0	0,041	0,04	0,000
SO_x	7,0	0,00	0,00	0,0	0,000		0,0000	0,00	0,050	0,20	0,000
VOCs	0,02	0,000	0,000	0,00	0,000		0,0000	0,00	0,039	0,130	0,00
CO	0,11	0,00	0,00	0,00		0,24	0,000	0,00	0,000	0,00	0,00

Figura 75: Captura de pantalla de la cuarta hoja de entrada de datos del WWEST. Energy production, Factores de emisión en la generación de electricidad. (Fuente: Elaboración propia).

Las dos tablas siguientes, hacen alusión a los factores de emisión del gas natural y de los combustibles. La primera tabla (gas natural), se cumplimenta con valores nulos al no usar este tipo de energía en la isla de Gran Canaria; mientras que en la otra tabla (producción de combustibles: gasolina y diésel) representa la emisión propia de vehículos y equipos en el empleo de este tipo de combustibles. En este caso, los datos predeterminados por el programa son los que se utilizan en el cálculo, tal y como se emplearon en la hoja anterior.

Las emisiones asociadas con la producción de combustible se calculan automáticamente en función de la entrada de datos realizadas en la la hoja de trabajo del uso de los equipos. No se deben ingresar datos adicionales para esta categoría.

La última tabla representa los factores de emisión del metano biogénico empleado como recurso de generación de electricidad. Al igual que en el caso del gas natural, la recuperación de energía mediante la combustión del metano no se emplea a día de hoy a escala real en ninguna de las instalaciones depuradoras de la isla por lo que se complementa como valor cero.

Natural Gas Emission Factors (MJ or g/MBTU)	
Additional information on Natural Gas emission factors found here.	
Energy Use	0
GHG	0
NO_x	0
PM	0,0
SO_x	0,00
VOC	0
CO	0

Fuel Emission Factors (g/l, Life-cycle Emissions ONLY)					
	Gasoline	Diesel	Other	Other	Other
Energy Use	9	7			
GHG	644	643			
NO_x	1,5	1,5			
PM	0,4	0,3			
SO_x	0,8	0,7			
VOC	0,9	0,3			
CO	0,5	0,4			

Biogenic Methane Emission Factors (MJ or g/kWh)	
Default values ssumed to be the same as direct natural gas electricity generation above except for greenhouse gases	
Energy Use	0,0
GHG	
NO_x	
PM	
SO_x	
VOC	
CO	0,00

Figura 76: Captura de pantalla de la cuarta hoja de entrada de datos de WWEST. Energy production, Factores de emisión en la combustión de gas natural, metano biogénico y empleo de combustibles. (Fuente: Elaboración propia).

8.3.5 Recolección y descarga del suministro de agua

Recolección de agua

El agua que llega a la depuradora de Jinámar (10.000 m^3 diarios), procede de varias zonas de la isla, a saber, Telde (poblaciones que corresponden con parte de Jinámar y de su Valle, así como la población de La Pardilla), y Las palmas (poblaciones de Hornos del rey, Las Majadillas, Tafira alta (parcial), barranco de San Juan, y la otra parte de Jinámar) aportando el 80% de la demanda total y empleando estaciones de bombeo para adentrarse en la planta, mientras que aproximadamente el 20% sobrante procede de barrancos, los cuales se distribuyen de la siguiente manera:

Por un lado, se tiene el sector de Santa Brígida que lo conforman dos barrancos. El barranco de Las Goteras y el barranco de Dios con unas alturas de 324 y 321 metros sobre el nivel del mar respectivamente (conteniendo las poblaciones de La Atalaya, el Monte Lentiscal y las Goteras). El otro sector, denominado Valsequillo, lo constituyen los barrancos de Tecén y el Inglés, con cotas de 399 y 299 metros cada uno. Toda esta aportación de agua llega a la planta por gravedad, tal y como se puede comprobar en la siguiente ilustración (Daniel Ramirez 2016).

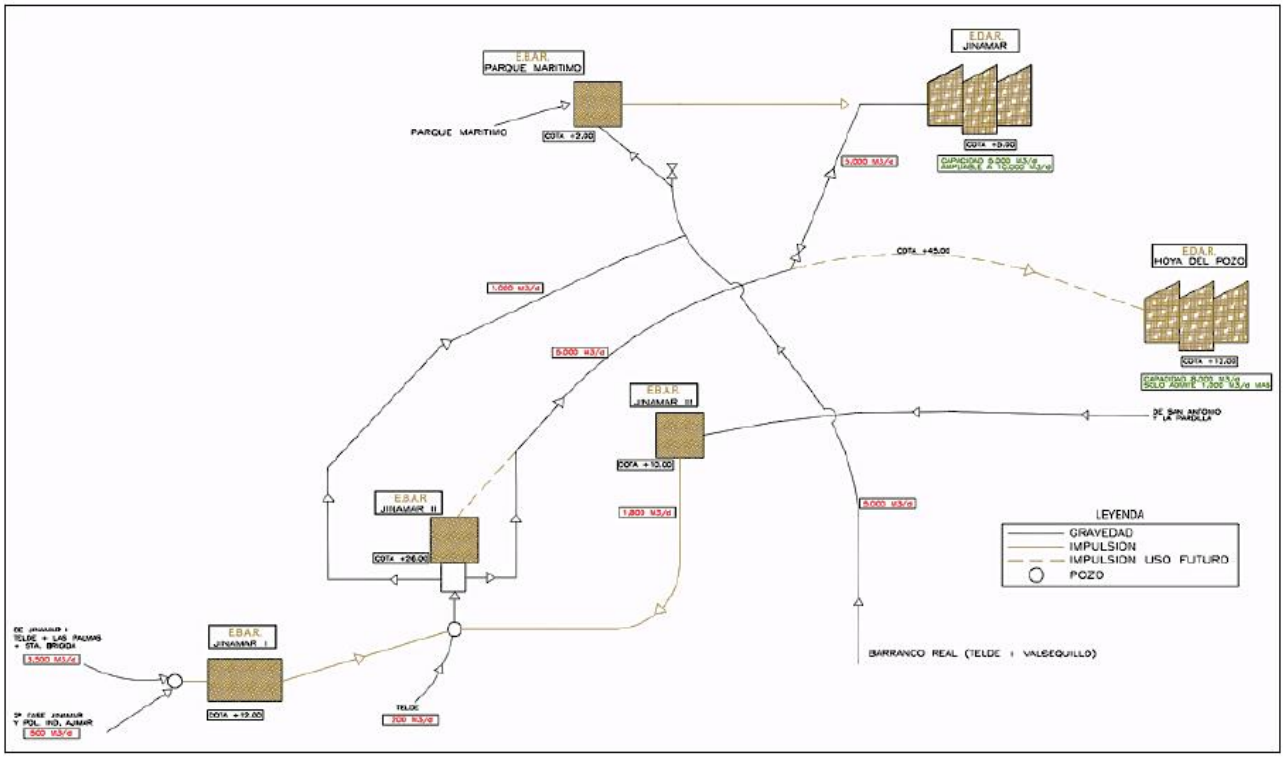


Figura 77: Sistema de recolección de agua en la Edar de Jinámar. Vista de las Estaciones de bombeo (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Las Palmas).

En dicha figura, se puede observar a su vez, que se dispone de cuatro estaciones de bombeo de aguas residuales (EBAR) para que la recolección sea óptima, y de dos pozos de registro.

- EBAR Jinámar I: Bombeo de aguas procedentes de los municipios de Santa Brígida, Las Palmas y Telde.
- EBAR Jinámar II: Bombeo de aguas procedentes de los municipios de Santa Brígida, Las Palmas y Telde.
- EBAR Jinámar III: Bombeo de aguas procedentes de los municipios de Telde.
- EBAR Parque marítimo: Bombeo de aguas procedentes de todos los municipios (Santa Brígida, Las Palmas, Telde y Valsequillo).

En los siguientes planos se pueden observar nuevamente dichas EBARS, así como el número de caudalímetros (siendo un total de siete), dispuestos en el sistema de recolección. Dichos caudalímetros aportan los diámetros nominales de las tuberías en las que se encuentran instalados (correspondiendo con DN300 y DN400).

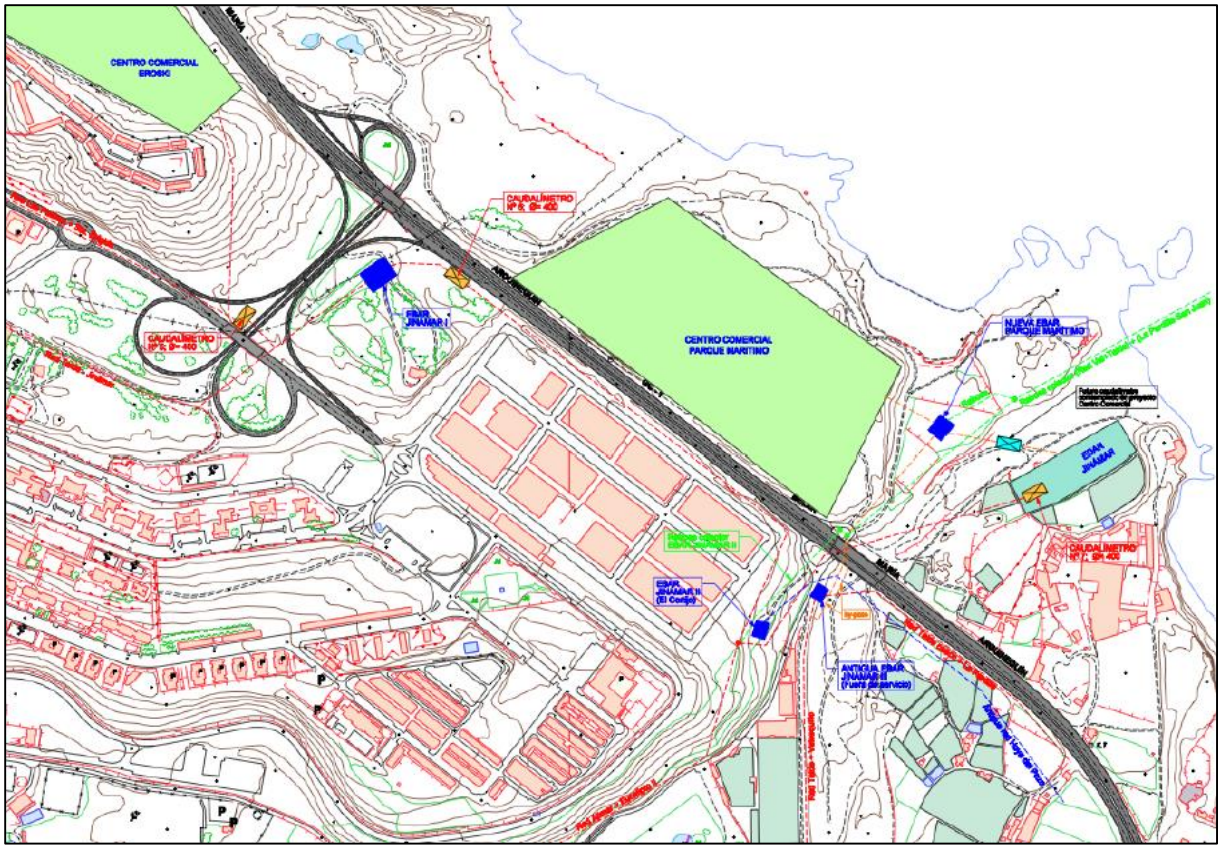


Figura 78: Sistema de recolección de agua en la Edar de Jinámar. Vista de las Estaciones de bombeo y caudalímetros (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Las Palmas).

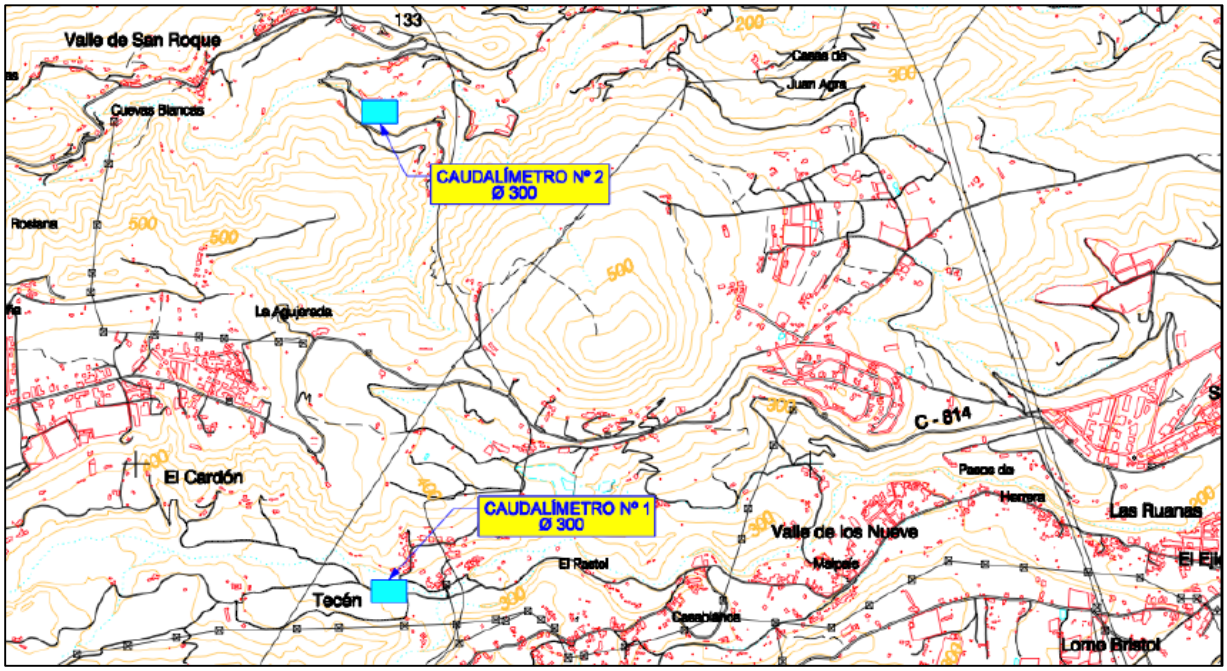


Figura 79: Sistema de recolección de agua en la Edar de Jinámar. Vista de varios caudalímetros (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Las Palmas).

Siguiendo las pautas marcadas por los caudalímetros, se estipulan 7 tuberías principales, a saber:

- Caudalímetro 1: Diámetro nominal 300 mm
- Caudalímetro 2: Diámetro nominal 300 mm
- Caudalímetro 3: Diámetro nominal 300 mm
- Caudalímetro 4: Diámetro nominal 400 mm
- Caudalímetro 5: Diámetro nominal 400 mm
- Caudalímetro 6: Diámetro nominal 400 mm
- Caudalímetro 7: Diámetro nominal 400 mm

Como se puede observar, y tal y como marcan los equipos, se entiende que los diámetros nominales de las tuberías procedentes de los barrancos (que traen el agua de núcleos poblacionales mas pequeños), son de 300 mm y el agua recolectada de los municipios de Telde y parte de Las Palmas disponen de un diámtero de 400 mm. No obstante, al llegar a las EBARs se unifican a DN400.

En esta hoja se han ingresado las longitudes de tuberías discretizadas por la clasificación de diámetros y el número de válvulas. En cuanto al material de construcción de las mismas, el sistema de recolección de aguas de la Edar de Jinámar fue contruído y es operado por la empresa Canaragua (Aguas de Telde), el responsable del sistema de recolección confirmó que el material de las tuberías es de fundición dúctil, salvo la tubería de salida de la EBAR parque marítimo que es de polietileno 100 (PE100).

En cuanto los dos pozos de registro, se consideran pozos de inspección de hormigón premoldeado que disponen de una profundidad de 2 metros (1,83 metros se introduce en el programa al ser el valor admisible más cercano) y un diámetro interior de 1,10 metros (1,22 metros en el programa). En este aspecto se ha considedaro que al ser una recolección de aguas domésticas la cantidad de alcantarillado exterior es ínfimo, y su posible cuantificación muy incierta, por lo que se ha descartado este dato.

Por último y en relación a las instalaciones de las estaciones de bombeo se ingresa el número total de bombas en cada una de las tres categorías descritas por el programa y el tipo de recurso energético empleado en las bombas junto con su respectivo consumo anual. En este caso, la EBAR Jinámar I dispone de una bomba de 44 kW y un consumo anual de 119.575 kWh; La EBAR Jinamar II, dispone de una bomba de 62 kW, pero sólo se usa para casos puntuales por lo que se supone un consumo de 0 kWh; La EBAR Jinámar III, aunque tiene una bomba de 26 kW, se encuentra fuera de servicio, por lo que su consumo es nulo. Por último, la EBAR Parque marítimo (Jinamar IV) tiene una bomba de 20 kW y su consumo anual ronda los 65.726 kWh. A continuación, se adjuntan dos figuras que representan los datos introducidos en el programa.

COLLECTION WATER SUPPLY PHASE

This worksheet contains macros that may run slowly. A dialog box will pop up when finished. Please be patient.

Clear ENTRY-COLLECTION data | Click hyperlinks for HELP.

Construction

Pipeline Material Production Estimates

Note: Pipe information may be entered on a system-wide basis and/or according to the associated treatment plant. Entering data by plant will give more refined results but is not necessary. If the user utilizes the plant-specific or a combined data entry, be careful to avoid double-counting of the same pipe.

	Overall System		1									
	Pipe		Pipe		Pipe		Pipe		Pipe		Pipe	
	Length	Valves	Length	Valves	Length	Valves	Length	Valves	Length	Valves	Length	Valves
Diameter ranges	m	#	m	#	m	#	m	#	m	#	m	#
> 91 cm												
30 - 91 cm	84200	42	23100	10			9700	5	33600	17	17800	9
< 30 cm	21600	11			21600	11						

Pipe Material Breakdown

Enter the percentage of pipe in each diameter category for each material. If more specific data entry is desired, enter data here.

Diameter ranges	Con-crete[1]	Vitrified Clay	Iron/ Steel	PVC	Other plastic[2]
> 91 cm					
30 - 91 cm			80%		20%
< 30 cm					100%

Edit percentages to equal 1.

NOTES:

[1] Include unreinforced, reinforced, prestressed concrete pipe and asbestos cement in concrete category.

[2] Other plastic- thermosets, ABS's, PE. Modeled as PE

Figura 80: Captura de pantalla de la quinta hoja del WWEST. Reconlección de agua, tuberías. (Fuente: Elaboración propia)

Manholes

Type	Depth	Inner Dia.	System	1					
	m	m	#	#	#	#	#	#	
Precast Concrete	1,83	1,22							
Precast Concrete	1,83	1,22							

Curb Inlets

Type	Dim.	System	1					
	m	#	#	#	#	#	#	
Large, heavy duty	0.6 x 0.9							
Small, medium duty	0.3 x 0.5							

Lift Stations and Pump Material Production Estimates

Information on buildings associated with the Collection phase can be entered in this section of the detailed calculations.

	System	1				
	#	#	#	#	#	#
Lift Station Facilities						
Total # Pumps						
< 15 hp (11 kW)						
15 - 100 hp (11 - 75 kW)	4					
> 100 hp (75 kW)						

Operation

Annual Energy Sources Consumed

	Units	System	1
Electricity	MWh	185,3	
Natural gas	MBTU		
Gasoline	l		
Diesel	l		

Figura 81: Captura de pantalla de la quinta hoja del WWEST. Reconlección de agua, pozos de registro, bombas y consumo energético. (Fuente: Elaboración propia)

Descarga de agua

El efluente de salida de la planta (analizando tanto memoria de proyecto, como el pliego de presupuestos parciales y obra civil), se dispone de la siguiente manera. El 100% del agua tratada por terciario (5.000m^3/día) se almacena en un depósito, para posteriormente enviarla al campo de Golf de El Cortijo. La tubería de descarga tiene un DN 50 y está compuesta por polietilieno de alta densidad. La distancia de bombeo alcanza los 2.600 metros. La impulsión del agua se produce a través de una bomba centrífuga horizontal con un caudal nominal de 90 m^3/h y una potencia de 55kW.

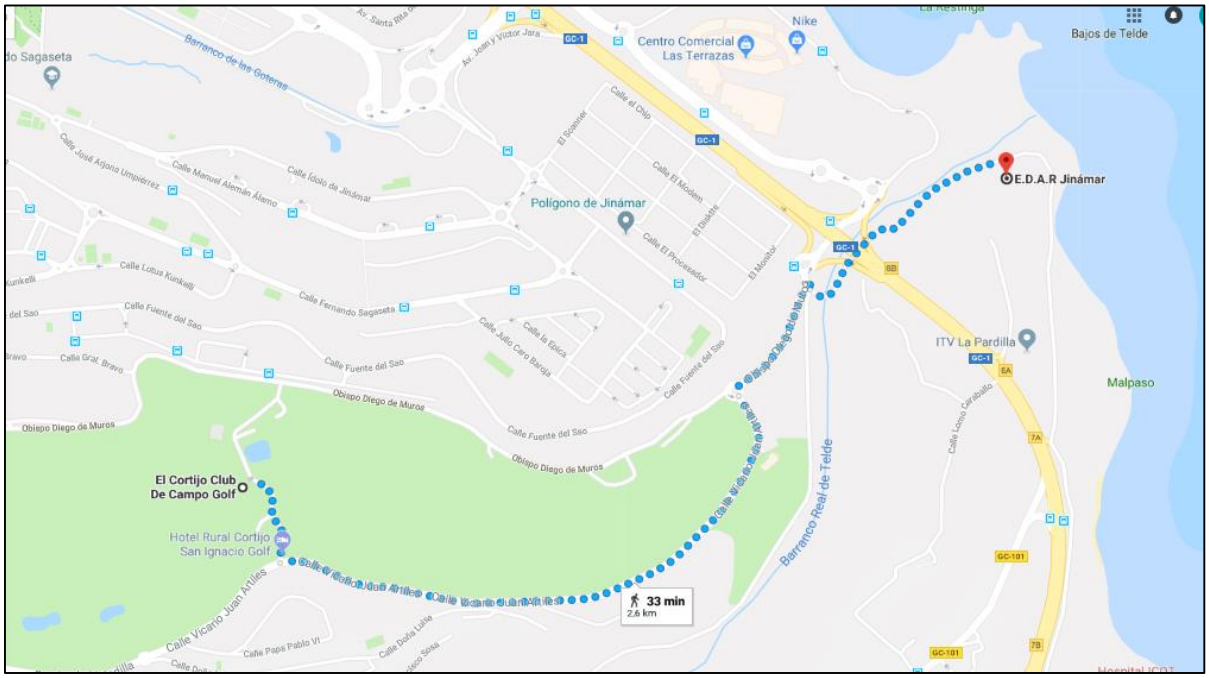


Figura 82: Descarga de agua tratada por la Edar para riego de campo de golf de El Cortijo. (Fuente: elaboración propia).

En cuanto al emisario submarino, empleado únicamente como medida de seguridad y para agua no re-utilizable; se dispone de una tubería de polietilieno de alta densidad de DN600 y longitud 876 metros.

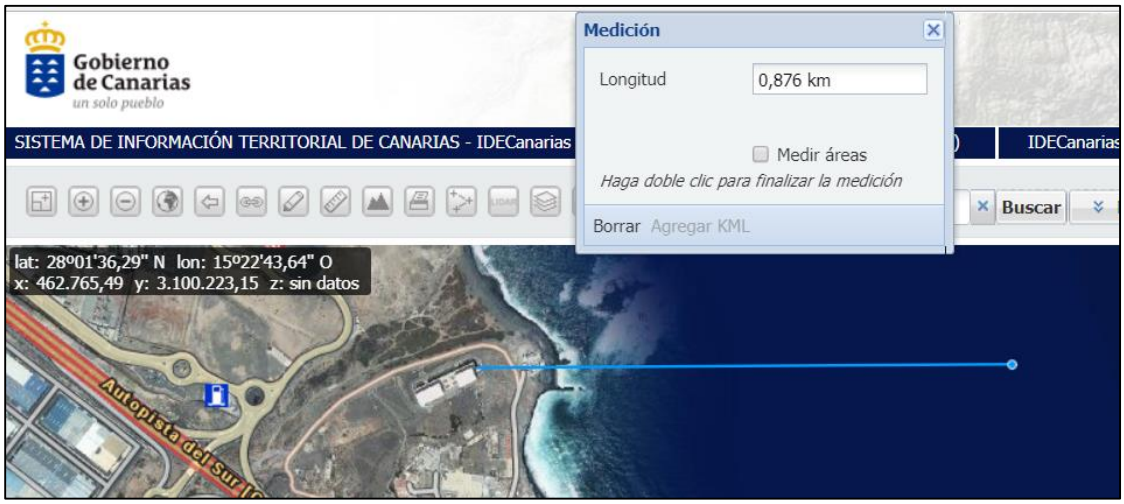
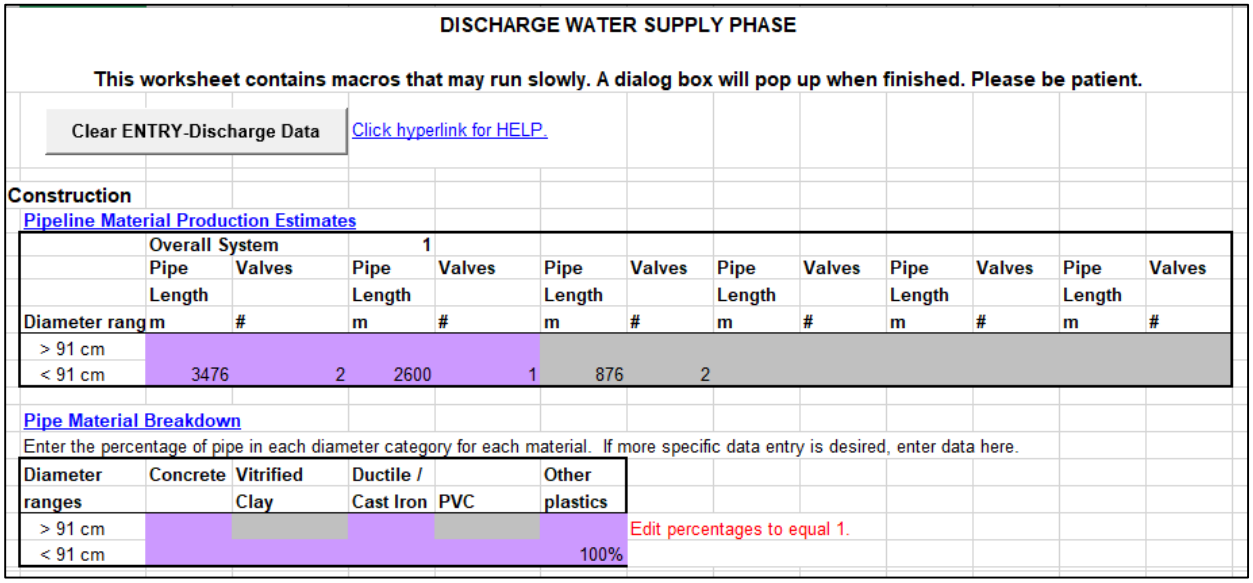


Figura 83: Descarga de agua tratada mediante emisario submarino. (Fuente: Elaboración propia)

Se adjuntan las dos capturas de pantalla correspondientes a la entrada de datos de la descarga de agua tratada.



DISCHARGE WATER SUPPLY PHASE

This worksheet contains macros that may run slowly. A dialog box will pop up when finished. Please be patient.

Clear ENTRY-Discharge Data | Click hyperlink for HELP.

Construction

Pipeline Material Production Estimates

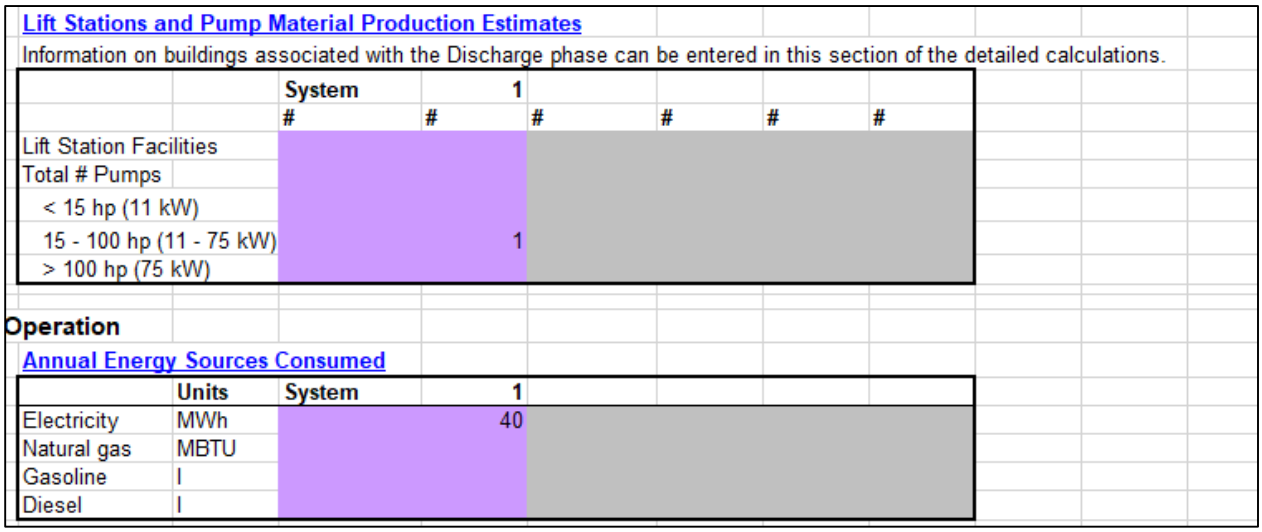
	Overall System		1									
	Pipe Length	Valves	Pipe Length	Valves	Pipe Length	Valves	Pipe Length	Valves	Pipe Length	Valves	Pipe Length	Valves
Diameter rang	m	#	m	#	m	#	m	#	m	#	m	#
> 91 cm												
< 91 cm	3476	2	2600	1	876	2						

Pipe Material Breakdown

Enter the percentage of pipe in each diameter category for each material. If more specific data entry is desired, enter data here.

Diameter ranges	Concrete	Vitrified Clay	Ductile / Cast Iron	PVC	Other plastics	
> 91 cm						Edit percentages to equal 1.
< 91 cm					100%	

Figura 84: Captura de pantalla de la décima hoja del WWEST. Descarga del agua tratada. Tuberías (Fuente: Elaboración propia)



Lift Stations and Pump Material Production Estimates

Information on buildings associated with the Discharge phase can be entered in this section of the detailed calculations.

	System	1				
	#	#	#	#	#	#
Lift Station Facilities						
Total # Pumps						
< 15 hp (11 kW)						
15 - 100 hp (11 - 75 kW)		1				
> 100 hp (75 kW)						

Operation

Annual Energy Sources Consumed

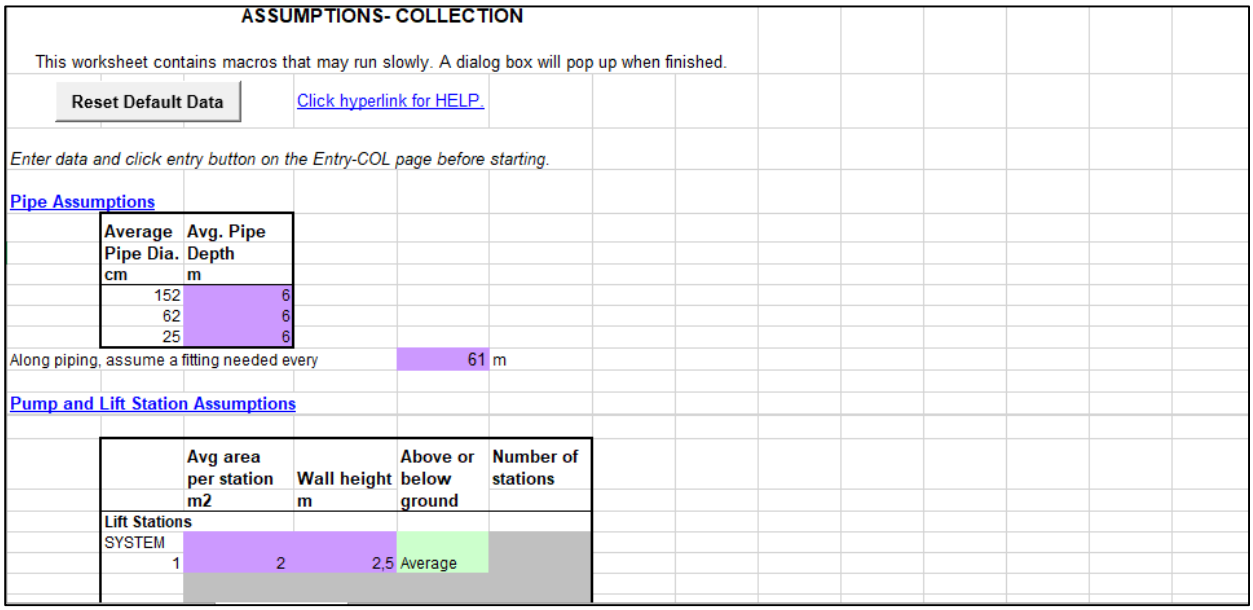
	Units	System	1
Electricity	MWh		40
Natural gas	MBTU		
Gasoline	l		
Diesel	l		

Figura 85: Captura de pantalla de la décima hoja del WWEST. Descarga del agua tratada. Bombas (Fuente: Elaboración propia)

Datos adiciones de recolección y descarga

En el caso del agua de recolección de la Edar de Jinámar, donde la mayoría de las tuberías son de fundición dúctil, la longitud del tubo será de 6 metros independientemente del diámetro nominal con el que se esté trabajando, por lo que se toma esta medida para todas ellas. En lo que respecta a la frecuencia de los accesorios, dependerá del terreno y longitud existente entre origen y destino y de los elementos de control que se quieran poner. En cuanto a llaves de compuerta, mínimo 2, origen y destino y en medio, en algunas ocasiones se dispone de una llave de purga. Por ello se emplean los valores del WWEST por defecto, al ser los 61 metros aceptables y problables en la sección de recolección.

En cuanto a los cuartos, de bombas, estos dependen del volumen que se quiera bombear, y en función de esto, se dimensiona la cámara de bombeo y a partir de ahí las longitudes del cuarto donde se aloja. También se debe de tener en cuenta la frecuencia de bombeo (en torno a 4-6 veces la hora) de forma que el tiempo de residencia del agua dentro de la cámara sea inferior a 20 minutos. De los cuatro cuartos de bombas que dispone la Edar, se estima un área media de cuarto de 2 m^2, con una altura de pared de 2,5 metros. Lo normal es que los cuartos estén sobre rasante y las cámaras bajo rasante, dependiendo básicamente de la profundidad a la que lleguan los tubos por gravedad; por tanto, se selecciona la opción de parcialmente enterrado.



ASSUMPTIONS- COLLECTION

This worksheet contains macros that may run slowly. A dialog box will pop up when finished.

Reset Default Data Click hyperlink for HELP.

Enter data and click entry button on the Entry-COL page before starting.

Pipe Assumptions

Average Pipe Dia. cm	Avg. Pipe Depth m
152	6
62	6
25	6

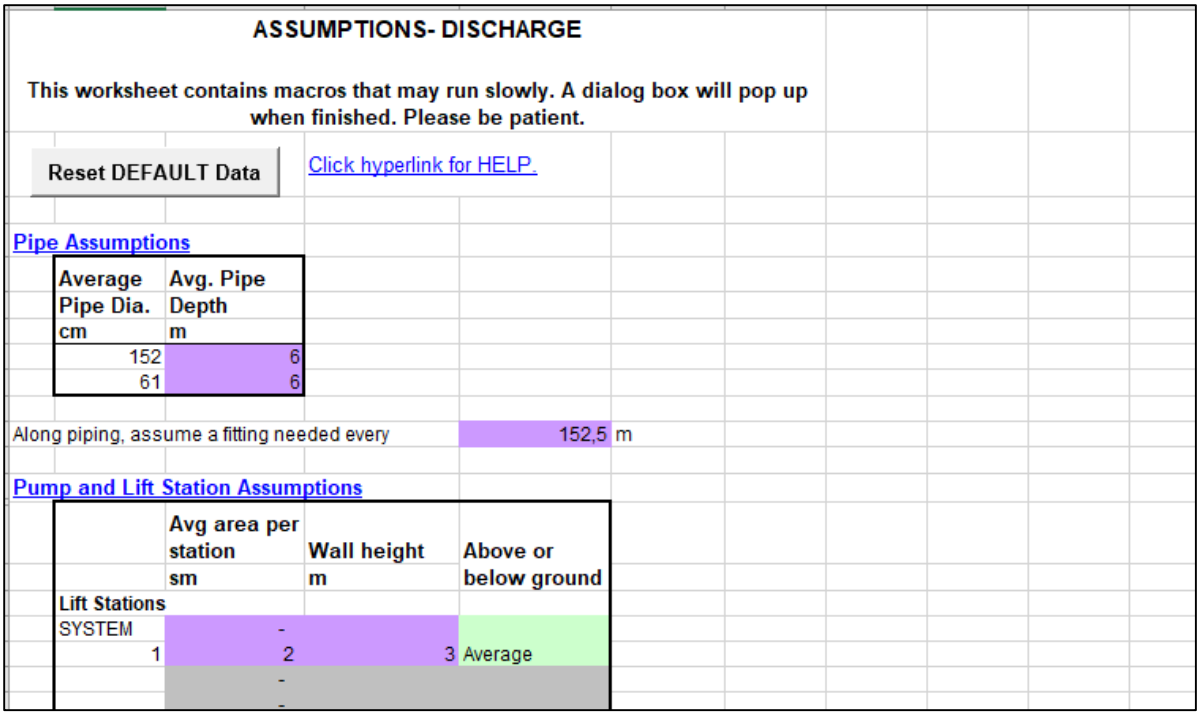
Along piping, assume a fitting needed every 61 m

Pump and Lift Station Assumptions

	Avg area per station m2	Wall height m	Above or below ground	Number of stations
Lift Stations				
SYSTEM				
1	2	2,5	Average	

Figura 86: Captura de pantalla de la sexta hoja del WWEST. Datos detallados de recolección de aguas (Fuente: Elaboración propia)

En la hoja de los detalles de la descarga se introducirá la misma longitud estándar de tuberías, pero en este caso se mantendrá una separación de 152,5 metros por accesorio. El cuarto de bombas será medio soterrado y con las mismas dimensiones que los demás cuartos de recolección.



ASSUMPTIONS- DISCHARGE

This worksheet contains macros that may run slowly. A dialog box will pop up when finished. Please be patient.

Reset DEFAULT Data | Click hyperlink for HELP.

Pipe Assumptions

Average Pipe Dia. cm	Avg. Pipe Depth m
152	6
61	6

Along piping, assume a fitting needed every 152,5 m

Pump and Lift Station Assumptions

	Avg area per station sm	Wall height m	Above or below ground
Lift Stations			
SYSTEM	-		
1	2	3	Average
	-		
	-		

Figura 87: Captura de pantalla de la onceava hoja del WWEST. Datos detallados de la descarga de agua (Fuente: Elaboración propia)

8.3.6 Sistema de tratamiento genérico

Las páginas de entrada al sistema de tratamiento (Entry-TRT) le permiten al usuario definir los procesos que conforman el sistema, los diferentes equipos empleados y demás información sobre la eliminación de lodos, estaciones de bombeo y consumo energético. Las dos hojas de cálculo siguientes (Assump-LTRT y Assump-STRT), sirven para detallar por separado la línea de agua y la línea de fangos, respectivamente.

La primera de las tablas se ha cumplimentado con los datos descritos tanto en el capítulo siete, el cual describe la planta y todos sus equipos e instalaciones, como con la caracterización del lodo de edar que se especificará en el siguiente capítulo, sección 9.2.2. En el caso de la tabla que corresponde a las tuberías se ha hecho uso del proyecto de obra de la Edar, depositado la Consejería de Industria de la ciudad de Las Palmas. En este caso el proyecto describe de forma discretizada y por capítulos los conjuntos de tuberías, válvulas y caudalímetros (con todos las características y propiedades de cada uno) de cada etapa y tratamiento de la depuradora. Se adjuntan figuras.

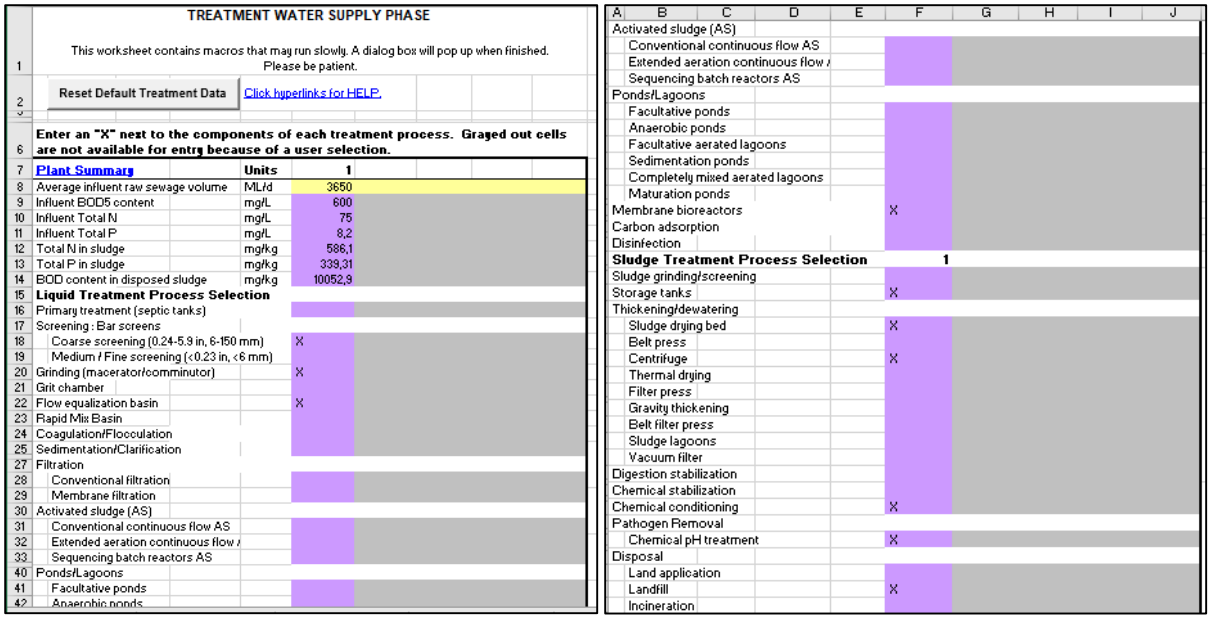


Figura 88: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST. Entrada de datos de tratamiento. (Fuente: Elaboración propia)

Línea de líquidos:

Pretatamiento		
Tuberías		
DN100	Acero al Carbono St.37.0	12 metros
DN25	Acero al Carbono Galvanizado	12 metros
Válvulas	6 unidades	
Caudalímetro	2 unidades	
Desarenado-desengrasado		
Tuberías		
DN400	Acero al Carbono St.37.0	12 metros
DN50	Acero al Carbono Galvanizado	12 metros
DN100	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN100	Acero al Carbono St.37.0	12 metros
DN25	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
Válvulas	4 unidades	
Caudalímetro	0 unidades	
Clasificador de arenas		
Tuberías		
DN80	Acero al Carbono Galvanizado	12 metros
DN80	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
DN100	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN50	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
Válvulas	3 unidades	
Caudalímetro	0 unidades	
Bombeo de grasas		
DN50	Acero al Carbono St.37.0	6 metros

Válvulas	1 unidad	
Caudalímetro	0 unidades	
Separador de grasas		
Tuberías		
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
Válvulas	1 unidad	
Caudalímetro	2 unidad	
Depósito de laminación		
Tuberías		
DN200	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN200	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN200	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN25	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
Válvulas	4 unidades	
Caudalímetro	4 unidades	
Producción de aire para biológico		
Tuberías		
DN300	Acero al Carbono Galvanizado	12 metros
DN400	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
DN200	Acero al Carbono Galvanizado	24 metros
DN80	PVC	24 metros
DN25	PVC	48 metros
Válvulas	4 unidades	
Caudalímetro	0 unidades	
Reactor biológico de membranas		
Tuberías		
DN250	Acero al Carbono Galvanizado	12 metros
DN250	Acero al Carbono Galvanizado	24 metros
DN100	Acero al Carbono Galvanizado	120 metros
DN150	Acero Inox. AISI-316	24 metros
DN150	Acero Inox. AISI-316	24 metros
DN50	Acero Inox. AISI-316	240 metros
DN40	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
Válvulas	82 unidad	
Caudalímetro	0 unidades	
Depósito de lavado		
Tuberías		
DN100	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
DN100	Acero Inox. AISI-316	6 metros
DN100	Acero Inox. AISI-316	6 metros
DN50	Acero Inox. AISI-316	24 metros
DN50	Acero Inox. AISI-316	24 metros
DN50	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN50	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN100	Acero al Carbono St.37.0	12 metros

Válvulas	20 unidades	
Caudalímetro	0 unidades	
Reactivos de lavado		
Tuberías		
DN40	PVC	6 metros
DN40	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN15	PVC	6 metros
DN40	PVC	6 metros
DN40	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN15	PVC	6 metros
Válvulas	22 unidades	
Caudalímetro	15 unidades	
Depósito y bombeo de agua microfiltrada		
Tuberías		
DN250	Acero Inox. AISI-316	12 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	12 metros
DN100	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
Válvulas	4 unidades	
Caudalímetro	2 unidades	
Electrodiálisis reversible		
Válvulas	1 unidades	
Caudalímetro	19 unidades	
Dosificación reactivos		
Tuberías		
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN15	PVC	6 metros
DN25	PVC	12 metros
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN15	PVC	12 metros
DN25	PVC	12 metros
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN15	PVC	6 metros
DN25	PVC	12 metros
DN25	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
DN15	PVC	6 metros
DN25	PVC	6 metros
Válvulas	18 unidades	

Caudalímetro	4 unidades	
Servicios auxiliares. Red de agua		
Tuberías		
DN20	Acero Galvanizado	240 metros
DN50	Acero Galvanizado	120 metros
DN100	Acero Galvanizado	960 metros
Válvulas	12 unidades	
Caudalímetro	1 unidad	

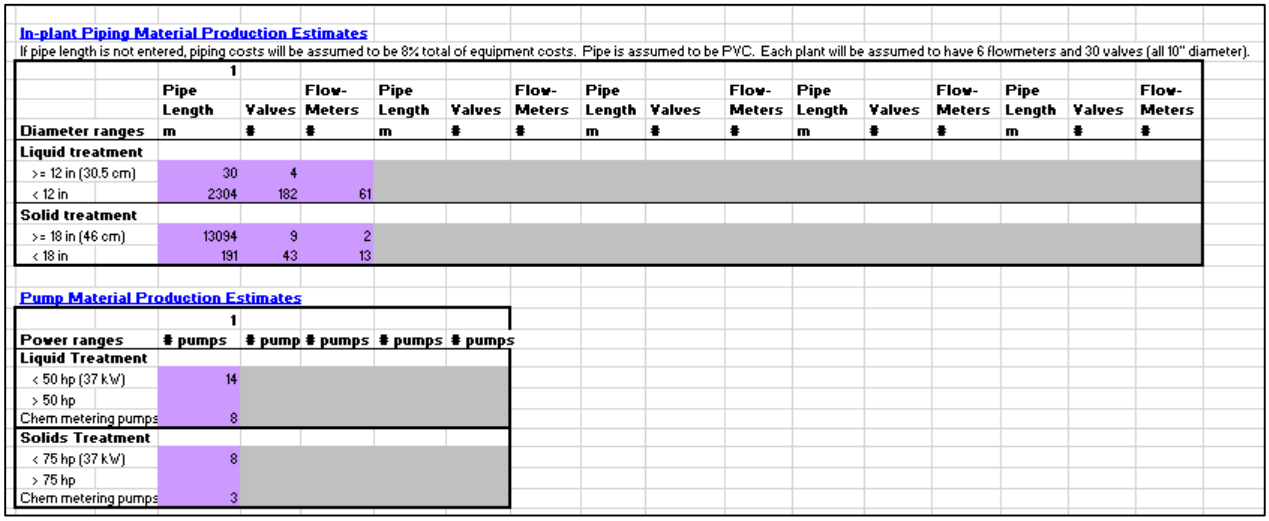
Tabla 49: Tuberías y accesorios de la línea de aguas. (Fuente: elaboración propia).

Línea de fangos:

Bombeo fangos de exceso		
Tuberías		
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
Válvulas	2 unidades	
Caudalímetro	1 unidad	
Espesamiento de fangos		
Tuberías		
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN150	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN150	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
Válvulas	1 unidad	
Caudalímetro	2 unidades	
Bombeo fangos a deshidratación		
Tuberías		
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
Válvulas	2 unidades	
Caudalímetro	1 unidad	
Deshidratación y almacenamiento de fangos		
Tuberías		
DN150	Acero al carbono 106GrB	6 metros
DN80	Acero al Carbono St.37.0	6 metros
DN40	PVC	12 metros
DN32	Acero al Carbono Galvanizado	6 metros
Válvulas	16 unidades	
Caudalímetro	4 unidades	
Desodorización		
Tuberías		
DN250	Polipropileno	60 metros
DN300	Polipropileno	35 metros
DN200	Polipropileno	12 metros
DN700	Polipropileno	13075 metros

DN800	Polipropileno	19 metros
DN125	PVC	18 metros
DN20	PVC	18 metros
DN25	PVC	30 metros
DN50	PVC	12 metros
Válvulas	29 unidades	
Caudalímetro	6 unidades	
Bombeo de vaciados		
DN125	Acero al Carbono St.37.0	12 metros
Válvulas	2 unidades	
Caudalímetro	1 unidades	

Tabla 50: Tuberías y accesorios de la línea de fangos. (Fuente: Elaboración propia).



In-plant Piping Material Production Estimates

If pipe length is not entered, piping costs will be assumed to be 8% total of equipment costs. Pipe is assumed to be PVC. Each plant will be assumed to have 6 flowmeters and 30 valves (all 10" diameter).

	1														
	Pipe Length	Valves	Flow-Meters	Pipe Length	Valves	Flow-Meters	Pipe Length	Valves	Flow-Meters	Pipe Length	Valves	Flow-Meters	Pipe Length	Valves	Flow-Meters
Diameter ranges	m	#	#	m	#	#	m	#	#	m	#	#	m	#	#
Liquid treatment															
>= 12 in (30.5 cm)	30	4													
< 12 in	2304	182	61												
Solid treatment															
>= 18 in (46 cm)	13094	9	2												
< 18 in	191	43	13												

Pump Material Production Estimates

	1				
Power ranges	# pumps	# pump	# pumps	# pumps	# pumps
Liquid Treatment					
< 50 hp (37 kW)	14				
> 50 hp					
Chem metering pumps	8				
Solids Treatment					
< 75 hp (37 kW)	8				
> 75 hp					
Chem metering pumps	3				

Figura 89: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST .Tratamiento: Tuberías y bombas. (Fuente: Elaboración propia)

Una vez terminado el sistema de tuberías de distribución en planta, llega la sección de bombas clasificadas nuevamente en función de su línea de operación, y por rangos de potencia. Tal y como se comprueba en la figura anterior. Se adjunta los datos analizados a continuación.

Clasificador de arenas		
Bomba de arenas_1	Q= 10 m^3/h	0,75 kW
Bomba de arenas_2	Q= 10 m^3/h	0,75 kW
Bombeo de grasas		
Bomba sumergible	Q= 6 m^3/h	1,2kW
Depósito de laminación		
Bomba sumergible	Q= 210 m^3/h	4,7 kW
Reactor biológico de membranas		
Bomba centrífuga Htal_1	Q= 74/122 m^3/h	7,5 kW
Bomba centrífuga Htal_2	Q= 74/122 m^3/h	7,5 kW
Bomba centrífuga Htal_3	Q= 74/122 m^3/h	7,5 kW
Bomba centrífuga Htal_4	Q= 74/122 m^3/h	7,5 kW
Depósito de lavado		

Bomba centrífuga Htal	Q= 40 m^3/h	7,5 kW
Reactivos de lavado		
Bomba sumergible	Q= 5 m^3/h	1,2 kW
Bomba dosificadora_1	Q=118 l/h	0,18k W
Bomba dosificadora_2	Q=500 l/h	0,18 kW
Depósito y bombeo de agua microfiltrada		
Bomba sumergible_1	Q=21 m^3/h	1,2 kW
Bomba sumergible_2	Q=21 m^3/h	1,2 kW
Electrodiálisis reversible		
Bomba alimentación	Q=215 m^3/h	45kW
Bomba de salmuera	Q=196 m^3/h	37kW
Dosificación reactivos		
Bomba dosificadora_1	Q=3-22 l/h	0,06 k W
Bomba dosificadora_2	Q=1-10 l/h	0,06 kW
Bomba dosificadora_3	Q=3-22 l/h	0,06 k W
Bomba dosificadora_4	Q=3-22 l/h	0,06 kW
Bomba dosificadora_5	Q=30 l/h	0,18 k W
Bomba dosificadora_6	Q=30 l/h	0,18 kW

Tabla 51: Bombas en línea de aguas. (Fuente: Elaboración propia).

Línea de fangos:

Bombeo fangos de exceso		
Bomba de tornillo helicoidal	Q=37 m^3/h	5,5 k W
Bombeo fangos a deshidratación		
Bomba de tornillo helicoidal	Q=8,74 m^3/h	1,5 kW
Deshidratación y almacenamiento de fangos		
Bomba de tornillo helicoidal	Q= 813 l/h	0,75 Kw
Bomba de tornillo helicoidal	Q= 813 l/h	0,75 Kw
Bomba fangos deshidratados	Q=2,3 m^3/h	4 kW
Desodorización		
Bomba centrífuga Htal_1	Q= 60 m^3/h	7,5 kW
Bomba centrífuga Htal_2	Q= 60 m^3/h	7,5 kW
Bomba dosificadora_1	Q=1,6 l/h	0,18 k W
Bomba dosificadora_2	Q=5 l/h	0,18 kW
Bomba dosificadora_3	Q=10 l/h	0,18 k W
Bombeo de vaciados		
Bomba sumergible	Q= 70 m^3/h	2 kW

Tabla 52: Bombas en línea de fango. (Fuente: Elaboración propia).

El consumo anual de la planta de Jinámar tiene un valor de 2.956.313 kWh, y se analiza con mayor detalle en el siguiente capítulo. El consumo es íntegramente eléctrico por lo que no dispones de otra fuente de recurso energético. Asímismo no se produce ningún tipo de recuperación de energía en la planta. Para poder discretizar el consumo en función de las líneas de tratamiento (agua y lodo), se clasificaron los equipos y sus recpectivas potenicas unitarias junto con las horas de trabajo diario de cada uno de ellos. Se adjunta tabla de análisis. Los valores totales obtenidos por línea (2.539.476,55 kWh en agua y 289.890 kWh en lodo) se introducen en el programa (se anexa impresión de la hoja posteriormente a la tabla).

CONCEPTO	EQUIPOS instalados	EQUIPOS funcionando	Potencia Unit. MOTOR (kW)	Tiempo de Trabajo (h/d)	ENERGIA CONSUMIDA (kWh)
LINEA DE AGUA					
DESBASTE					
Reja automática	2	2	0,25	24	11,83
Tornillo transportador	1	1	1,5	8	11,2
DESARENADO-DESENGRASE					
Bombas de arenas	2	2	1,5	12	19,2
Clasificador de arenas	1	1	0,37	12	4,35
Aerflot	2	2	1,5	24	76,8
Bombas de grasas	1	1	0,37	8	1,63
Separador de grasas	1	1	1,1	8	8,21
BALSA HOMOGENEIZACIÓN					
Bombeo de laminación	2	1	7,5	24	143,94
Agitador sumergible	3	3	9	24	539,6
Tamiz rotativo automático	1	1	0,75	24	20,87
Tornillo Transportador	1	1	1,5	8	11,2
BIORREACTOR MEMBRANA					
Soplantes aeración	3	2	90	23,43	3653,54
Bombas de permeado y lavado	4	4	7,5	24	747,85
Soplantes agitación membranas	3	2	45	16,32	1184,97
Compresor de vacío	2	2	1,1	24	49,28
Bombas de limpieza membranas	1	1	7,5	0	0
Bombas de vaciado tanque limp	1	1	0,75	0	0
Soplante membranas regeneración	1	1	7,5	0	0
Resistencia de calentamiento	1	1	4	0	0
Agitadores biológico	2	2	5	24	228,29
LINEA DE FANGOS					
BOMBEO DE FANGO					
Bombas fango en exceso	2	1	11	7,51	77,62
ESPESAMIENTO DE FANGOS					
Tabla espesadora GDE	1	1	0,37	7,51	3,26
Agitador depósito fangos mezclado	1	1	9	16,7	126,66
Bomas dosific.Poliecectrolito	2	1	0,75	7,51	4,9
Agitadores polielectrolito	1	1	0,55	7,51	4,19
Bombas a deshidratación	2	1	5,5	8,57	45,99
DESHIDRATACIÓN					
Bombas dosific.polielectrolito	1	1	0,75	8,57	5,59
Agitadores polielectrolito	2	1	0,55	8,57	4,78
Centrifugadoras motor principal	1	1	22	8,57	167,7
Centrifugadoras motor auxiliar	1	1	7,5	8,57	0
Bomba de fangos deshidratado	1	1	5,5	8,57	45,99
SERVICIOS AUXILIARES					

DESODORACIÓN					
Ventilador desodoración	1	1	7,5	24	169,76
Bombas recirc. Reactivos	2	2	3	24	134,63
Bombas dosif. Acido	2	1	0,18	6	1,05
Bombas dosif. Hipoclorito	2	1	0,18	6	1,05
Bombas dosif. Sosa	2	1	0,18	6	1,05
AGUA Y AIRE DE SERVICIOS-VACIADOS					
Bombas agua servicios	2	1	7,5	6,28	34,25
Compreosres aire servicios	1	1	1,5	4	5,6
Refrigerador de aire	1	1	0,05	4	0,19
Secador frigorífico	1	1	0,18	4	0,63
Bombeo de vaciados	2	1	3	8,36	16,72
Ventilador	2	2	4	24	187,32
ALUMBRADO Y VARIOS					
Puente grua	1	1	9,2	0	0
Cuadros eléctricos	1	1	-	24	18
Alumbrado interior	1	1	-	12	120
Alumbrado exterior	1	1	-	12	72
Aire acondicionado	1	1	-	6	60

Tabla 53: Consumo energético de la planta. Líneas de operación. (Fuente: elaboración propia)

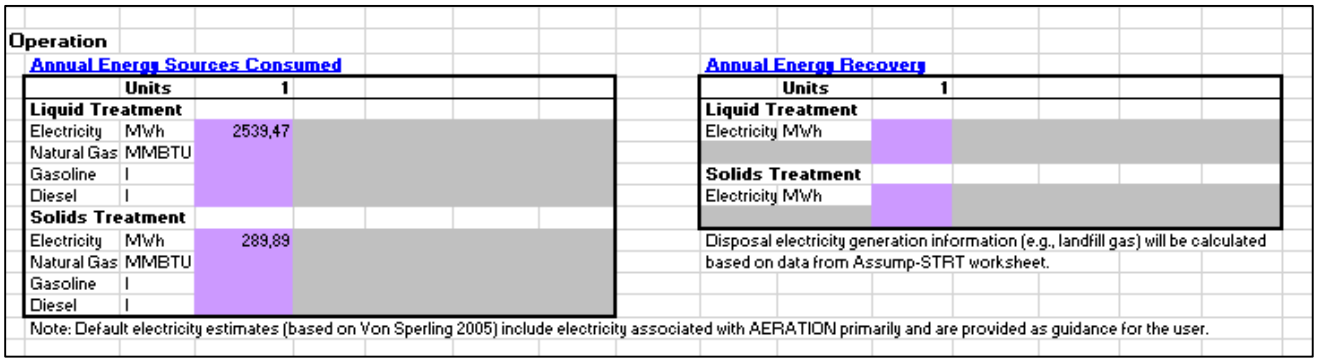


Figura 90: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST.Tratamiento: Consumos y recursos energéticos. (Fuente: Elaboración propia)

El consumo de reactivos químicos se explicita en la siguiente tabla del programa. En ella, se han introducido los reactivos descritos en el capítulo de descripción de la Edar. El costo unitario se preguntó a cada fabricante que comercializa con esta planta; obteniendo de la respectiva ficha del producto su densidad, la cual también se solicita. Tal y como se había analizado y cumplimentado en la hoja de los supuestos generales de los materiales, se introduce nuevamente la distancia recorrida entre la fábrica y la planta depuradora. Por último, la dosis empleada, el número de tanques y el volumen de dichos tanques se extrajo del proyocto de la estación y su correspondiente pliego de presupuestos parciales.

Annual Chemical Consumed

	General		1				
		Chemical	Chemical	Delivery	Storage	Tank	Chemical
	Cost	Density	Volume	Distance	Tanks	Size	Volume
Chemical	$/l	kg/l	l	km	#	l	l
LIQUID TREATMENT							
Sodium hypochlorite	$ 0,92	1,21	21900	1341	1	9000	
Other1	$ 3,04	1,665	1825	3774	1	2000	
Acid, hydrochloric	$ 1,58	1,189	18250	2789	1	10000	
Other2	$ 3,28	1,1	5475	2193	1	1000	
Sodium bisulfite	$ 1,55	1,3	7300	2789	2	150	
SOLIDS TREATMENT			1				
Polymers	$ 2,90	1,2	16883	3022	1	1500	
Polymers	$ 4,25	0,8	5276	3022			
Acid, hydrochloric	$ 1,58	1,189	14016	2789	1	1000	
Sodium hypochlorite	$ 0,92	1,21	87600	1341			
Caustic soda (sodium hydroxide)	$ 1,92	2,13	43800	1330	1	1500	

Figura 91: Captura de pantalla de la séptima hoja del WWEST.Consumo anual de reactivos. (Fuente: Elaboración propia)

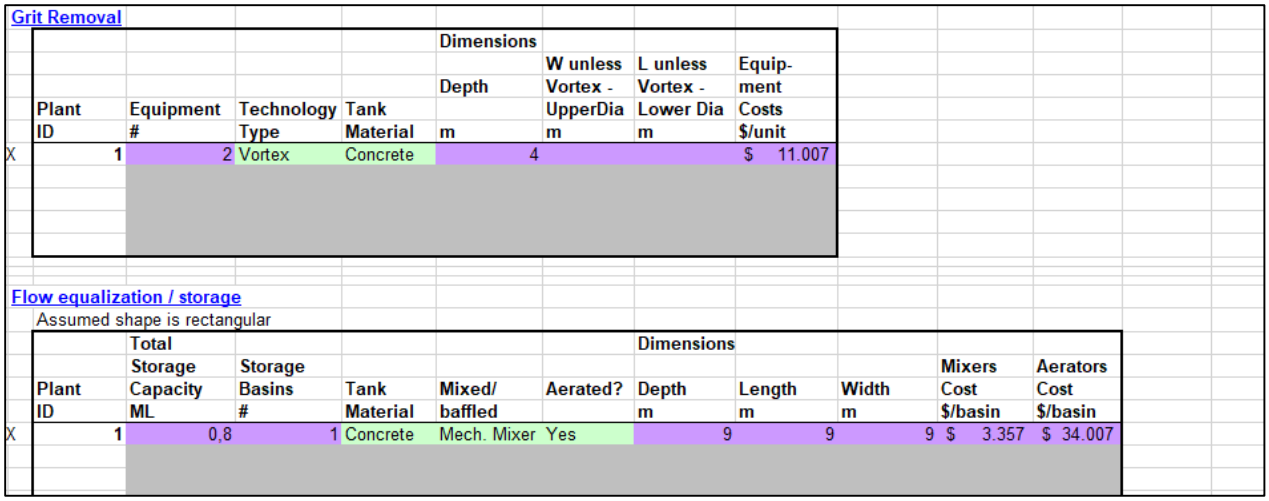
Para finalizar con esta parte del ciclo de vida, se introduce el volumen de lodos tratados, explicitado en el capítulo siete de este documento y se confirma que no hay ninguna gestión o procedimiento para la captura de los gases de efecto invernadero emitidos por la Edar.

8.3.7 Sistema de tratamiento. Línea de operación de líquido

Esta hoja denominada en el programa “Assump-LTRT” permite al usuario definir de forma mas detallada, la información sobre el tratamiento de líquidos.

En el caso de la planta de Jinámar, se introdujo el espesor de los diferentes tipos de tanques, siendo hormigón <5m de espesor 0,3 metros y hormigón> 5 metros, de espesor de 0,5 metros. Los tanques de acero, difieren en este espesor, siendo <5m de espesor 0,25 metros y hormigón> 5 metros, de espesor de 0,5 metros. La población servida se había ingresado en la primera hoja de cálculo por lo que está definida por defecto.

Posteriormente se van introduciendo de cada uno de los equipos que fueron selección en la hoja de cálculo anterior, “sistema de tratamiento genérico” los datos que va solicitando el programa, teniendo en cuenta las unidades, y el número de flujos de proceso. Los equipos seleccionados anteriormente, están marcados por defecto en esta hoja, por lo que facilitan la introducción de los datos. Se adjunta figura de ejemplo de uno de los equipos.



Grit Removal

	Plant ID	Equipment #	Technology Type	Tank Material	Dimensions Depth m	W unless Vortex - UpperDia m	L unless Vortex - Lower Dia m	Equip-ment Costs $/unit
X	1	2	Vortex	Concrete	4			$ 11.007

Flow equalization / storage

Assumed shape is rectangular

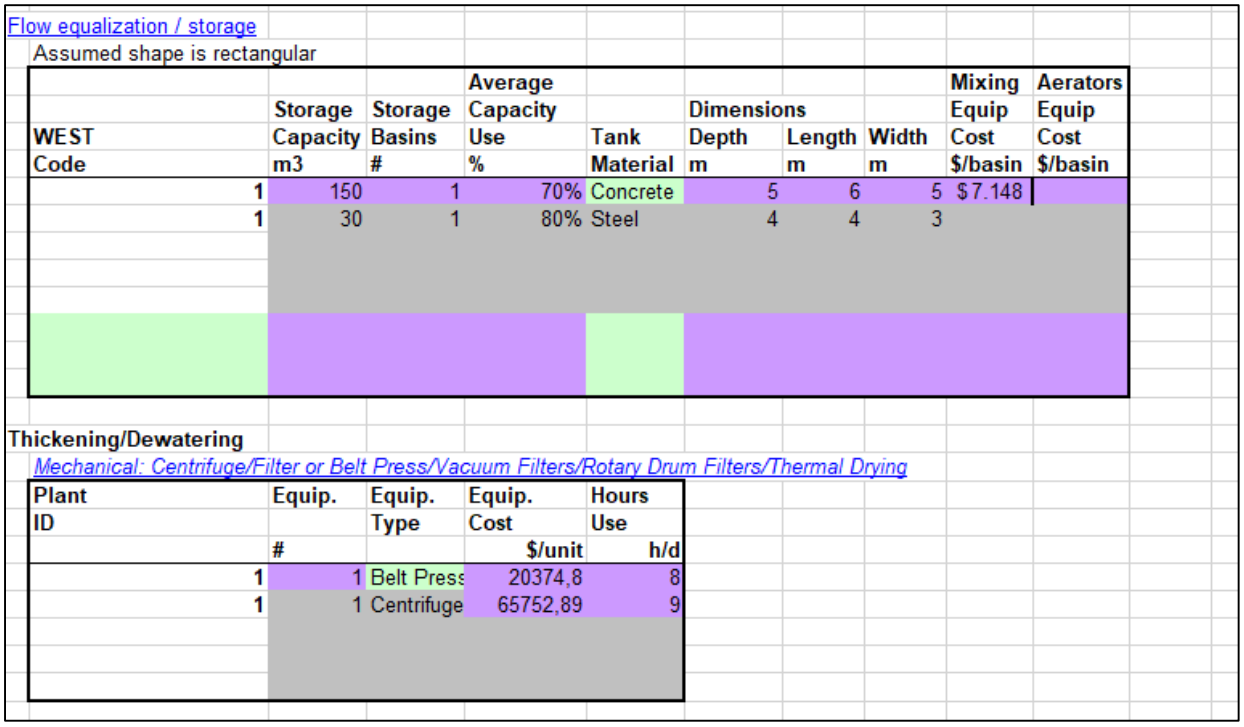
Plant ID	Total Storage Capacity ML	Storage Basins #	Tank Material	Mixed/ baffled	Aerated?	Dimensions Depth m	Length m	Width m	Mixers Cost $/basin	Aerators Cost $/basin
X 1	0,8	1	Concrete	Mech. Mixer	Yes	9	9	9	$ 3.357	$ 34.007

Figura 92: Captura de pantalla de la octava hoja del WWEST. Equipos de la línea de líquidos. (Fuente: elaboración propia)

8.3.8 Sistema de tratamiento. Línea de operación de lodo

Dentro de esta hoja se introducen los datos detallados de las tecnologías de tratamiento de lodos descritas en el capítulo 7. Como en la hoja anterior se solicitaron los espesores estandar de los tanques, en esta página se definen por defecto. Lo mismo ocurre con los datos de la siguiente tabla, las emisiones de gases de efecto invernadero.

Posteriormente, se introducen todos los datos solicitados por cada uno de lo equipos que conforma el proceso de tratamiento del fango. Estos datos han sido extraídos de la memoria del proyecto de la planta, del proyecto de obra y presupuestos parciales de la estación de Jinámar, así como del capítulo siete de este documento. Se adjunta, como ejemplo, la sección de almacenamiento que se conforma del depósito de almacenamiento del lodo espesado (150 m^3) con su correspondiente agitador sumergible, y la tolva (30m^3) de lodo deshidratado. Asimismo, en la segunda tabla se adjunta la mesa espesadora y la centrífuga de deshidratación.



Flow equalization / storage

Assumed shape is rectangular

WEST Code	Storage Capacity m3	Storage Basins #	Average Capacity Use %	Tank Material	Dimensions Depth m	Length m	Width m	Mixing Equip Cost $/basin	Aerators Equip Cost $/basin
1	150	1	70%	Concrete	5	6	5	$7.148	
1	30	1	80%	Steel	4	4	3		

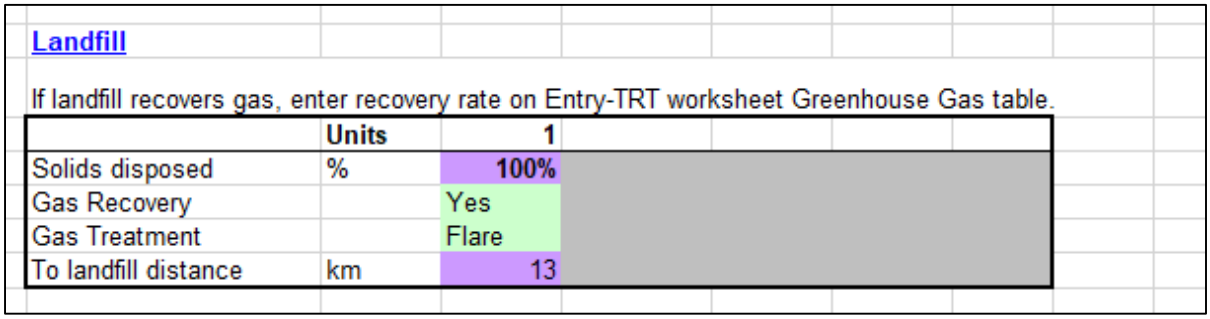
Thickening/Dewatering

Mechanical: Centrifuge/Filter or Belt Press/Vacuum Filters/Rotary Drum Filters/Thermal Drying

Plant ID	Equip. #	Equip. Type	Equip. Cost $/unit	Hours Use h/d
1	1	Belt Press	20374,8	8
1	1	Centrifuge	65752,89	9

Figura 93: Captura de pantalla de la octava hoja del WWEST.Equipos de la línea de lodos. (Fuente: elaboración propia)

Por último, se debe de especificar el método de eliminación o reuso del lodo. Como se ha indicado en anteriores ocasiones, el lodo de la Edar se transporta en su totalidad a través de camiones al complejo ambiental del Salto del negro. Este complejo se encuentra a 13 Km de distancia de la planta. El gas recuperado de vertedero se quema en una llama. En cuanto al biogás, es reconducido a la planta de biometanización, y allí se aprovecha en las calderas, se convierte en electricidad a través de los motores de cogeneración y se quema en la antorcha para convertirlo en CO_2, eligiendo este último proceso como el de principal uso en la actualidad.



Landfill

If landfill recovers gas, enter recovery rate on Entry-TRT worksheet Greenhouse Gas table.

	Units	1
Solids disposed	%	100%
Gas Recovery		Yes
Gas Treatment		Flare
To landfill distance	km	13

Figura 94: Captura de pantalla de la octava hoja del WWEST. Eliminación de lodos. (Fuente: elaboración propia)

8.3.8 Resultados del cálculo

Tal y como se había analizado durante la revisión bibliográfica, así como calculado en el pre-estudio del capítulo seis empleando el protocolo del Planel Intergubernamental del Cambio Climático, los resultados obtenidos destacan y confirman claramente que las emisiones propias de la producción y consumo energético, son las más acusadas. Si analizamos la planta por etapas, el mayor consumo energético se produce en el tratamiento de la línea de líquidos; resultado que concuerda con el uso de la tecnología de biorreactor de membranas con aireación prolongada, caracterizada por ser uno de los tratamientos secundarios más intensivos, energéticamente hablando. A esta etapa le sigue el tratamiento de la línea de fangos, que, aunque no consume tanta energía para su procesado, destaca frente al tratamiento del agua residual en la emisión de CO_2 equivalente, pues las analíticas del mismo corroboran un alto contenido en nitrógeno y valores elevados de DBO_5. Por último y en lo que respecta a la energía, sigue en orden decreciente la recolección de agua, con las cuatro estaciones de bombeo, y posteriormente la descarga, la cual solo emplea una bomba para transportar el agua trata al campo de golf.

Desde el punto de vista del ciclo de vida, nuevamente la operación de los equipos de tratamiento es la líder en consumo energético; a la que le sigue la energía consumida en la construcción de la planta y el consecuente mantenimiento de la misma. Semejante perspectiva se refleja en función de la actividad, observando un elevado consumo energético, necesario para producir toda la energía imprescindible en el uso de vehículos y equipos de transporte en la construcción. En este caso, el siguiente factor de consumo será la construcción de los equipos en sí, al que le sigue el consumo de combustible en el transporte de los lodos de Edar al vertedero.

A continuación, se exponen unas gráficas que reflejan los resultados resumidos en términos de consumo energético, emisión de gases de efecto invernadero (en forma de dióxido de carbono equivalente) y otras emsiones de compuestos potencialmente contaminantes por unidad funcional “FU” (siendo la unidad seleccionada en el apartado 8.3.1 de 10 millones de litros, 10ML, que es el volumen de agua tratado en planta de forma diaria). En este análisis solo se ha tratado la depuradora de Jinámar, por lo que solo se identifican los datos de una instalación, (pudiendo analizar cinco plantas a la vez). Para tener una mayor compresión de los mismos, se adjunta previamente una tabla con la definición de cada abreviatura empleada tando en estas gráficas, como en posteriores tratamientos de datos.

Abreviaturas					
Unidades		Facilitiy → Instalación		Wastewater Phase → Etapa	
Mg	Millones de gramos	Sys	Sistema	Col	Recolección
MJ	Megajulios	1	Jinámar	LT	Línea de líquido
Contaminantes				ST	Línea de fangos
$CO_{2\ eq}$	Dióxido de carbono equivalente	Life-cycle Phase → Fases del ciclo de vida		DIS	Descarga de agua tratada
NO_x	Óxidos de nitrógeno			Activity → Actividad	
PM	Materia particulada	CON	Construcción	MP	Construcción de materiales
SO_x	Óxidos de azufre	OP	Operación	MD	Transporte de materiales
VOC	Compuestos orgánicos volátiles	MNT	Mantenimiento	EU	Uso de equipos

NMVOC	Compuestos orgánicos volátiles (no metano)	EOL	Fin de vida/retirada	EP	Producción de energía
				Disp	Descarga y eliminación de los residuos

Tabla 54: Abreviaturas de los resultados del cálculo de la huella de carbono. (Fuente: Realización propia)

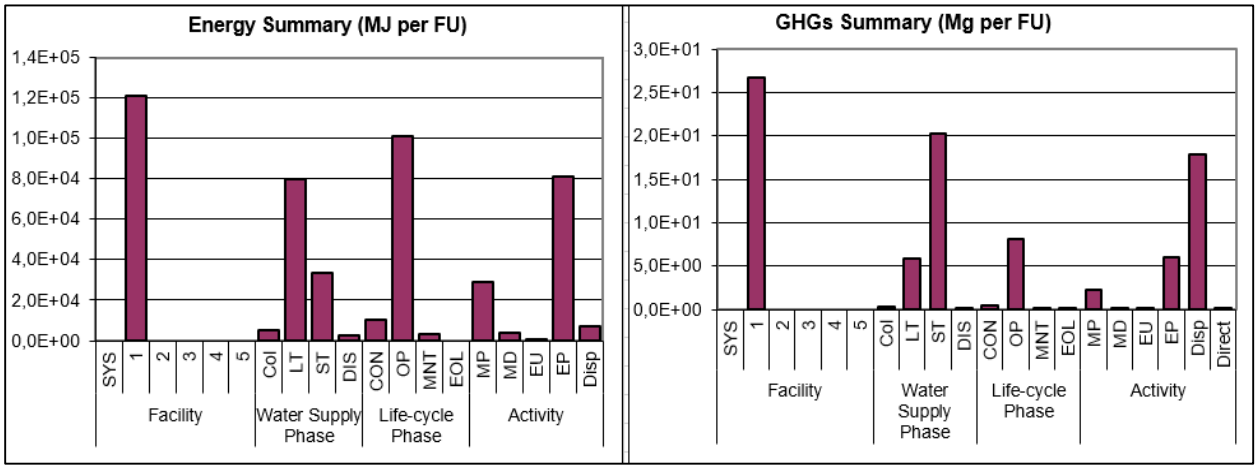


Figura 95: Resultados de la huella de carbono en la Edar de Jinámar. Consumo energético y gases de efecto invernadero por unidad funcional. (Fuente: elaboración propia).

Como se puede comprobar, los valores obtenidos en la gráfica de resumen energético son aproximadamente 3,1 veces superior al valor introducido como consumo de la misma, y esto se debe a que también se tiene en cuenta la energía necesaria para producir la electricidad considerando todo el ciclo de vida. Esto se calcula a través del mix energético y a sus respectivas eficiencias, recursos energéticos utilizados, y demás características personalizadas del sistema canario. Hay una contribución adicional de items como la fabricación de tuberías, la producción de productos químicos, etc., que explicaría el resto del consumo en las fases del ciclo de vida.

En lo que respecta a los gases de efecto invernadero, y tal y como se ha comentado en los párrafos anteriores, el mayor factor de emisión en las etapas de la edar se encuentra en la operación y tratamiento de los lodos, y mas específicamente en el traslado y descarga de los mismos en el vertedero, donde como se comenta en la sección 8.3.8, una gran cantidad se quema en una llama produciendo una alta cantidad de CO_2. Por otro lado, y como es lógico, la emisión indirecta producida en la producción energética tiene el segundo puesto, en lo que a misión de dióxido de carbono equivalente se refiere.

Lo mismo ocurre con los otros contaminantes atmosféricos calculados, donde los óxidos de nitrógeno y monóxido de carbono destan frente a la materia particulada y los compuestos orgánicos volátiles, encontrándose los óxidos de azufre en el medio de la lista y destacando sobre todo en el depósito de los residuos en el vertedero.

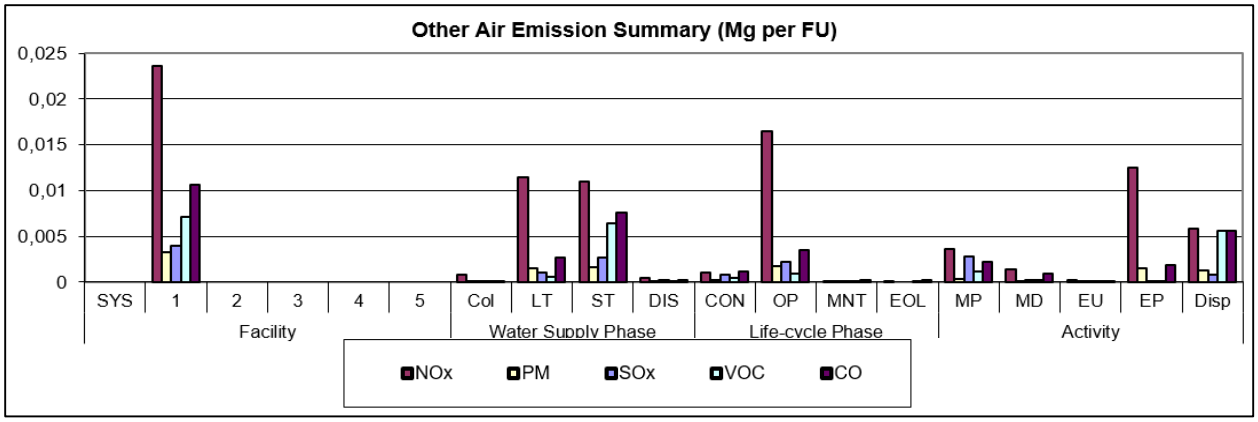


Figura 96: Resultados de la huella de carbono en la Edar de Jinámar. Otros factores de emisión atmosférica por unidad funcional. (Fuente: elaboración propia).

Todos estos resultados se han graficado en tanto por ciento, para tener una prespectiva mas clara de la contribución de los factores analizados en las respectivas etapas de la planta, fases del ciclo de vida y actividades realizadas durante la misma.

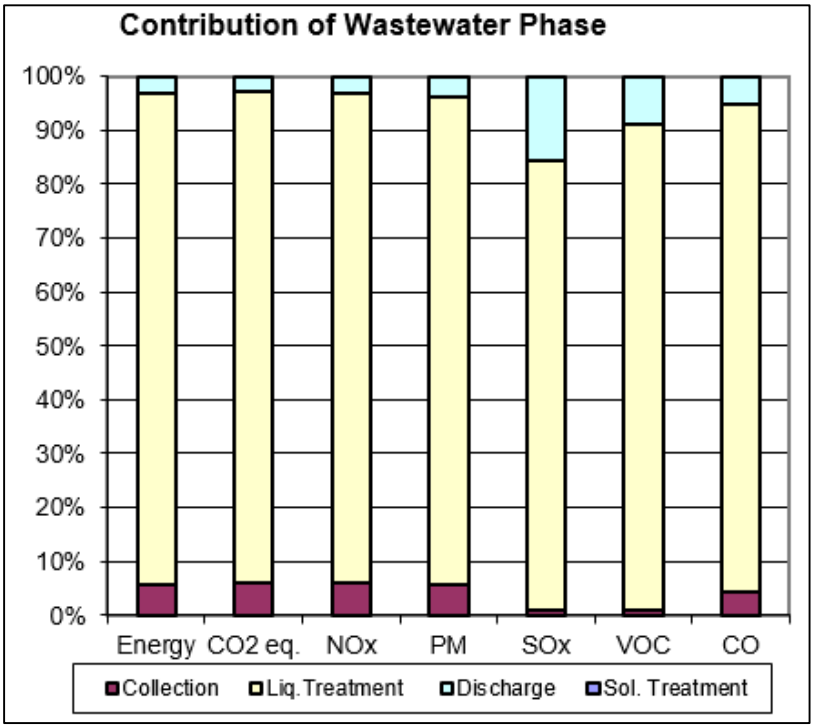


Figura 97: Contribución de las etapas de la depuradora a la emisión y consumo energético. (Fuente: Elaboración propia)

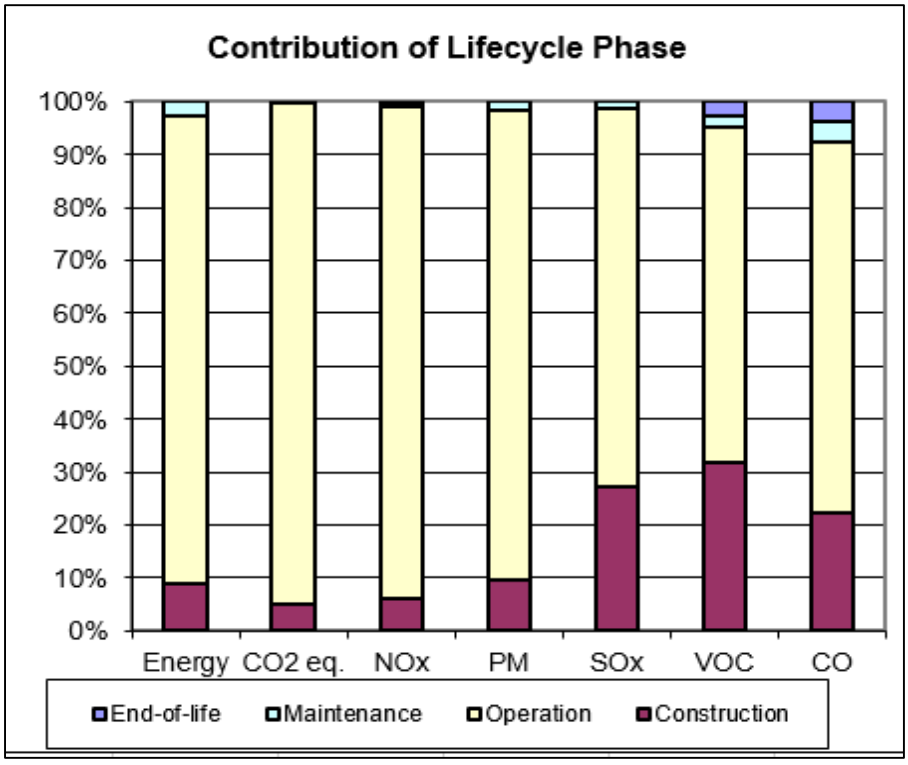


Figura 98: Contribución de las fases del ciclo de vida a la emisión y consumo energético. (Fuente: Elaboración propia)

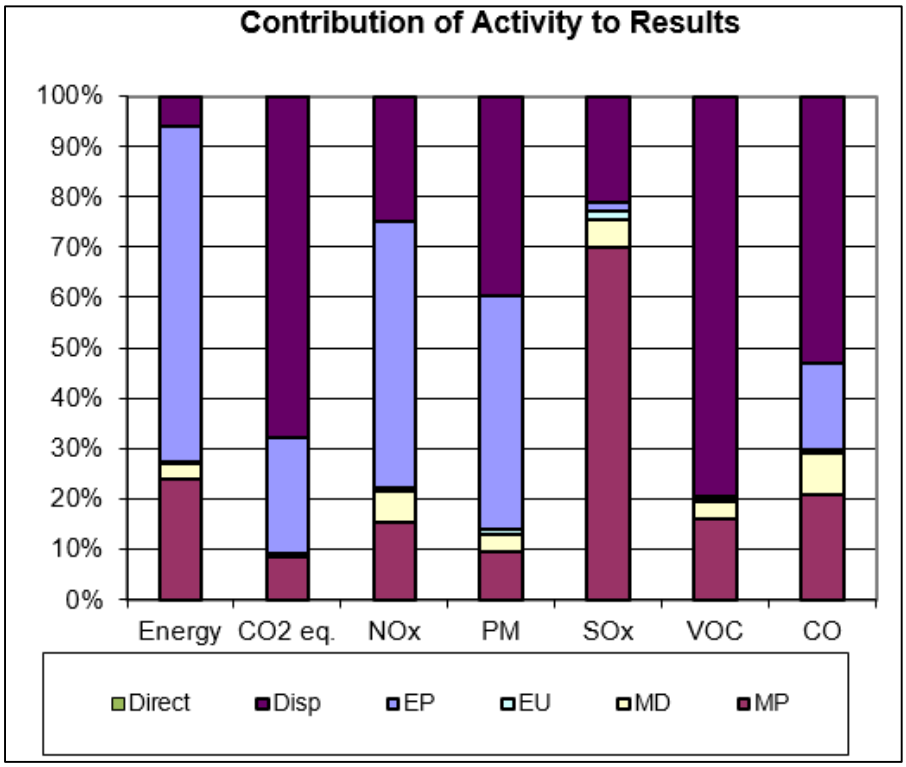


Figura 99: Contribución de las actividades de la depuradora a la emisión y consumo energético. (Fuente: Elaboración propia)

A continuación, se adjunta una tabla resumen de todo lo comentado y graficado anteriormente, con los valores exactos de cada contribución. El anexo 3.2 recogerá diversas tablas de resultados más detallados.

	Total	Etapas de tratamiento				Fases del ciclo de vida				Actividad					Emisiones directas
		Col	LT	ST	DIS	CON	OP	MNT	EOL	MP	MD	EU	EP	Disp	
Energía	121266,00	4947,30	79965,23	33592,55	2760,92	10068,47	100991,35	3141,74	0,00	28863,54	3878,49	448,18	81011,34	7064,44	
CO_{2eq}	26,69041	0,39082	5,83957	20,28088	0,17914	0,42590	8,05721	0,02118	0,00488	2,26854	0,11190	0,03095	6,01541	17,79357	0,08110
NO_x	0,02358	0,00076	0,01148	0,01091	0,00042	0,00107	0,01644	0,00006	0,00013	0,00365	0,00139	0,00022	0,01244	0,00588	
PM	0,00328	0,00009	0,00148	0,00164	0,00006	0,00019	0,00175	0,00003	0,00000	0,00031	0,00012	0,00003	0,00152	0,00131	
SO_x	0,00393	0,00001	0,00103	0,00271	0,00019	0,00085	0,00221	0,00005	0,00000	0,00276	0,00021	0,00006	0,00007	0,00083	
VOC	0,00707	0,00001	0,00057	0,00643	0,00006	0,00046	0,00091	0,00003	0,00004	0,00113	0,00025	0,00002	0,00005	0,00562	
CO	0,01061	0,00014	0,00271	0,00761	0,00016	0,00111	0,00350	0,00021	0,00018	0,00221	0,00088	0,00007	0,00182	0,00562	
Resultados (% total)															
Energía	100%	4%	%	28%	2%	8%	83%	3%	0%	24%	3%	0%	67%	6%	
CO_{2eq}	100%	1%	22%	76%	1%	2%	30%	0%	0%	8%	0%	0%	23%	67%	0%
NO_x	100%	3%	49%	46%	2%	5%	70%	0%	1%	15%	6%	1%	53%	25%	
PM	100%	3%	45%	50%	2%	6%	53%	1%	0%	9%	4%	1%	46%	40%	
SO_x	100%	0%	26%	69%	5%	22%	56%	1%	0%	70%	5%	2%	2%	21%	
VOC	100%	0%	8%	91%	1%	7%	13%	0%	1%	16%	3%	0%	1%	80%	
CO	100%	1%	26%	72%	2%	10%	33%	2%	2%	21%	8%	1%	17%	53%	

Tabla 55: Tabla resumen del cálculo de la huella de carbono en el ciclo de vida de la depuradora de Jinámar. (Fuente: Elaboración propia)

Capítulo 9. Autosuficiencia energética. Integración de Energías Renovables

Habiendo cuantificado la huella de carbono propia de la planta objeto a estudio en el capítulo anterior, se puede confirmar que al igual que en los estudios preliminares, el principal causante de las emisiones (tanto directas, como indirectas) de gases de efecto invernadero es el consumo energético. Además, el incremento de la población, las directrices cada vez más estrictas en cuanto a los límites de descarga, el envejecimiento de las infraestructuras, así como la posible estandarización de la eliminación de los productos farmacéuticos y de cuidado personal que se encuentran en las aguas residuales, así como la reutilización de las mismas, hacen más que probable que aumente el consumo de energía en las plantas de tratamiento de aguas residuales (Chae and Kang 2013).

9.1 Tratamiento de los datos del consumo energético de Jinámar

El tratamiento y cálculo del consumo es lo primero que se debe de tratar, pues será la función objetivo del trabajo. Para ello se necesita conocer los siguientes datos:

- Carga pico: Una buena dimensión implica una entrega de la carga pico (carga máxima para un tiempo determinado) con total seguridad.
- Carga promedio: Este dato se emplea básicamente para la obtención de las dimensiones de los equipos seleccionados.
- La distribución horaria/diaria y anual de carga.

En el caso de la estación de Jinámar, se han habilitado las tarifas eléctricas mensuales del año 2010. De las cuales se podrá extraer las medias mensuales de consumo y los picos de potencia máximo y mínimo. Se adjunta el diagrama del mes de julio a modo de ejemplo.

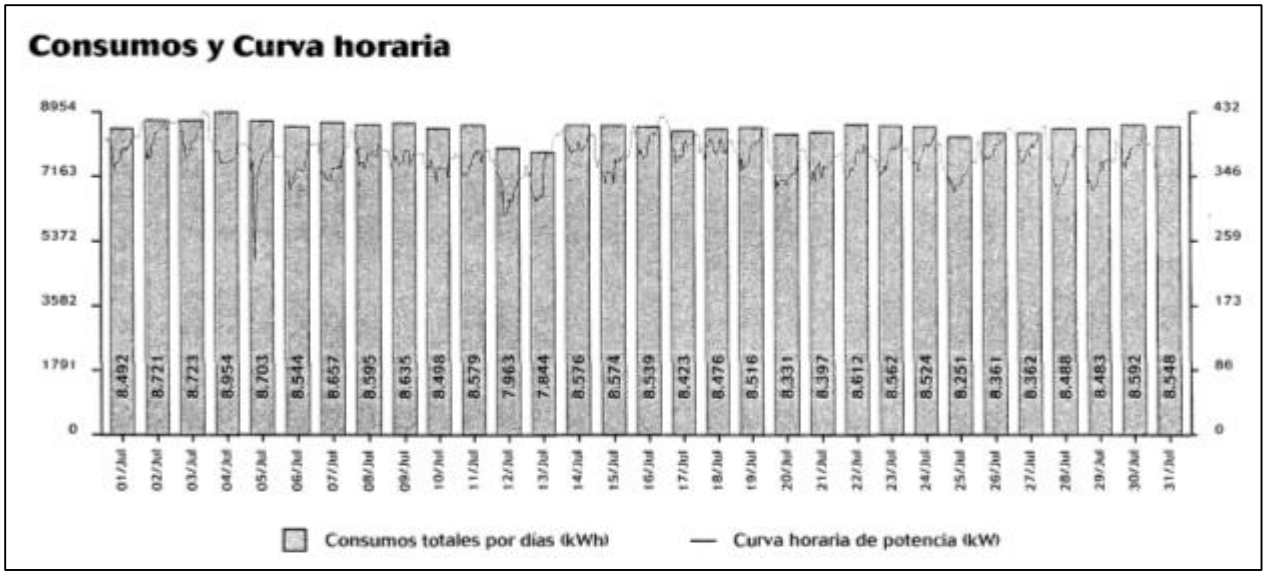


Figura 100: Consumos y curva horaria de la Edar de Jinámar el mes de Julio de 2010. (Fuente: Consejo Insular de Aguas de Las Palmas).

El tratamiento de los datos se expone en la siguiente tabla, y se refleja gráficamente en los posteriores diagramas.

MESES DEL AÑO	Potencia Máxima consumida (kW)	Potencia Mínima consumida (kW)	Media diaria del consumo (kWh)
ENERO	408	200	7.166,6
FEBRERO	412	250	7.552,43
MARZO	416	0	8.150,71
ABRIL	412	125	8.280
MAYO	416	195,75	7.678,90
JUNIO	428	299,5	8.429,5
JULIO	432	237,5	8.500,74
AGOSTO	420	167	8.010,77
SEPTIEMBRE	420	0	8.419,8
OCTUBRE	416	123	8.157,42
NOVIEMBRE	424	165	8.184,33
DICIEMBRE	416	270	7.681,9
MEDIA	***418,33***	**169,39**	**8.018**

Tabla 56: Potencias pico y consumo medio de la Edar de Jinámar en el año 2010. (Fuente: Elaboración propia)

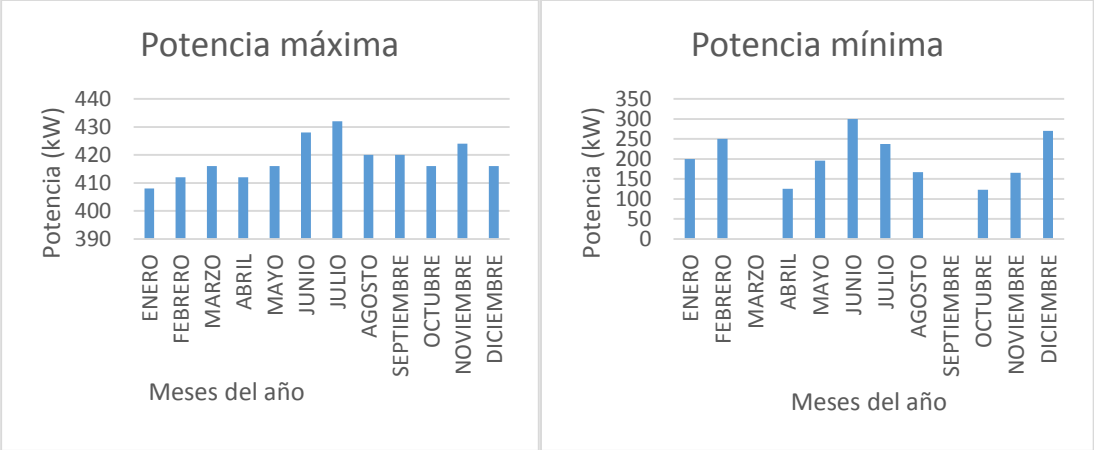


Figura 101: Tratamiento de los datos. Potencia máxima y mínima de la Edar de Jinámar. (Fuente: Elaboración propia)

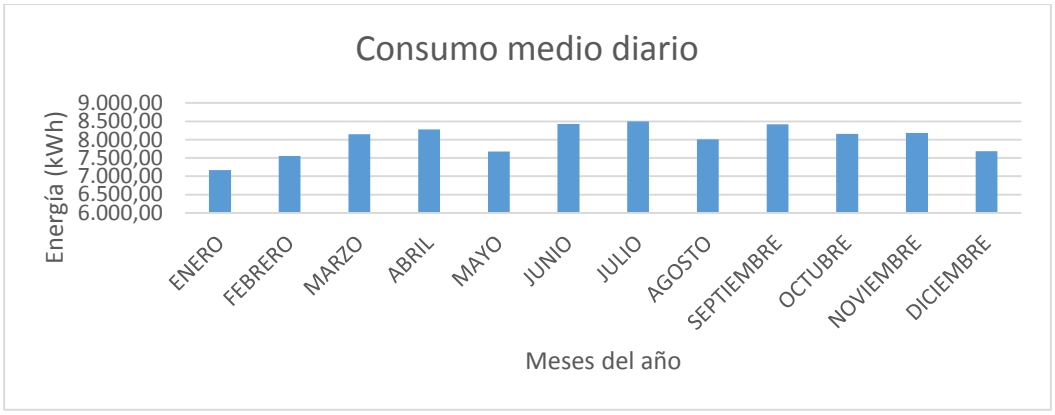


Figura 102: Tratamiento de los datos. Consumo diario medio de la Edar de Jinámar clasificado por meses. (Fuente: Elaboración propia)

Realizando el sumatorio de los consumos totales diarios (kWh) de cada mes se obtiene el consumo anual de la Edar. La potencia pico máxima será la más elevada de todas las que se exponen en la tabla anterior, y la mínima (obviando los meses que son nulos) el menor valor expuesto. Se obtienen los siguientes valores.

Consumo anual: 2.956.313 kWh
Potencia pico: 432 kW
Potencia mínima: 123 kW

Para llevar a cabo el estudio de autoconsumo, se hace necesaria la introducción de datos reales horarios de la demanada para una correcta simulación. En las diversas visitas y trabajos en planta se observó que la depuradora contaba únicamente con un contador final, el cual recogía datos a nivel semanal. Consecuentemente, para conseguir unos valores correctos de demanda de energía, se tuvo que estudiar de manera detallada cada equipo perteneciente a la estación. Para ello, fue necesario hacer un listado de cada equipo, junto con la potencia que aportaba y la energía que consumía además del número de horas en las que trabajaba, distinguiéndose cada una de ellas para saber cuantos funcionaban a cada hora exactamente. Parte del mismo había sido empleado en el capítulo 8. En el cuarto anexo se puede consultar el análisis de datos realizado, junto con la previa matriz de estudio de la planta. A continuación, se adjunta

una figura, que representa el perfil diario de la potencia instalada, así como un estudio estacional del mismo, donde se observa a escala mensual, los valores medios, máximo y mínimo de dicha carga.

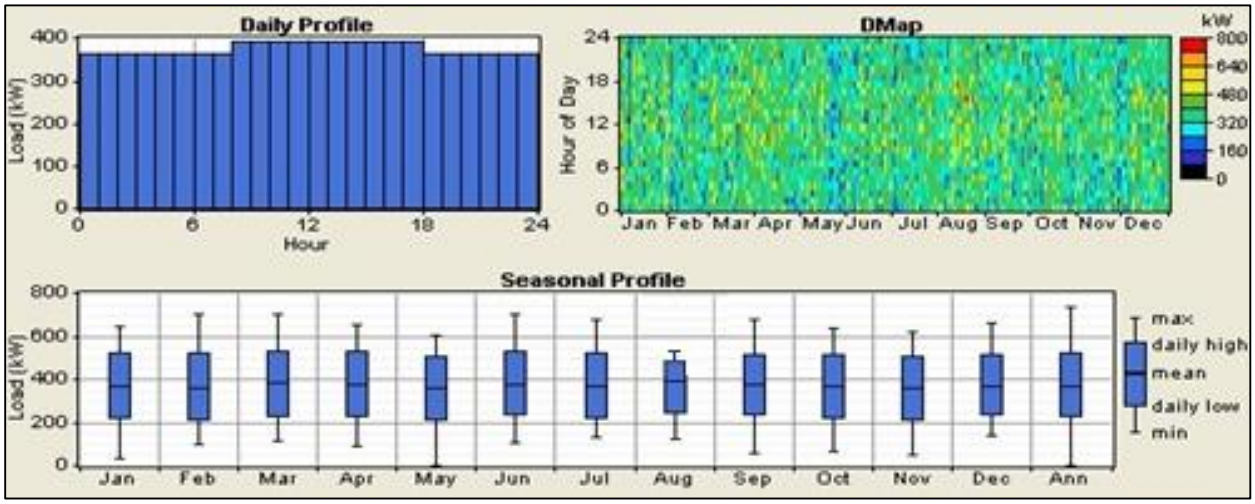


Figura 103: Análisis de la carga instalada en la Edar de Jinarma. (Fuente: Elaboración propia)

Al trabajar con un proceso cuya base son caudales de aguas residuales, es igual de importante la curva de carga, pues también se refleja de manera clara el consumo demandado. Además, dichos caudales siguen una variación diaria, que es fiel reflejo de la actividad de la población del lugar.

Por lo general, las curvas que representan las oscilaciones diarias del caudal de aguas residuales que llegan a las estaciones de tratamiento son similares a las curvas de consumo de agua de abastecimiento, pero con un cierto retraso, como consecuencia del discurrir de las aguas por las conducciones de saneamiento, y que será tanto mayor cuanto más lejos se encuentre la Edar de la aglomeración urbana a la que da servicio.

Durante la noche y primeras horas del día, en las que los consumos de agua son mínimos, también son mínimos los caudales de aguas residuales, estando estos caudales compuestos fundamentalmente por aguas infiltradas y por pequeñas cantidades de aguas residuales domésticas. La primera punta de caudal se alcanza cuando llega a la estación depuradora el agua correspondiente al consumo punta, aproximadamente a media mañana. La segunda punta de caudal suele tener lugar a últimas horas de la tarde, entre las 18 y las 21 horas (Fuentes Santos 2012).

La evolución diaria del caudal de aguas residuales urbanas de la estación de Jinámar, presenta un comportamiento similar.

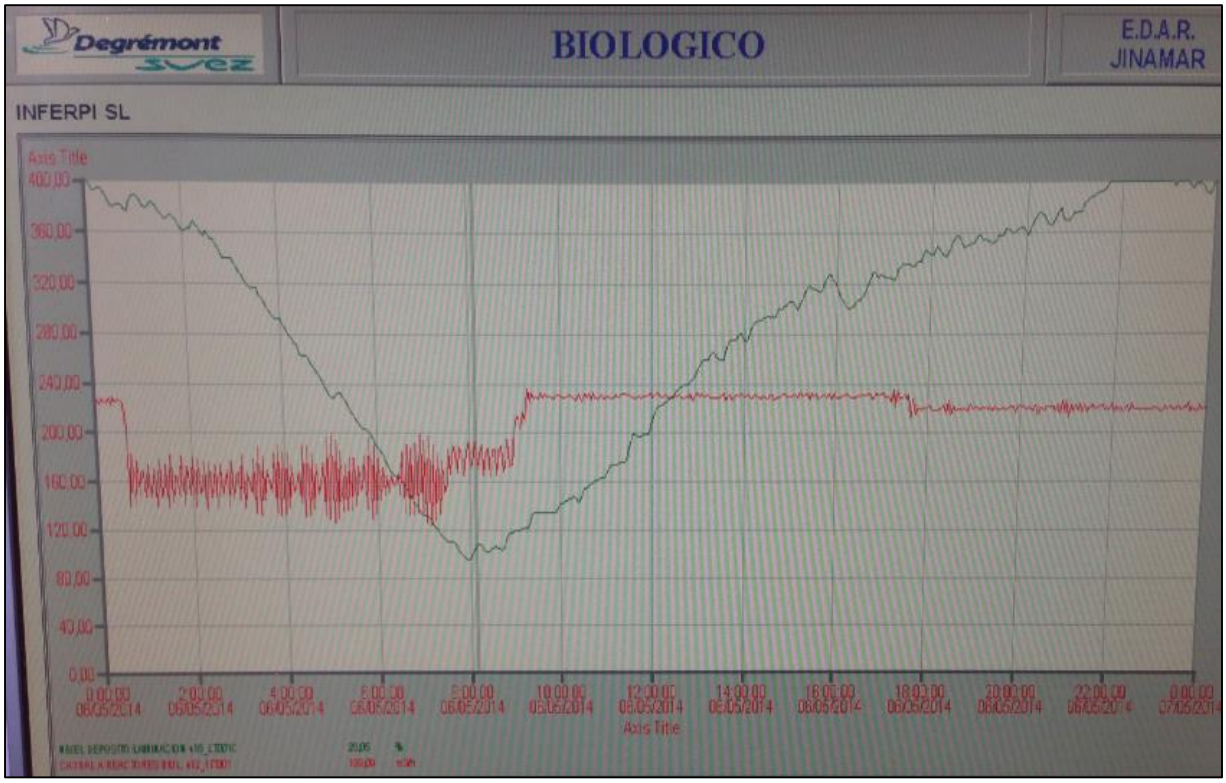


Figura 104: Evolución diaria del consumo caudales de aguas residuales en la estación de Jinámar un día tipo. *(Fuente: Consejo Insular de Aguas de Las Palmas).*

La línea de color verde del diagrama representa la variación horaria del caudal de entrada de aguas negras a la Edar, el día 23 de mayo del 2014. Se observa el descenso en las primeras horas de la madrugada hasta que alcanza el punto mínimo a las ocho de la mañana y a partir de ahí se produce un fuerte incremento hasta las 15:00 aproximadamente. Posteriormente se puede observar un segundo repecho, no tan pronunciado a partir de las 17:00 horas.

La línea de color rojo, muestra el comportamiento de funcionamiento de la Edar, la cual se encuentra en condiciones mínimas de trabajo en la madrugada, pero asciende proporcionalmente con la caudal punta de las primeras horas de la mañana, manteniéndose en condiciones máximas de trabajo, pues va introduciendo la máxima cantidad de agua posible a tratar cada hora, procedente de un depósito de laminación en el que se mantiene almacenada parte de la caudal punta para tratarlo de manera uniforme.

El procedimiento empleado en el estudio y dimensionamiento de las tecnologías renovables a aplicar (con el fin de solventar la dependencia eléctrica de la instalación), sigue las mismas pautas que el capítulo 5. Las tecnologías a emplear se clasifican como tecnologías internas y externas a la planta; empezando por el primer concepto, se hará uso de la energía química procedente de los lodos, en un principio, y se seguirá desarrollando la tecnología micro-hidráulica aprovechando la energía cinética provista en las diferentes tuberías de la Edar. Posteriormente, se dimensionarán los posibles aprovechamientos de la energía potencial, propia de los saltos de agua que la estación dispone; para finalizar con el desarrollo de las energías renovables eólica y solar.

9.2 Dimensionamiento de tecnologías internas. Energía química procedente de los lodos

Desde una perspectiva actual, y tal y como se ha mencionado anteriormente, la legislación europea establece restricciones al depósito de materia orgánica en vertederos (Directiva 99/31/CE, relativa al vertido de residuos). Además, la eliminación de los lodos en vertederos implica la pérdida de energía química inherente en los mismos, mientras que por otro lado se ha asociado a problemas de salud en los núcleos de residencia cercanos. En lo que respecta a la opción de eliminar los lodos por la vía oceánica, se concluye nuevamente con una negativa en lo que respecta a una buena gestión de los mismos, pues verter este compuesto en el mar interrumpe la ecología de la biosfera.

Por tanto, se confirma la necesidad de emplear una de las tecnologías explicadas en la sección 5.1.1.1 de este trabajo, para poder sustraer del lodo subproductos de segunda generación, que permitan valorizar los lodos de depuradora (Almeida 2010) y consigan a su vez zanjar la problemática gestión de los mismos, consiguiendo durante el tratamiento, la disminución e incluso erradicación de la contribución al calentamiento global y garantizando una economía circular en este sistema.

A continuación, se expone la clasificación de dichas tecnologías a través de un proceso selectivo en función de seis niveles expuestos que identifican el grado de madurez en las que se encuentran. Cabe destacar que esta identificación se refiere a la implantación de esta tecnología para el tratamiento de los lodos de depuradora, pues en ciertas ocasiones dichos procesos se emplean en otras áreas, dentro de las cuales, se encuentran en otro punto de investigación y/o comercialización.

Niveles	Grado de madurez	Color correspondiente
N1	Investigación básica	
N2	Investigación aplicada (escala laboratorio)	
N3	Ensayos a escala piloto	
N4	Pruebas industriales	
N5	Comercialización del proceso	
N6	Proceso industrial expandido	

Tabla 57: Clasificación por niveles de los grados de madurez (Fuente: realización propia)

En la siguiente tabla se observa que los tratamientos termoquímicos son los más avanzados. No obstante, existe una gran proliferación de investigaciones tanto básicas como aplicadas en los tratamientos bioquímicos. Esto se debe a las cada vez más restrictivas políticas medioambientales y la gran repercusión que puede llegar a tener la regeneración de subproductos a partir de desechos contaminantes, así como a la mejora y el progreso en la eficiencia energética.

TECNOLOGÍA	N1	N2	N3	N4	N5	N6
Mecánico/químico						
Acción ultrasonidos						
Electroreclamación						
Bioquímico						
Digestión anaerobia						
Lagunas anaerobias						
Tratamiento aerobio/anaerobio						
Pilas de combustible microbianas						
Aqua especies						
Biolixiviación						
Transesterificación						
Cristalización						
Termoquímico						
Incineración						
Pirolisis						
Gasificación						
Oxidación con aire húmedo						
SCWO						
SCPO						
SCWG						
Tratamiento hidrotermal						

Tabla 58: Grado de madurez de las Tecnologías (Fuente: Realización propia)

Al tener como objetivo principal, el empleo del lodo como producto de segunda generación para la obtención de energía, la elección de la tecnología se ve limitada. No obstante, se debe de tener en cuenta que es de vital importancia seleccionar tecnologías, que a la vez que eficientes, reduzcan las emisiones de

gases de efecto invernadero.

Observando los niveles de madurez en los que se encuentran estas tecnologías, la ventaja industrial de los tratamientos termoquímicos es bastante notoria. Sin embargo, siguiendo las directrices medioambientales, también se puede confirmar que la incineración, gasificación y pirolisis tienen una notable oposición social, además de que los exigentes límites de emisión estipulados suponen unas elevadas inversiones para estas plantas de tratamiento (Directiva 2000/76/CE, relativa a la incineración de residuos). Por el contrario, el sector de tecnologías bioquímicas se encuentra en pleno apogeo, con un continuo proceso de investigación y optimización en sus tratamientos. Estos sistemas son a su vez, de los más beneficiosos en lo que respecta al medio ambiente y económicamente asequibles. Por consiguiente, son estos los procesos en los que se ha decidido centrar esta investigación, siendo la digestión anaerobia la más avanzada de este grupo.

Aplicando a la digestión anaerobia a estos residuos se puede obtener energía renovable en forma de biogas (energía química) y un producto digerido estabilizado con propiedades muy ricas en nutrientes que puede ser usado en los terrenos agrícolas locales, para estimular nuevos cultivos o incrementar los existentes, así como repoblar de vegetación, sectores más áridos o faltos de abono. Todas estas soluciones, son aptas para la mejora del terreno de la isla de Gran Canaria (véase sección 6.3). También se obtiene de la digestión un subproducto líquido, denominado en ocasiones “licor”, con propiedades fertilizantes. Se adjunta esquema del proceso global.

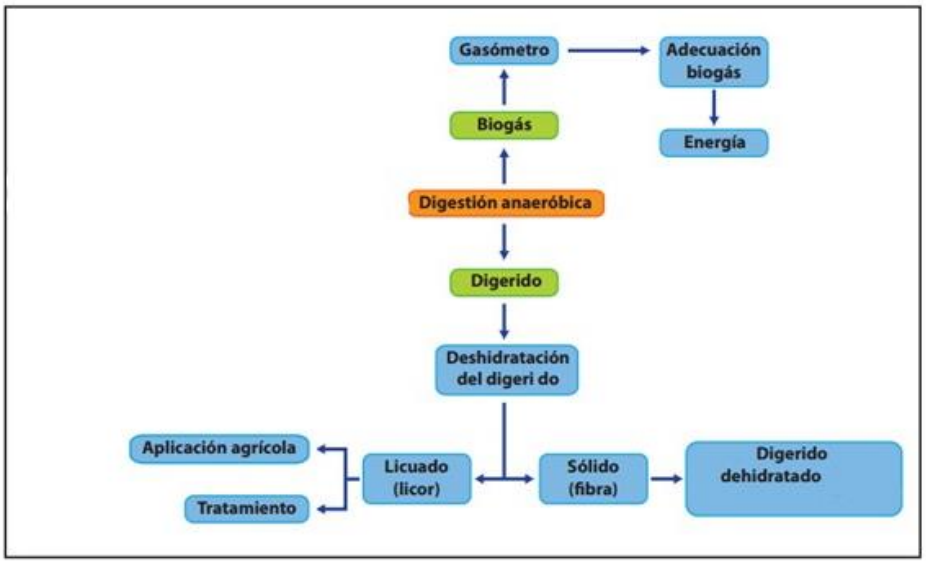


Figura 105: Esquema del proceso de digestión anaerobia (Fuente: Realización propia)

La digestión anaerobia será, por tanto, el sistema seleccionado para tratar este tipo de desecho, pues sin duda, es uno de los procesos que más contribuye a la economía circular.

Con la aparición del régimen retributivo, dictado en el Real Decreto 661/2007, las instalaciones de digestión anaerobia de biorresiduos tienen un balance económico cada vez más favorable. En este sentido, el valor de la remuneración establecido en el Real Decreto 661/2007 hace que sean más rentables las instalaciones bien pequeñas (<500 kW), o bien muy grandes (>2.000 kW), valores que se adaptan muy

bien a los consumos energéticos de las depuradoras canarias. No obstante, y para hacer la instalación más rentable, se podría analizar el tratamiento conjunto de varios residuos de origen orgánico (como los ganaderos), ya que éstos tienen una mayor biodegradabilidad, que provoca una mayor producción de biogás, además de establecer mejoras en la salud e higiene de la comunidad. En cualquier caso, la alta variabilidad en la casuística de este tipo de instalaciones hace necesario un análisis individualizado para determinar la rentabilidad de cada inversión (Gobierno de Canarias 2013b).

9.2.1 Digestión anaerobia. Descripción y configuración del proceso

La digestión anaerobia, tal y como se explicó en el capítulo seis, es una fermentación microbiana en ausencia de oxígeno que da lugar a una mezcla de gases (principalmente metano y dióxido de carbono), conocida como "biogás" y a una suspensión acuosa o lodo que contiene los microorganismos responsables de la degradación de la materia orgánica.

Varios grupos de bacterias, tanto anaerobias estrictas como facultativas, que trabajan en serie o en serie-paralelo, degradan la materia orgánica en sucesivas etapas. En la práctica ingenieril se acostumbra a considerar cuatro etapas para residuos sólidos o lodos (hidrólisis, acidogénesis, acetogénesis y metanogénesis); Cada etapa del proceso, que se describen a continuación, la llevan a cabo grupos distintos de bacterias, que han de estar en perfecto equilibrio (Acosta and Abreu 2005).

• *Hidrólisis*: En esta etapa los compuestos orgánicos son solubilizados por enzimas excretadas por bacterias hidrolíticas que actúan en el exterior celular por lo que se consideran exoenzimas. Los grandes compuestos orgánicos solubles producidos (por ejemplo, lípidos, polisacáridos, proteínas, etc.) se convierten después en sus monómeros (como pueden ser ácidos grasos, monosacáridos, aminoácidos, etc.). La hidrólisis es, por tanto, la conversión de los polímeros en sus respectivos monómeros. En este proceso no se produce metano, y en la mayor parte de los casos supone una etapa que se desarrolla lentamente.

• *Acidogénesis:* En esta etapa los compuestos orgánicos solubles que comprenden los productos de la hidrólisis son convertidos en ácidos orgánicos de cadena corta, tales como acético, propiónico y butírico, fundamentalmente; a través de los agentes acidógenos o bacterias acidogénicas.

• *Acetogénesis:* Se le conoce también como acidogénesis intermediaria en la cual los productos correspondientes son convertidos en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono. Estas bacterias son altamente resistentes a variaciones en las condiciones ambientales. Por ejemplo, aunque el pH óptimo para el desarrollo de su actividad metabólica es 5-6, los procesos anaerobios generalmente son conducidos a pH 7, y aún en estas condiciones su actividad metabólica no decae.

• *Metanogénesis:* En esta etapa metabólica el CH_4 es producido por dos grandes rutas, a partir del ácido acético, o de mezclas de H_2 y CO_2. La primera de ellas, produce metano y dióxido de carbono a partir del principal producto de la fermentación, el ácido acético. Las bacterias que consumen el ácido acético se denominan bacterias acetoclastas. La reacción, planteada de forma general, es la siguiente:

$$CH_3COOH \rightarrow CH_4 + CO_2$$

Algunas bacterias metanogénicas son también capaces de usar el hidrógeno para reducir el dióxido de carbono a metano (metanogénicas hidrogenoclastas) según la reacción:

$$4H_2 + CO_2 \rightarrow CH_4 + 2H_2O$$

La metanogénesis es la etapa crítica en el proceso de degradación, por las características de las bacterias que la llevan a cabo, y por ser la más lenta de todo el proceso. En buena medida, la digestión anaerobia se ha de llevar a cabo en las condiciones óptimas para el buen funcionamiento de estas bacterias metanogénicas.

Actualmente está ampliamente aceptado que la degradación de la materia orgánica sigue una distribución como la detallada, y que se muestra resumida en la siguiente figura (A. Rodríguez et al. 2006).

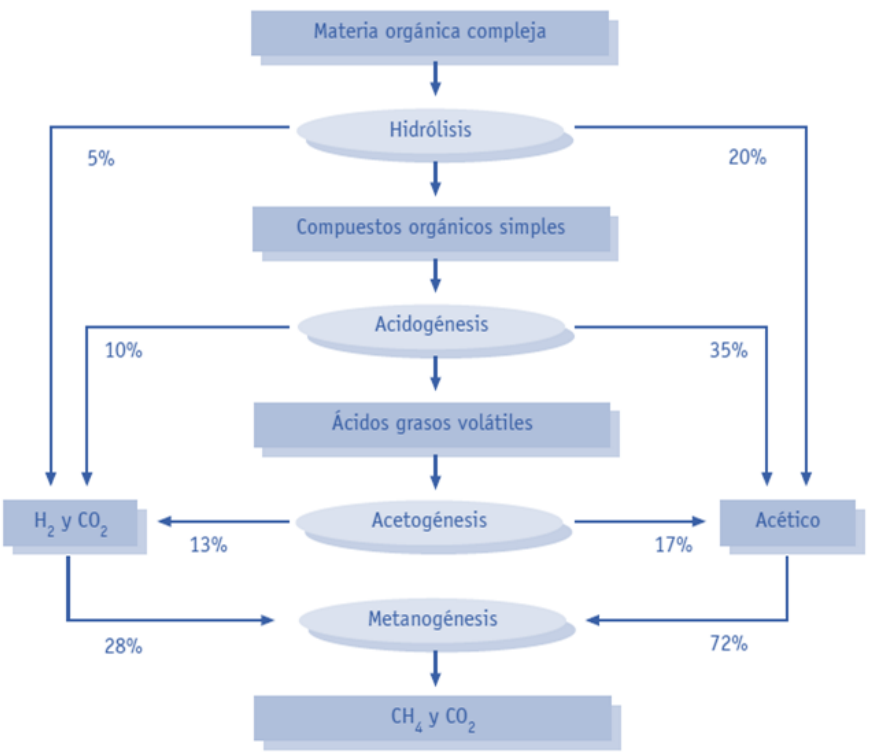


Figura 106: Esquema de la ruta de degradación anaerobia. (Fuente: Antonio Rodriguez Fernandez Alba et al, 2006)

En cada una de estas etapas intervienen un número significativo de grupos de especies particulares, tal y como se observa en la siguiente tabla.

Fase no metanogénica	
Anaeróbicos facultativos	*Anaeróbicos estrictos*
Lactobacillus	Bacteroides
Klebsiella	Clostridium
Vibrio	Bifidobaterium
Bacillus	Sphaerophorus
Pseudomonas	Fusobacterium
Sarcina	Veillonella
Spirillum	Peptococcus
Actinomyces	Deulfovibrio
Corynebacterium	
Micrococcus	
Alcaligenes	
Aerobacter	
Fase metanogénica	
Methanobacterium	
Methanococcus	
Methanospirillum	
Methanobrevibacter	
Methanomicrobium	

Tabla 59: Bacterias aisladas en un reactor anaerobio. (Fuente: Lorenzo Acosta et al., 2005)

En la siguiente tabla se muestra la composición tipo de un gas de digestión anaerobia, y una comparativa de rango porcentual respecto al gas natural.

Componentes del gas	***Gas de digestión anaerobia***	***Gas natural***
Metano	40-70%	87-96%
Dióxido de carbono	30-55%	0,1-1%
Nitrógeno	0,2-5%	1-6%
Oxígeno	0,1-1%	0-0,1%
Monóxido de carbono	0-0,2%	0-0,2%
Amonio	0,1-1%	-
Hidrógeno	1%	0-0,1%
Sulfuro de hidrógeno	<0,2%	<0,2%

Tabla 60: composición porcentual de los componentes del gas de digestión y del gas natural. (Fuente: adaptado de: WERF, 2006)

Para comenzar con el dimensionamiento del digestor anaerobio, se deben de analizar las diversas configuraciones, seleccionando las más adecuada y acorde a la planta (Reddy and Pagilla 2010).

Comenzando por la selección entre digestores de baja/alta velocidad, si bien es cierto que el digestor de bajo índice en velocidad se considera el sistema más convencional, este sistema es óptimo únicamente en depuradoras de capacidad limitada o pequeña (3.450 m^3/día frente a los 10.000 m^3/día que opera la Edar de Jinámar); Además, el tiempo de residencia se encuentra entre los 30 y 60 días, lo que da lugar a tanques de gran tamaño y altos costos iniciales de construcción.

Por todo lo anteriormente mencionado, la elección realizada contempla un digestor de alta velocidad, los cuales, se caracterizan por estar provistos de un sistema de calefacción suplementario que provoca el

aumento de la tasa de crecimiento de los microorganismos, la tasa de digestión y la correspondiente producción de gas.

Para un digestor de alta velocidad, la alimentación uniforme y el espesamiento de los fangos antes de la entrada al reactor es importante. Por lo que el lodo debe ser bombeado al digestor de manera continua para ayudar a mantener constantes las condiciones en el reactor. En el caso de la planta objeto a estudio, la producción de lodos se mantiene aproximadamente constante a lo largo del año y dispone de un sistema de espesamiento y deshidratación de fango, por lo que la mejora del rendimiento del digestor a través de la provisión de condiciones ambientales uniformes está asegurada.

Los digestores de alta velocidad, se pueden subdividir a su vez en dos categorías, dependiendo del rango de temperatura en el que se estipules sus condiciones de operación: mesófilas y termófilas.

• La digestión mesófila se produce cuando el intervalo de temperatura en el reactor es de aproximadamente 30 – 38ºC. El tiempo de residencia para la digestión mesófila de alta velocidad suele ser de 10-25 días. En comparación con los digestores de baja velocidad, los digestores mesófilos de alta velocidad pueden funcionar a mayores velocidades de carga orgánica, 1,06 a 3,02 kg SV m^3/día. La reducción de la SV es 45-50 %, que es más alto que el sistema de baja tasa. La digestión mesófila puede funcionar como una o de dos etapas en el sistema.

• La digestión termófila de alta tasa se produce cuando el intervalo de temperatura en el digestor es de aproximadamente 50–60ºC, que es adecuado para el crecimiento de bacterias termófilas. Los criterios de diseño y el rendimiento de la digestión termofílica son algo diferentes de los de la digestión mesófila. El tiempo de residencia típico para la digestión termofílica es de 10-12 días y la velocidad de carga orgánica volumétrica es 3,0-8,7 kg SV m^3/día. Pudiéndose también configurar este sistema en dos etapas.

En comparación con la digestión mesófila, las ventajas de la digestión termófila incluyen mayores tasas de carga, mayor destrucción de patógenos, una mayor producción de gas metano y digestores de volúmenes menores. Aunque por lo anteriormente planteado parece ser más conveniente trabajar en el rango termófilo, esto no siempre es exactamente así en la práctica por diferentes motivos, siendo los principales los siguientes: presenta un mayor coste de calefacción (al aplicarse mayor temperatura hay un gasto mayor de energía en el propio proceso lo que puede en algunos casos atentar contra el aprovechamiento energético del biogás para otros usos); olores pronunciados (propios del aumento de la producción de ácidos volátiles C5 y C6); niveles de amoníaco elevados; dificultad en la elaboración de sobrenadante; susceptibilidad a los trastornos de la carga de choque (el proceso termófilo requiere de un mayor cuidado ya que los microorganismos que predominan en éste son mucho más sensibles a ligeros aumentos de concentración de materia orgánica, cambios de temperatura, cantidades de tóxicos en el residual, etc., que los microorganismos mesófilos); y los equipos, tuberías, válvulas y accesorios en general, son más costosos cuando se trabaja con temperaturas termófilas, así como su mantenimiento correspondiente.

Por todo lo anteriormente mencionado, se trabajará en un rango mesofílico pues las bacterias se reproducen más fácilmente y pueden permanecer activas si no hay un cambio súbito de temperatura. La temperatura óptima estipulada será de 35°C, ya que la mayoría de los desechos orgánicos se pueden digerir a esta temperatura produciendo biogás. El rango termofílico, se suele usar en instalaciones industriales que se centran en la producción de biogás, pues se produce mayor cantidad de biogás en

tiempos más cortos lo que requiere un control muy preciso y suele resultar antieconómico en las Edars ya que las bacterias son muy sensibles a cualquier tipo de cambio.

Por último, se debe de decidir si la digestión se realizará en una o dos etapas. En un primer paso, se descarta la configuración del sistema de dos etapas con fases de temperaturas, pues implicaría que una de las etapas operase en condiciones termofílicas, cuando anteriormente se analizó y propuso que todo el sistema trabaje en condiciones mesofílicas.

Lo mismo ocurre con la configuración de dos fases de digestión anaerobia de gas ácido, pues en este caso el proceso biológico se divide en ambos reactores (primer reactor: fase ácida; segundo reactor: fase metanogénica), teniendo que enriquecer de diferentes tipos de bacteria cada digestor. Este sistema conlleva un seguimiento y mantenimiento delicado, por lo que se prescinde de su elección.

No obstante, la digestión estándar en dos etapas implica un reactor de digestión primaria que se calienta a mezcla completa, y un depósito secundario que ni se calienta ni mezcla. Las dos etapas están dispuestas en serie; la primera etapa sirve como un sistema de una sola fase de alta velocidad, en el que la temperatura se controla en el rango mesófilo seleccionado. La mayor parte del gas se produce a partir de la primera etapa del reactor, mientras que la segunda etapa proporciona una capacidad de "seguridad" adicional. Su función principal es la separación sólido-líquido, en el que no existe mezcla alguna, permitiendo así una concentración de biosólidos (espesamiento por gravedad). La separación sólido-líquido produce una capa de sobrenadante en el reactor. La segunda etapa también puede servir para otras funciones, tales como proporcionar capacidad de almacenamiento y la reducción de los cortocircuitos del proceso global.

Como conclusión se selecciona un sistema de digestión de dos etapas que trabaje en un rango mesofílico a alta velocidad. Para este sistema de dos etapas, la primera etapa del sistema debe proporcionar suficiente tiempo de residencia para asegurar la producción de gas metano.

Se adjunta esquema del sistema seleccionado. Con esta configuración se asegura una productividad alta, un mantenimiento sencillo, una seguridad en cuanto a calidad y espacio; y unas corrientes de subproductos bien diferenciados.

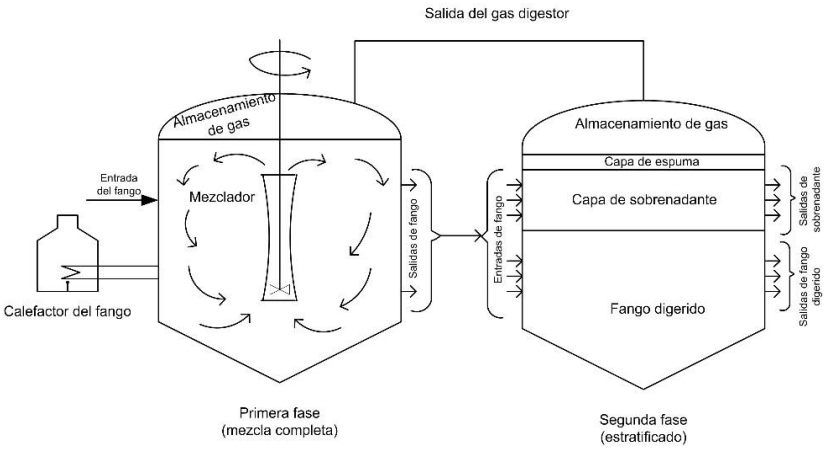


Figura 107: Configuración seleccionada para la tecnología de digestión anaerobia. (Fuente: elaboración propia, adaptado de Metcalf&Eddy, 1985)

9.2.2 Digestión anaerobia. Caracterización del lodo.

Para poder determinar la cantidad de biogás que el digestor anaerobio seleccionado es capaz de aportar, el primer paso será el de caracterizar los lodos de la Edar de Jinamar; pues la producción de biogás será función del sustrato utilizado.

La caracterización de los lodos de Edar se realizó tanto en el laboratorio para el Control Analítico de Fuentes Medioambientales (CAFMA), ubicado en la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, como en en el grupo de investigación de Análisis y Diseño de Procesos con Fluidos Supercríticos, de la facultad de ciencias de la Universidad de Cadiz. Los análisis físico-químicos de muestras de lodo se han llevado a cabo de acuerdo con los métodos estándar de la APHA (American Public Health Association and others) y las diferentes normativas UNE.

Los parámetros analizados fueron: el carbono orgánico total (COT), demanda química de oxígeno (DQO), los sólidos totales, los sólidos volátiles, los sólidos fijos, los sólidos no solubles, el pH, la conductividad, la densidad y un análisis elemental del mismo.

Carbono orgánico total

El equipo empleado fue el TOC-V CHP de la marca Shimadzu. Este equipo emplea el método de oxidación catalítica de combustión a 680°C logrando la combustión total de las muestras calentándolas a dicha temperatura, en un ambiente rico en oxígeno dentro de los tubos de combustión llenos con un catalizador de platino. Dado que utiliza el principio simple de oxidación a través del calentamiento y la combustión, el tratamiento previo y posterior al tratamiento con agentes oxidantes son innecesarios, lo que mejora la operatividad. El dióxido de carbono generado por la oxidación se detecta usando un analizador de gases infrarrojos (NDIR). Se anexa foto del equipo.

Figura 108: Equipo TOC-V CHP. Análisis del carbono orgánico total. (Fuente: elaboración propia).

Al ser el lodo un compuesto demasiado concentrado, se llevaron a cabo diversas diluciones para evitar el colapso del equipo analizador. A continuación, se expone una serie de fotos que describen la metodología empleada y se exponen los resultados obtenidos en la siguiente tabla.

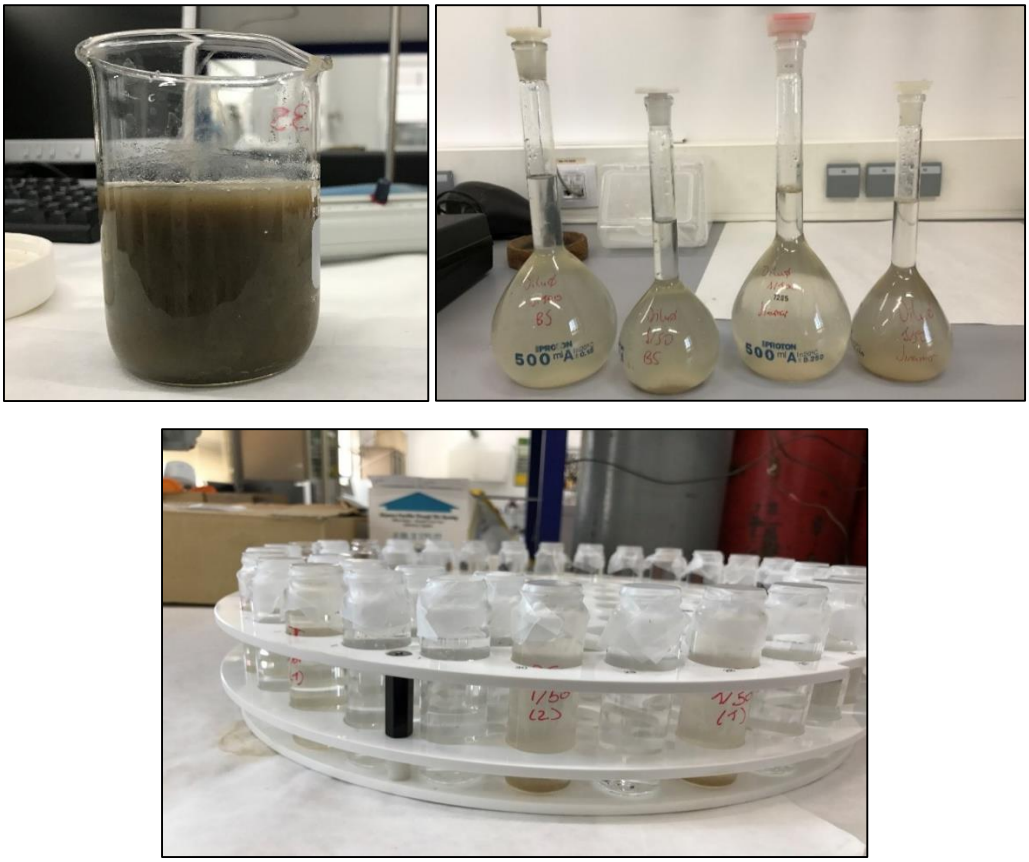


Figura 109: Determinación del TOC. (Fuente: elaboración propia)

Análisis 1				
	TC (ppm)	**IC (ppm)**	**TOC (ppm)**	**TOC Final (ppm)**
Jinamar Soluble_1	226,8	100	126,8	***126,8***
Jinamar Soluble_2	232,1	95,48	136,62	***136,6***
Jinamar 1/50_1	69,7	3,249	66,451	***3322,5***
Jinamar 1/50_2	82,62	3,256	79,364	***3968,2***

Tabla 61: Resultados obtenidos del análisis de TOC. (Fuente: elaboración propia)

Demanda Química de Oxígeno (DQO)

La Demanda Química de Oxígeno (DQO) se define como la cantidad de oxígeno consumido por la materia orgánica de una muestra susceptible de oxidación por un oxidante químico fuerte. Por tanto, es una medida que se utiliza ampliamente a nivel internacional como medida indirecta de la concentración de materia orgánica que tiene un residuo, por lo que su determinación está normalizada. Normalmente se emplean como oxidantes el permanganato potásico o el dicromato potásico. En este caso, se prefiere el método del dicromato debido a su mayor capacidad oxidante, a su aplicabilidad a una mayor variedad de muestras y a su fácil manipulación.

Si el oxidante es el dicromato potásico, al oxidar la materia orgánica presente en la muestra, el dicromato se reduce pasando de estado de oxidación (VI) a (III), este último de color verde, que es lo que se mide por espectrofotometría. El equipo empleado para la realización de la espectrofotometría es el filterphotometer PF-11. Se emplea la norma UNE 77004:2002. 'Calidad del agua. Determinación de la demanda química de oxígeno (DQO). Método del dicromato.'

Las medidas se han realizado cuatro veces por tubo (cada 90º), y el factor de respuesta obtenido en la curva de calibrado fue de 3725,2. Se adjunta fotos de la metodología y tabla de resultados.

Figura 110: Analisis de la DQO. (Fuente: Elaboración propia)

Análisis 2	1 medida	2 medida	3 medida	4 medida	Media (absorbancia)	**DQO final (mgO_2/l)**
Jinamar Soluble_1	0,112	0,111	0,109	0,109	0,11025	***410,70***
Jinamar Soluble_2	0,145	0,138	0,149	0,134	0,1415	***527,11***
Jinamar 1/50_1	0,085	0,082	0,084	0,085	0,084	***15.645,84***
Jinamar 1/50_2	0,084	0,087	0,087	0,086	0,086	***16.018,36***
Jinamar 1/100_1	0,048	0,049	0,047	0,047	0,04775	***17.787,83***
Jinamar 1/100_2	0,047	0,047	0,044	0,053	0,04775	***17.787,83***
Jinamar 1/10_1	0,399	0,402	0,399	0,4	0,4	***14.900,8***
Jinamar 1/10_2	0,403	0,4	0,398	0,4	0,40025	***14.910,11***

Tabla 62: Resultados de los análisis de la DQO del lodo de Edar de Jinamar. (Fuente: elaboración propia)

Sólidos no solubles

Para obtener los sólidos no solubles, se llevó a cabo una filtración a vacío de 40 ml de lodo, y posterior deshidratación de la torta para obtener el valor por diferencia del peso del filtro vacío y de la torta de lodo seco. Se adjuntas fotos metodológicas y los resultados obtenidos.

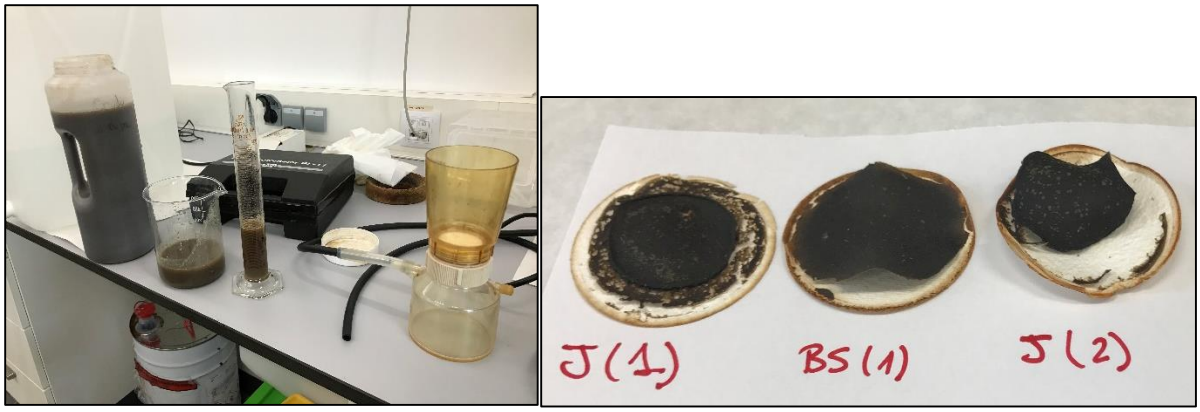


Figura 111: Análisis de los sóidos no solubles en el lodo de la Edar de Jinanmar. (Fuente: elaboración propia)

Análisis 3	Filtro vacío	torta de lodo	sólidos no solubles (mg/L)
Jinamar_1	0,0916	0,4409	8,73
Jinamar_2	0,0932	0,4561	9,07

Tabla 63: Resultados de los análisis de los sólidos no solubles del lodo de Edar de Jinámar. (Fuente: elaboración propia)

pH y conductividad

El pH es un factor a tener en cuenta, ya que afecta directamente a los microorganismos. Para ello, se mide la actividad de los iones de hidrógeno por mediciones potenciométricas, utilizando un electrodo patrón de hidrógeno y otro de referencia. Norma UNE-EN ISO 10523:2012. 'Calidad del agua. Determinación del pH. (ISO 10523:2008)'.

La conductividad, que varía en función de la temperatura, se encuentra relacionada con la concentración de sustancias disueltas y está directamente relacionada con la presencia de sales, ya que la materia orgánica tiene poca conductividad. Se sigue la Norma UNE-EN 27888:1994. 'Calidad del agua. Determinación de la conductividad eléctrica. (ISO 7888:1985).

Para analizar ambos parámetros se empleó un pHmetro/conductímetro de mesa de laboratorio de la marca Crison, obteniendo los siguientes resultados.

Análisis 5	**pH**	**Conductividad (mV)**
Jinamar crudo	6,72	257
Jinamar Soluble	6,88	187
Jinamar 1/100	7,65	150
Jinamar 1/50	8,11	136
Jinamar 1/10	6,94	183

Figura 112: Metodología fotográfica de la determinación del pH y la conductividad. (Fuente: elaboración propia)
Tabla 64 : Resultados de los análisis de pH y conductividad del lodo de Edar de Jinamar. (Fuente: elaboración propia)

Sólidos totales, sólidos volátiles y sólidos fijos

Los sólidos fijos son el residuo de los sólidos totales, disueltos o suspendidos, después de llevar una muestra a sequedad durante un tiempo determinado a 550°C. La pérdida de peso por ignición son los sólidos volátiles. No es posible distinguir totalmente entre la materia orgánica y la inorgánica debido a que algunas sales minerales se descomponen o volatilizan.

Se prepara la cápsula de evaporación, calentándola en mufla a 550°C durante una hora. Se guarda la cápsula en desecador y se pesa inmediatamente antes de utilizarlo (peso A).

Se registra el peso de la cápsula más el residuo (peso D) y una vez secado a 180°C, 24 horas (peso B). Posteriormente se incinera el residuo obtenido a 550°C durante 15 minutos y se deposita dentro del desecador hasta que alcance la temperatura ambiente. Se pesa la cápsula y se registran los datos (peso C).

Gramos de sólidos volátiles/L = [(B - C) X 1000] / volumen muestra (250 ml)

Gramos de sólidos fijos/L = [(C - A) X 1000] / volumen muestra (250 ml)

Donde:

- A: Peso de la cápsula vacía (en g)
- B: Peso de la cápsula + residuo seco, antes de ignición (en g)
- C: Peso de la cápsula + residuo seco, después de ignición (en g)

Análisis 6	**Peso A (g)**	**Peso B (g)**	**Peso C (g)**	**S. Volátiles (g/L)**	**S. Fijos (g/L)**	**S. Totales (g/L)**
Medida 1	83,3773	85,0990	84,2912	3,2312	1,2556	4,4868
Medida 2	71,9235	73,0985	72,2850	3,3828	1,3172	4,7000

Tabla 65: Resultados de los análisis de sólidos volátiles, fijos y totales. (Fuente: elaboración propia)

Figura 113: Metodología fotográfica de la determinación de los distintos sólidos. (Fuente: elaboración propia)

Humedad

$$\%\ \text{humedad} = 100 - \%\ \text{sequedad} = \ 100 - \left(\frac{fango\ seco\ (g)}{fango\ crudo\ (g)} \cdot 1000\right) = 96{,}062\%$$

Densidad

Para determinar el volumen total del sedimento húmedo se tara un vaso de precipitados y se agrega aproximadamente 50 ml de sedimento homogeneizado. Se registra con cuidado el volumen y luego se pesa este volumen de sedimento. Se repite esto un total de tres veces.

Para determinar la densidad del sedimento húmedo, se divide el peso por volumen según la siguiente fórmula:

$$\text{Densidad de la muestra (g/ml)} = \frac{\text{Peso de la muestra (g)}}{\text{Volumen de la muestra (ml)}}$$

Análisis 7	**Peso (g)**	**Volumen (ml)**	**Densidad (g/ml)**	**Densidad promedio (g/ml)**
Jinamar 1	48,1200	50	0,9624	0,9634
Jinamar 2	48,1587	50	0,9632	
Jinamar 3	48,2368	50	0,9647	

Tabla 66: Resultados del análisis de densidad del lodo de Edar de Jinamar. (Fuente: elaboración propia)

Análisis elemental

En este apartado se ha usado un analizador elemental CHNS 900 que mide el carbon, hidrógeno, nitrógeno y azufre y un microscopio de barrido (Nova NanoSem 450) que mide el resto de elementos.

El análisis elemental se emplea para la detección cuantitativa, en todo tipo de muestras orgánicas e inorgánicas, sólidas o líquidas, volátiles y no volátiles del contenido de C, N, H y S medido en porcentaje respecto al peso. La técnica de análisis está totalmente automatizada, y se basa en la combustión de las muestras en condiciones óptimas (T=950-1.100ºC, atmósfera de oxígeno puro) para convertir los elementos antes mencionados en gases simples (CO_2, N_2, H_2O y SO_2). Los gases resultantes de la combustión son transportados mediante un gas portador (He) a través de un horno de reducción y se detectan por técnica de infrarrojos (IR) los diferentes productos de la combustión (CO_2, H_2O y SO_2) y finalmente el N_2, una vez eliminados el resto de los gases.

Análisis 8	**Peso (g)**	**Carbón (% peso)**	**Hidrógeno (% peso)**	**Nitrógeno (% peso)**	**Azufre (% peso)**
Jinámar 1	1,147	38,38	5,81	6,936	0,765
Jinámar 2	1,037	37,37	4,561	6,912	0,789

Figura 114: Metodología fotográfica del análisis elemental C, N, H y S. (Fuente: elaboración propia).
Tabla 67: Resultados del análisis elemental C, N, H y S. (Fuente: elaboración propia).

Respecto a los demás componentes, la detección se realiza a través de un microscopio electrónico de barrido, que se basa en una técnica de microscopía electrónica capaz de producir imágenes de alta resolución de la superficie de una muestra utilizando las interacciones electrón-materia. Utiliza un haz de electrones en lugar de un haz de luz para formar una imagen.

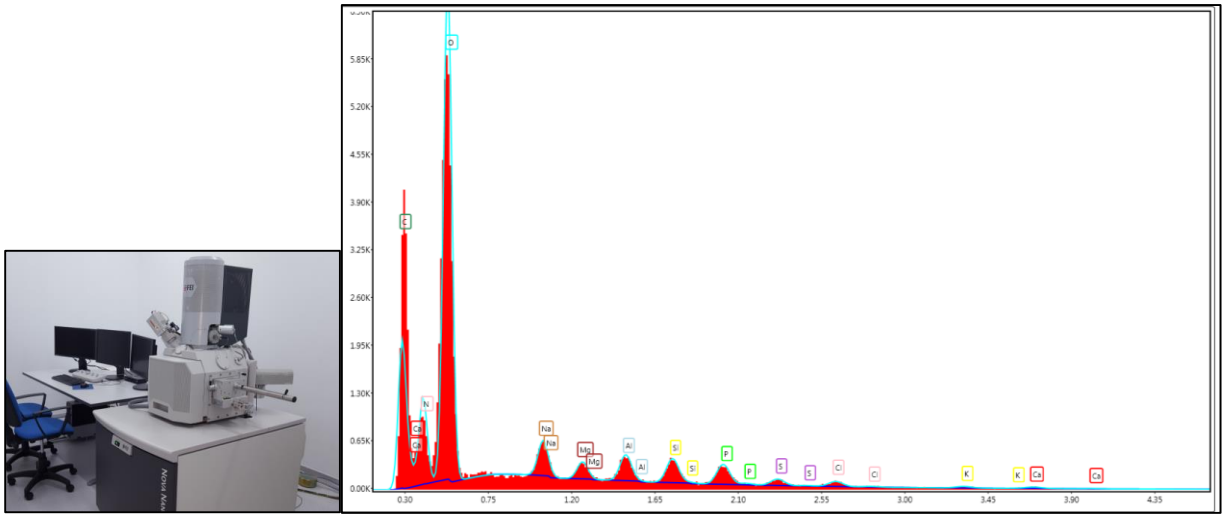


Figura 115: Detección de los demás elementos de la muestra de lodos propio del análisis elemental. (Fuente: elaboración propia)

9.2.3 Digestión anaerobia. Cálculos del dimensionamiento

Una vez caracterizado el lodo, se puede determinar la producción de biogas haciendo uso de la siguiente tabla y sabiendo que la naturaleza del lodo de la Edar de Jinámar es mixta; encontrándose, por tanto, dentro del tecer rango.

Producción del biogás en función del substrato utilizado.			
Tipo de residuo	Contenido orgánico	Sólidos volátiles [%]	Producción de biogás [Nm^3/t]
Fangos residuales	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas	3-4	17-22
Fangos residuales concentrados	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas	15-20	85-110
Fangos residuales mixtos	Hidratos de carbono, lípidos y proteínas	7-12	35-70

Tabla 68: Tipos de lodos de Edar. Caracterización en función de los SV para la producción de biogas. (Fuente: adaptado Angelidaki y Ahring, 1997)

Se observa que 1 tonelada de lodos mixtos produce entre 35 y 70 m^3 de biogas; con este dato, y sabiendo que la producción annual de lodos es de 3.600 toneladas (ver capítulo 7) se puede calcular la producción de la presente planta; para ello se emplea el dato promedio de 53 m^3 biogás/ lodos:

$$\frac{53\ Nm^3 biogas}{tonelada_{lodo\ mixto}} * \frac{3.600\ toneladas_{lodo\ mixto}}{año} = 190.800\ {}^{Nm^3 biogas}/_{año}$$

Biogas, que como se explicó con anterioridad, está compuesto, en su mayoría por un 65% de mentano y un 34% de dióxido de carbono. Por lo que se puede realizer la siguiente aproximación.

$$\frac{190.800\ Nm^3 biogas}{año} * \frac{0{,}65\ Nm^3 metano}{1\ Nm^3 biogas} = 124.020\ {}^{Nm^3\ CH_4}/_{año}$$

El gas metano así obtenido es sumamente insoluble y su separación de la solución representa la estabilización real del residuo. Al objeto de mantener un sistema de tratamiento anaerobio que consiga la estabilización correcta de dicho residuo, los microorganismos formadores de ácidos y metano deben hallarse en estado de equilibrio dinámico. A fin de mantener y establecer tal estado, el contenido del reactor deberá estar libre de concentraciones inhibitorias de constituyentes tales como metales pesados y sulfuros, debiendo encontrarse a un pH de entre 6,6 y 7,6. Esto se debe a que, por debajo de un valor de 6,2 de pH, las bacterias formadoras de metano dejan de actuar.

Los resultados obtenidos en la determinación del pH y del análisis elemental, muestran valores óptimos para la estabilización del sistema, pues se encuentra dentro del rango óptimo de pH y el contenido tanto en azufre, como en plomo (único metal pesado detectado) es despreciable, respectivamente.

Además, otra de las ventajas del tratamiento anaerobio con respecto a los microorganismos propios del proceso, proviene del lento crecimiento de las bacterias formadoras de metano. Este bajo crecimiento implica que solo una pequeña parte del residuo orgánico biodegradable está siendo sintetizado en nuevas células. A causa, de la pequeña tasa de crecimiento celular y de la conversión de la materia orgánica en gas metano y anhídrido carbónico, la materia resultante (digestato) está bien estabilizada y, con frecuencia es apta para su descarga, tras su secado o deshidratación, en vertederos o extendida sobre la tierra como acondicionador de la misma o material similar al humus (Metcalf & Eddy and Montsoriu, Juan de Dios Trillo 1985).

Por tanto, un factor importante en el dimensionamiento del digestor será el tiempo medio de retención celular de los microorganismos en el reactor; el cual, es equivalente al tiempo de retención hidráulico del líquido en el mismo (al estar operando con un reactor de mezcla completa sin recirculación)(López Cabanes 1989). Ambos tiempos, por tanto, serán función de la temperatura de operación, pues al aumentar este parámetro ambos tiempos disminuirán, pudiéndose utilizar reactores de menor volumen.

Temperatura de funcionamiento {ºC}	Tiempos de retención celular (θ^d_c) {días}
18	28
24	20
30	14
35	10
40	10

Tabla 69: Tiempos de retención celular sugeridos para su uso en el diseño de digestores de mezcla completa. (Fuente: Metcalf&Eddy, 1985)

La temperatura de operación determinada, se encuentra dentro del rango mesófilo, pues las bacterias se reproducen más fácilmente y pueden permanecer activas si no hay un cambio súbito de temperatura. La temperatura óptima es de 35°C y la mayoría de los desechos orgánicos se pueden digerir a esta temperatura produciendo biogás.

Habiendo fijado la temperatura de operación, el método de dimensionamiento adecuado para determinar el volumen del reactor requerido, se basa en los factores de carga. Aunque son varios los factores propuestos, el más extendido tiene en cuenta los kilogramos de sólidos volátiles añadidos por día y por metro cúbico de capacidad de digestor. Al aplicar este factor de carga, deberá hacerse la comprobación del tiempo de detención hidráulico, por su relación con el crecimiento de los organismos (anteriormente comentado) y con el tipo de digestor empleado. Siguiendo los supuestos de la tabla anteriormente expuesta, la temperatura de operación de 35ºC implica un tiempo de retención celular de 10 días, mismo valor que el tiempo de detención hidráulico.

Para confirmar los valores seleccionados con respecto al efecto de la concentración del fango y del tiempo de retención hidráulica sobre el factor de carga de sólidos volátiles se expone la siguiente tabla (Metcalf & Eddy and Montsoriu, Juan de Dios Trillo 1985).

Concentración de fango (%)	**Carga de sólidos volátiles (kg/m³)**			
	10 d	*12 d*	*15 d*	*20 d*
4	3,06	2,55	2,04	1,53
5	3,83	3,19	2,55	1,91
6	4,59	3,83	3,06	2,30
7	5,36	4,46	3,57	2,68
8	6,12	5,10	4,08	3,06
9	6,89	5,74	4,59	3,44
10	7,65	6,38	5,10	3,83

Tabla 70: Efecto de la concentración del fango y del tiempo de dentención hidraulica sobre la carga de sólidos volátiles. (Fuente: Metcalf&Eddy, 1985)

En este caso, la carga de sólidos volátiles promedio obtenido de forma experimental es de 3,307 g/L, o lo que es lo mismo 3,307 kg/m^3. Por otro, la condición de operación estipulada con respecto al tiempo de retención hidráulica de 10 días. A esta franja de valores le corresponde una concentración de fango de un 4%, lo cual se corresponde con el porcentaje de humedad obtenido en el laboratorio de un 96,0622%, confirmando así el correcto desarrollo del dimensionamiento.

La cantidad de materia a digerir es de 9,86 toneladas/día, la cual no es necesaria diluir en agua pues tiene una concentración de sólidos óptima. Por otro lado, el tiempo de residencia hidráulico fijado es de 10 días y la densidad de los lodos, determinada de forma experimental es de 0,9634g/ml o lo que es lo mismo, 0,9634 t/m^3. Con ello, se determina el volumen del digestor.

$$\frac{9{,}86\ toneladas_{lodo}}{día} \cdot \frac{1\ m^3_{lodos}}{0{,}9634\ \ toneladas_{lodo}} = 10{,}23\,\frac{m^3_{lodos}}{día}$$

Haciendo uso del TRH, se obtiene un volumen de 102,34 m^3_{lodos}. Volumen que debe ser multiplicado por un factor de seguridad, ya que hay que tener en cuenta la producción de biogás y espumas. Aplicando un

factor de 1,4 tendríamos un volumen del digestor anaerobio para los parámetros y condiciones de operación estipulados, V_{DA} = 143,28 m^3.

Con frecuencia, los tanques de los digestores de dos etapas se construyen idénticos. No obstante, (y al tratarse de una digestión a alta velocidad), solo el primero debe de equiparse con un sistema de calefacción y mezclado.

Para el cálculo de altura y diámetro de los digestores, hay que tener en cuenta la geometría del mismo, la cual se puede observar en la figura expuesta en la sección de descripción y configuración del proceso (9.2.1) (Guzzo 2017). Las dimensiones estándars de los mismos operan con diámetros mayores de 6 metros e inferiores a 35 metros; Además, deberán tener una profundidad de agua no inferior a 7,5 metros en el centro y pueden llegar a tener una profundidad de hasta 14 metros o más (Metcalf & Eddy and Montsoriu, Juan de Dios Trillo 1985).

En este caso, la altura cilíndrica del digestor tendrá 7,5 metros y la cúpula será la sexta parte de la altura cilíndrica, aproximadamente 1,25 metros. Suponiendo que el volumen útil solo se ocupa en la zona cilíndrica, despejando la siguiente ecuación, se obtiene el valor del diámetro.

$$V_{DA} = \frac{\pi}{4} . D_{DA}^2 . H_{DA} \rightarrow D_{DA} = 5{,}5 \text{ metros}$$

9.2.4 Pretratamiento del biogás para su aplicación como recurso energético

Una vez obtenido el biogás del proceso de digestión anaerobia deben de analizarse los sistemas de recuperación de energía existentes. Pero anteriormente a dicho estudio, se debe de tener en cuenta que, en la naturaleza del propio biogás, se encuentran varios compuestos con un elevado potencial dañino en lo que respecta a su empleo y recuperación energética. Entre dichos compuestos, se encuentra la humedad, el dióxido de carbono, los siloxanos, y el sulfuro de hidrógeno (B. Morero, Gropelli, and Campanella 2010).

Humedad

El gas que sale del digestor está saturado de agua. Cualquier disminución en la temperatura de los gases dará lugar a la condensación y la posterior corrosión del sistema de recuperación de energía. Una forma de aliviar esto es mantener el gas por encima del punto de rocío entre el digestor anaeróbico y el equipo de recuperación. Las plantas depuradoras que eligen eliminar el vapor de agua, obtienen el beneficio adicional de la eliminación de otros compuestos.

Los cuatro sistemas principales de eliminación de vapor de agua se basan en el uso de un acumulador o bandeja de goteo, un secador desecante; un sistema de refrigeración, o un condensador.

- *Los acumuladores* se encuentran normalmente aguas abajo del digestor depositándose la humedad y los sólidos, proporcionando un área amplia de tuberías que reduce la velocidad de flujo de gas. Los conjuntos de bandeja de goteo a menudo se encuentran en todo el sistema en los puntos bajos de la tubería. Tanto los acumuladores como las bandejas de goteo tienen bajas eficiencias de eliminación de vapor de agua por lo que no pueden ser la única forma de eliminación de la humedad de en los equipos de recuperación de energía muy sensibles al vapor de agua.

- *Los secadores desecantes* tienen eficiencias por encima de los acumuladores gracias a la remoción de los vapores. Los secadores desecantes consisten generalmente en un recipiente o torre cargada con un material desecante que absorbe el agua. El gas del digestor entra a través de la mitad inferior de la vasija, y se mueve hacia arriba, lo que reduce su velocidad a medida que avanza a través de la unidad. Estos cambios hacen que el vapor de agua se condense fuera del gas del digestor en una zona de recogida. El gas continúa moviéndose hacia arriba a través de un lecho de comprimidos de secado, que absorben y forman una solución con el agua. Los secadores desecantes pueden funcionar sin aporte de energía, con la excepción de los secadores regenerativos. Cuando se requiere la regeneración del desecante, el proceso puede requerir un pequeño volumen de aire comprimido o aire de la atmósfera climatizada a partir de un ventilador para secar el desecante.

- *Los sistemas de enfriamiento o de refrigeración* y los condensadores también pueden ser usados, pero éstos pueden convertirse en un consumo de energía intensivo, especialmente si los volúmenes de gas tratados son grandes.

Siloxanos

Los siloxanos son polímeros de silicio orgánicos fabricados como aditivos que mejoran las propiedades de los productos de consumo, como cosméticos, productos de cuidado del cabello y desodorantes. Cantidades diminutas de siloxanos entran en el sistema de aguas residuales, y se incorpora a los sólidos bombeados a los digestores. A medida que el lodo se calienta en los digestores, los siloxanos son desorbidos de los sólidos y se volatilizan con el gas producido digestor.

Los siloxanos se encuentran en el gas digestor dentro de dos categorías: lineales y cíclicos. Los Siloxanos lineales más comunes son hexametildisiloxano (L2) y octametiltrisiloxano (L3), mientras que octametilciclotetrasiloxano (D4) y decametilciclopentasiloxano (D5) son los siloxanos cíclicos más usuales.

Parece que hay una correlación entre la digestión termofílica de lodos de aguas residuales y el aumento de los niveles de siloxano en el gas del digestor pues se produce un aumento de entre un 60 -300 % en las concentraciones de siloxano en digestores termófilas de la concentración en comparación con los digestores mesófilos.

Una vez en el gas del digestor, el flujo de siloxanos es muy dañino en los sistemas de recuperación de energía donde dicho gas se quema para producir energía útil, pues la parte orgánica de siloxanos se oxida, dejando silicatos y micro cristales de cuarzo, que dan lugar a un mantenimiento frecuente y costoso, pues se adhieren a la superficie metálica con temperaturas muy elevadas (incrustación) y reducen la eficiencia de transferencia de calor (M. García 2011).

- Empleo de calderas: formación de depósitos de la misma.
- Empleo de motores de combustión interna: Incrustaciones en la cámara de combustión e incrustaciones en las válvulas de escape que se queman reduciendo el fenómeno de compresión y la consecuente eficiencia del motor.
- Empleo de turbinas de gas: Erosión de los álabes de la turbina y una fuerte caída en la eficiencia operativa.

El ensuciamiento causado por silicatos y depósitos de cuarzo micro cristalino también se produce en equipos de control de la contaminación del aire, y se ha observado en al menos en 15 plantas depuradoras de los Estados Unidos. Applied Filter Technology (AFT), el fabricante del sistema patentado de carbón activado a base de la remoción de siloxano, confirma que el daño puede ocurrir con concentraciones siloxano tan bajo como 50 ppb.

Existen varios métodos para la eliminación de los siloxanos del gas digestor; no obstante, la refrigeración, la adsorción líquida y el carbón activado son las únicas tecnologías que se han utilizado en el empleo de biogás a gran escala.

- *Condensación*: Empleado para eliminar la humedad, es una forma de eliminar eficazmente algunos siloxanos del gas de digestor. Este proceso es viable en los casos en que las concentraciones de siloxano son muy altas, sin embargo, la refrigeración por debajo de 3°C produce rendimientos decrecientes para la eliminación de siloxanos y se puede perder algo de metano en el condensado. La eficiencia de eliminación en un sistema de condensador de tres etapas es aproximadamente el 80-90%. Sin embargo, otros autores estiman que se elimina entre el 10% y el 60% de los siloxanos, pues depende de las especies presentes y otros constituyentes del gas.

- *Absorción líquida*: Los estudios de laboratorio sugieren que la eliminación de siloxano a través de la absorción en fase líquida, utilizando ácido sulfúrico al 48% a una temperatura de 60 °C, podría eliminar más del 95% de siloxanos en gas del digestor. Las tasas de extracción similares se obtuvieron utilizando ácido nítrico concentrado (65 %). El secado de gas es un requisito previo.

- *Filtro de carbón activo*: Los estudios realizados por Liang y Sheehan (2002) evaluaron las nuevas tecnologías para la eliminación de siloxanos tales como los sistemas de filtro de carbón activado, resinas sintéticas, de condensación/refrigeración, absorbentes de líquidos, y la tecnología de membrana. Ambos estudios concluyeron que los filtros de carbón activado son mejor sistema de extracción de siloxano disponible debido a su facilidad de aplicación, capacidad de rendimiento, historia operativa, costes de instalación y los requisitos de mantenimiento.

  El carbón activado tiene excepcionales propiedades de adsorción y si se añade su gran superficie se convierte en un material de filtro ideal para una amplia gama de sustancias orgánicas tanto para gas como para medios líquidos. Los filtros de carbón activado están generalmente constituidos por un recipiente que contiene un lecho de material de carbono activo a través del cual circulan los flujos del gas del digestor. El Siloxano y otros compuestos orgánicos volátiles (COV) son adsorbidos por los poros del carbón activado. Uno de los beneficios de este sistema es que el material empleado no es peligroso y se puede desechar en vertederos o incluso se puede regenerar, a través de una tecnología de microondas.

Sulfuro de hidrógeno

Los gases combustibles que contienen altas concentraciones (por encima de 10 ppm) de compuestos de azufre se conocen como gases ácidos y gases dulces. El gas digestor, es generalmente bastante "dulce", ya que contiene típicamente de 100 a 10.000 ppm (0,01 a 1 %) de H_2S.

La presencia de H_2S por sí sola, o en combinación con vapor de agua, es perjudicial para los dispositivos de manejo de gas. Norris (1943) reportó una seria corrosión y picaduras de las superficies metálicas debido al H_2S. También, cuando el vapor de agua está presente durante la combustión, se forma ácido sulfúrico (H_2SO4), que es extremadamente corrosivo, sobre todo en los quemadores, lámparas de gas y motores. El ácido sulfúrico puede ser neutralizado por la alcalinidad presente en el aceite del motor, pero a menos que se cambie el aceite hasta tres veces más de la frecuencia normal, la corrosión de los componentes del motor se produciría (Ravishanker and Hills 1984).

La presencia de H_2S también inhibe la eliminación de siloxanos halogenados y de compuestos orgánicos volátiles. Además, su principal producto de combustión, el dióxido de azufre (SO_2) reduce significativamente la calidad del aire ambiente.

Las tecnologías desarrolladas para la eliminación de H_2S del gas digestor son las siguientes:

- *Adsorción con carbón activo*: es el método más común, y normalmente está impregnado con un oxidante. En presencia de humedad, el carbón impregnado actúa como un adsorbente y como catalizador de oxidación, oxidando el H_2S en azufre elemental, que se deposita sobre las partículas de carbono. Aunque tienen una eficiencia mayor de un 85%, esta alternativa sólo es adecuada para pequeños volúmenes de H_2S y concentraciones bajas.

- *Adición de sales de Hierro*: la precipitación de sales de hierro es otra técnica de extracción. Las sales utilizadas son cloruro férrico ($FeCl_3$) y cloruro ferroso ($FeCl_2$) en dosis de 3 y 5 mg/l. Esto se aplica a cualquiera de los influentes de la PTAR o al influente del digestor anaeróbico. El $FeCl_3$ es ligeramente más eficaz que $FeCl_2$, en condiciones libres de oxígeno, que son las condiciones que se encuentran en los digestores anaerobios. Esto da lugar en una necesidad de dosis más baja de $FeCl_3$ que $FeCl_2$ requerida. La reacción que implica la adición de sales de hierro es la siguiente:

$$\boxed{Fe^{2+} + 2Fe^{3+} + 4HS^{-} \rightarrow Fe_3S_4 + 4H^{+}}$$

  Este método elimina H_2S mediante la reducción de las concentraciones en la forma disuelta. Se pueden formar varias formas de sulfuro de hierro: pirrotita, sulfuro férrico, pirita, marcasita; Por otro lado, hay otras reacciones con el hierro en el digestor también, por lo tanto, la dosis real que se necesita sólo se puede determinar con pruebas a escala natural. En general, los niveles por debajo de 200 ppm de H_2S se puede eliminar con sales de hierro, sin embargo, debe tenerse en cuenta que las sales de hierro dan rendimientos decrecientes a niveles bajos de sulfuro.

  La ventaja de la adición de sal de hierro incluye su bajo costo de capital, la facilidad de control del proceso y la generación de un producto final no peligroso de sulfuro de hierro. Las desventajas de esta alternativa es que las sales de hierro, con un pH menor de 1,

pueden ser corrosivas. Asimismo, se produce un aumento de producción de lodos como resultado de la precipitación de hierro, y la formación de fosfato ferroso ($Fe_3PO_4 \cdot 8H_2O$) cuando las sales de hierro se añaden directamente a la alimentación de digestor.

- *Adsorción mediante esponja de Hierro*: Este proceso de recolección de residuos a base de óxido de hierro para la eliminación del H_2S del gas del digestor, es capaz de reducir la concentración de H_2S en el gas a aproximadamente 35 ppm. El sistema se compone de acero inoxidable, recipientes cilíndricos con tapas removibles y los medios de comunicación de la esponja de hierro que son astillas de madera o carbón activado granular impregnado con óxido férrico hidratado ($2Fe_2O_3 \cdot H_2O$). Una rejilla de fibra de vidrio soporta los medios de comunicación. La reacción química del proceso es la siguiente:

$$\boxed{2Fe_2O_3 + 6H_2S \rightarrow 2Fe_2S_3(s) + 6H_2O}$$

El gas con baja presión fluye a través de los medios de comunicación secos y el H_2S en la corriente de gas efluente se combina con el óxido de hierro para formar sulfuro de hierro y agua. El gas debe estar mojado cuando pasa a través de la esponja de hierro puesto que en caso contrario puede reducir su capacidad reactiva.

Este proceso, puede operar con concentraciones de H_2S de entrada de 2.500 ppm, pero se puede tratar concentraciones más altas en caso de operar en serie.

La principal ventaja de la esponja de hierro es su capacidad de manipulación de las concentraciones de H_2S de entrada altas (alrededor de 5.000 ppm). También se considera fiable, fácil de operar y tienen requisitos de mantenimiento bajos en energía. La desventaja predominante incluye su alto capital, que está directamente relacionado con sus costes de instalación y sus altos costos operativos causados por los requisitos de reemplazo.

- *SulfaTreat*: El sistema se compone de un medio granular de óxido férrico y óxido triférrico soportado sobre una superficie inerte embalada en uno o más recipientes a presión verticales con un flujo de gas descendente. Un pequeño separador de entrada debe ser colocado justo aguas arriba del recipiente para eliminar el exceso de líquido del gas (Di Felice and Pagliai 2015).

Los beneficios reportados de Sulfatreat en relación con la esponja de hierro son que no se inflama espontáneamente, y elimina de dos hasta tres veces más H_2S. El fabricante afirma que las concentraciones de entrada de gas pueden ser tan altas como 20.000 - 30.000 ppm.

La operación a temperaturas frías no es generalmente un problema, pero no se recomienda altas temperaturas pues pueden secar la cama, lo que disminuye la velocidad de reacción. La eficiencia óptima se consigue mediante la supervisión del contenido de agua del gas del digestor y la inyección de agua cuando sea necesario para mantener un gas saturado. El sistema estándar utilizado para gas del digestor puede manejar un máximo de 1 bar lo que indica que el gas digestor generalmente puede ser tratado desde el digestor sin compresión.

El sistema no tiene partes mecánicas y no requiere energía para funcionar; por otro lado, el subproducto del proceso es disulfuro de hierro (residuo estable y no peligroso). El capital empleado en el proceso y los costos de operación son relativamente bajos mientras que el funcionamiento es bastante simple.

- *BINAX*: depurador de agua que utiliza el lavado de alta presión para eliminar tanto el H_2S, como el CO_2. Las reacciones, que tienen lugar en un lavador húmedo, dependen de la presión, la temperatura y el pH del agua ya que influyen en los niveles de solubilidad de los gases en la solución acuosa. Por tanto, a pH neutro, la presión mínima es de 5 bares sólo para eliminación de H_2S, y el máximo es de 21 bares, eliminando tanto H_2S (a menos de 1 ppm) como CO_2.

  El sistema básico BINAX consta de dos torres: Una torre purifica el gas del digestor con agua a presión y la otra torre elimina los contaminantes del agua y permite que el agua se recircule (Henrich 1983).

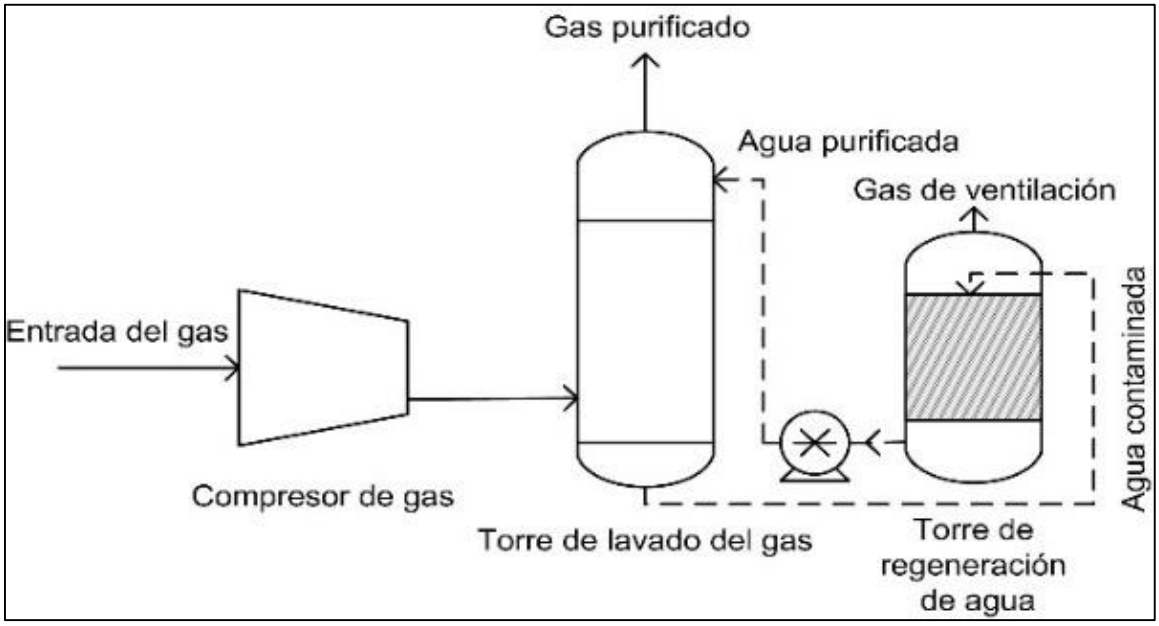


Figura 116: Sistema Binax. Pretratamiento del biogás para posterior recuperación de energía. (Fuente: adaptado de WERF, 2006)

Un resumen de los diferentes procesos de eliminación de H_2S se presenta en la tabla que se muestra a continuación. Todos los procesos, o bien tienen aplicaciones actuales en la industria de tratamiento de aguas residuales municipales o tienen el potencial para el acondicionamiento del gas del digestor.

Técnicas	H_2S de entrada	Nivel de H_2S Tratamiento	Residuos del producto	Costo de capital	Costo anual de operación y mantenimiento
Carbón activado	bajo	> 85%	Residuos inservibles	8,36€ m^3/d	0.003€ m^3/d
Adición de sales de hierro	> 6000 ppm	> 85%	Sulfuro de hierro	0,04€ m^3/d	0.28€ m^3/d
Esponja de hierro	200-5,000ppm	90%	Esponja de hierro gastada con (cenizas, madera, sulfuro, etc)	56€ m^3/d	9,6€ m^3/d
Sulfatreat	<500ppm	> 85%	Disulfuro de hierro	7,65€ m^3/d	14€ m^3/d
BINAX		> 99%	Agua saturada con HS^-	150€ m^3/d	No disponible

Tabla 71: Tratamientos empleados para la eliminación del H2S en el biogás del digestor. (Fuente: adaptado de WERF)

Además Tippayawong y Thanompongchart (2010) han investigado la eliminación del CO_2 y el H_2S con soluciones acuosas de sales y aminas en una columna rellena, aunque recomiendan que se continúe investigando la factibilidad y eficiencia de esta tecnología a grandes escalas (B. d. V. Morero and Campanella 2014).

Dióxido de Carbono (CO_2)

El dióxido de carbono CO_2 es el principal constituyente, junto con el metano, del gas de digestión. En general, no tiene impacto en la operación del equipo de recuperación de energía, y a menudo no se elimina del biogás, pues su efecto se considera menos crítico que los anteriores componentes mencionados, en la mayoría de los equipos.

En motores de combustión interna, la presencia de CO_2 reduce la velocidad de combustión del gas del digestor y el pico de presión en el interior de los cilindros del motor. Esto da lugar a una reducción en la eficiencia de la combustión del metano, lo que disminuye la potencia de salida máxima del motor. Los otores que funcionan con gas digestor que contiene más de 30 % de CO_2 tienen un funcionamiento irregular que se alivia con el empleo de gasolina. En las Edars que emplean esta tecnología, utilizan gas natural para complementar el gas digestor con altos niveles de CO_2 en lugar de gasolina.

En el caso del empleo de pilas de combustible, este compuesto puede llegar a ser venenoso, para algún tipo de pila.

El empleo de lavadores cáusticos es el equipo más simple de eliminación de CO_2. La solución de sosa cáustica diluida es la que generalmente se descarga hacia abajo a través de las bandejas o un material de embalaje, mientras que la corriente de gas rica en CO_2 se alimenta a través de la torre con un flujo a corriente o a contracorriente. El sistema BINAX es un proceso de operación identificado para la eliminación de CO_2 del gas de digestor. Es capaz de reducir la concentración de este compuesto del 45% al 2 % cuando se utiliza alta presión.

9.2.5 Sistemas de recuperación de energía del biogás procedente del digestor

Habiendo analizado los diferentes compuestos y trazas contaminantes que el gas del digestor emite junto con el porcentaje de metano producido; para poder seleccionar la tecnología de tratamiento más

adecuada, se debe de identificar previamente (conociendo las necesidades de pretratamiento) el proceso de recuperación de energía que se pretende instalar. A continuación, se expone una breve descripción de las tecnologías de recuperación de energía (Monteith et al. 2006).

Calderas

Las calderas conforman el sistema más utilizado para la recuperación de energía (calor) de un digestor de gas, siendo uno de los puntos clave, su mínimo requerimiento de trabajo en el pretratamiento de gases. El gas digestor se quema para producir agua caliente o vapor, el cual puede ser utilizado para mantener la temperatura del digestor anaeróbico utilizando intercambiadores de calor o una inyección directa del propio vapor, así como usarlo para la calefacción de locales. Las calderas tienen una buena eficiencia de recuperación de energía, del orden de 75-80%.

Motores generadores

Los digestores de gases han empleado durante muchos años los motores de combustión interna seguidos de generadores de electricidad de accionamiento. Cuando se recupera el calor del conjunto motor/generador, el proceso se denomina cogeneración. La cantidad de energía de combustible recuperado observado como rangos de energía térmica son del 45-50% y la cantidad de energía de combustible convertida en electricidad oscila entre 30 y 35%. Los contaminantes en el digestor que deben reducirse antes de la combustión incluyen la humedad, H_2S y siloxanos.

Empleo directo

La energía en el gas del digestor, además de recuperarla en forma de calor y electricidad, también se puede recuperar para su uso mecánico. Las principales aplicaciones se encuentran en los sopladores de aire y las bombas. Las eficiencias de recuperación de energía térmica y eléctrica para aplicaciones de transmisión directa son 46 % y 26-28 %, respectivamente.

Se sugiere que entre el 50 y el 80 % de la energía mecánica necesaria para el tratamiento de aguas residuales podría ser proporcionada por gas del digestor, mientras que el calor residual recuperado de los motores puede ayudar en el calentamiento de los edificios y mejorar aún más la eficiencia energética general.

Microturbinas

Sistema de uso aconsejado en áreas donde la capa de ozono esté designada como área de incumplimiento, debido a las bajas emisiones que se producen de NOx durante la combustión del gas de digestor. El gas de combustión impulsa la cuchilla del ventilador de la turbina en el eje, que gira a través de la sección del generador (Mahmoud and Fouad 2015). Los principales proveedores de microturbina que funcione con gas digestor son Capstone e Ingersoll–Rand, mientras que la frecuencia variable oscila entre (50/60 Hz).

La eficiencia de las microturbinas es de aproximadamente 26-27 % en la operación 30 kW (Capstone), aunque tanto la potencia como la propia eficiencia disminuyen por encima de los 18^{o}C. Con la producción combinada de calor y electricidad (CHP) de recuperación, el rendimiento global puede aumentar hasta el

orden de un 70 a 90%, de acuerdo con los documentos del fabricante (Raschke 2005). Se recomienda la remoción de vapor de agua y siloxanos.

Motores Stirling

Los motores Stirling que funcionan con gas digestor son de gran interés principalmente porque pueden operar sin grandes costos para la eliminación del H_2S o la remoción del siloxano. Un motor Stirling es un ciclo cerrado que consta de un motor de combustión externa, intercambiadores de calor, pistones, un "regenerador", y un fluido de trabajo gaseoso (típicamente helio o hidrógeno) contenido dentro del motor para convertir el calor en trabajo mecánico. Debido a la transferencia de calor y a problemas mecánicos, la mayoría de los motores Stirling actualmente disponibles tienen una capacidad de menos de 5 kW, no obstante, pueden reducir las emisiones de NOx en un 75% o más, en comparación con los motores alternativos. Actualmente, el costo de capital es un 60% más alto que los motores de combustión interna, pero se prevé que caigan drásticamente con el tiempo.

Pilas de Combustible

Las pilas de combustible funcionan mediante la conversión de un combustible de hidrocarburos en fase gaseosa sobre un electrolito para producir electricidad y calor. Las pilas son la mejor alternativa con respecto a la protección del medio ambiente, ya que producen muy bajas tasas de emisión de NOx y SOx, así como bajas emisiones de CO_2. Un número de diferentes tipos de pilas de combustible están disponibles, las cuales operan a diferentes temperaturas y utilizan diferentes electrolitos, como se indica en la tabla (Appleby 1996; Hordeski 2003).

Clasificación	Tipo	Abreviatura	Temperatura de operación	Características/ usos
Baja Temperatura	Ácido Fosfórico	PAFC	200-250°C	Sistemas de cogeneración medianos
	Membrana polimérica	PEMFC	60-80 °C	Aplicaciones portátiles
	Membrana alcalina	AFC	100-120 °C	Automóviles y vehículos espaciales
Alta Temperatura	Carbonato fundido	MCFC	600-700 °C	Sistemas de cogeneración grandes
	Óxido sólido	SOFC	800-1.200 °C	Todo tipo de Sistemas de cogeneración

Tabla 72: Pilas de combustibles. (Fuente:Adaptado de Appleby, 1996 y Hordeski, 2003)

El problema de las pilas de combustible es que poseen un gran número de contaminantes. La siguiente tabla resume los límites que puede contener un gas de digestor para aplicaciones de células de combustible en la siguiente tabla (Masemore and Piccot 1998; R. J. Spiegel et al. 1999; R. Spiegel and Preston 2000).

Contaminantes	Límites de concentración	Efectos
Sulfuro de hidrógeno	< 4ppmv	Veneno para el procesador de combustible
Halógenos (F, Cl, Br)	< 4ppmv	Corrosión de los componentes del procesador de combustible.
Carbones metano olefínicos	< 0.5% olefinas	Veneno para los catalizadores que provocan desviación del procesador.
Oxígeno	< 0.5%	El exceso de temperatura en las camas del procesador de combustible debido a la oxidación excesiva
Amoniaco	< 1ppmv	Reducción de rendimiento de la pila de células de combustible
Agua	Eliminar	Daño a las válvulas de control de combustible.
Bacterias/ sólidos	Eliminar	Ensuciamiento de tuberías

Tabla 73: Límite de concentración de contaminantes para el uso de biogás en las pilas de combustible. (Fuente: Masemore and Piccot, 1998; Spiegel and Preston, 1999; Spiegel and Preston, 2000)

Se han identificado tres principales fabricantes que utilizan la tecnología de pila de combustible para emplearla con el biogás de digestores anaeróbicos. Los fabricantes son Fuel Cell Energy Inc., Fuel Cell Technologies Ltd. y UTC Fuel Cells. Cada uno de estos fabricantes utiliza una tecnología diferente para sus células de combustible.

- Fuel Cell Energy Inc.: utiliza la tecnología de carbonato fundido en sus celdas de combustible estacionarias con potencias que van desde 250 kW a 2.000 kW. La eficiencia de recuperación de energía oscila desde un 47 hasta un 50 %.
- UTC Fuel Cells.: utiliza la tecnología de ácido fosfórico en su producto y es la que ha hecho avances más significativos con instalaciones en Columbia y la instalación de Las Vírgenes en Calabasas (California, EE.UU.), así como varios sitios en Nueva York operando con sus modelos de 200 kW.
- Fuel Cell Technologies Ltd.: utiliza la tecnología de células de combustible de óxido sólido, ofrece unidades modulares de 50 kW.

Resumen de las tecnologías

Las calderas son todavía uno de los métodos más rentables para la recuperación de energía, puesto que no tiene requisitos de pretratamiento de gas y posee alta eficiencia de recuperación térmica y un bajo costo de capital y operación. El inconveniente de calderas es que solamente recuperan la energía térmica, no siendo de aplicación en este trabajo.

Por otro lado, los motores Stirling operan con capacidades inferiores a las deseadas, por lo que tampoco se tendrán en cuenta en la selección final.

Sistema de recuperación de energía	Pretratamiento necesario	Eficiencia Térmica (%)	Eficiencia eléctrica (%)
Caldera	A	75-80	-
Motor generador	A,B,C	45-50	30-35
Empleo directo	A,B,C	46	26-28
Microturbina	A,C	70-80	24-28
Pila combustible	A,B,C,D	37	47-50

Tabla 74: Cuadro resumen de las tecnologías de recuperación energética del biogás. (A = vapor de agua; B = H_2S; C = Siloxanos; D =CO_2). (Fuente: WERF, 2006)

Observando la tabla anterior, la mayoría de las tecnologías de generación distribuida aquí descritos producen calor que puede ser cosechado para crear sistemas de cogeneración, lo que mejora en gran medida la economía de los proyectos. Los motores generadores, las microturbinas y las pilas de combustible producen calor que fácilmente puede ser utilizado para calentar el agua y el espacio.

Con respecto a los parámetros medioambientales, aunque las emisiones de los motores están reduciéndose (al optimizar las tecnologías), otras opciones todavía producen menos emisiones. De todos ellos, las pilas de combustible son la tecnología caracterizada con una menor emisión (trazas de NOx y 1,4 µg/kJ de CO frente a los 56,6 µg/kJ de NOx y 57,5 µg/kJ de CO que emiten los motores de combustión interna) (Bove and Lunghi 2006). Las microturbinas, por su lado, ofrecen menos emisiones que los motores alternativos en una cantidad comparable.

También se debe de tener en cuenta, el aspecto económico. Los costos de instalación son comparables, encontrando que el rango de las microturbinas puede variar desde 1.929 €/kW a 2.411€/kW; Los grupos electrógenos de motores de encendido por chispa de gas natural disponibles en el mercado tienen un costo total instalado de 884€/kW a 1.768,5€/kW. En cambio, las pilas de combustible son actualmente el más caro de entre las tecnologías de cogeneración con costos totales instalados que oscilan entre 4.020€/kW y 5.225€/kW (todo ello analizando las mismas como un proceso de cogeneración) (Environmental Protection Agency 2007).

El mantenimiento, que incluye las inspecciones de rutina, revisiones programadas, mantenimiento preventivo, y el trabajo operativo, también posicionan las pilas de combustible como la tecnología más cara. Estos costos van desde desde 0,007€/kWh a 0,018€/kWh para grupos electrógenos con motor y, por lo general, para las microturbinas el rango oscila entre 0,012 a 0,024€/kWh mientras que para las células de combustible ronda entre 0,026 y 0,030€/kWh.

Por otro lado, existe una serie de subvenciones e incentivos disponibles para las tecnologías limpias, en especial las pilas de combustible.

Finalmente, teniendo en cuenta todos los factores estudiados se selecciona la pila de combustible como proceso de tratamiento del biogás, al tener una mayor eficiencia con respecto a las demás tecnologías en la obtención directa de electricidad, cumpliendo a su vez con el objetivo de trabajo desde dos perspectivas distintas; producción de electricidad alternativa e ínfimas emisiones de gas de efecto invernadero a la atmósfera. Al estar sustituida la combustión a alta temperatura de combustibles por una reacción electroquímica catalizada, no existe emisión de gases contaminantes (óxidos de nitrógeno y azufre, hidrocarburos insaturados, etc.).

Además, una pila de combustible puede funcionar a alto rendimiento y sin interrupción en un amplio rango de potencias suministradas; pudiendo realizarse variaciones rápidas de potencia. Por ejemplo, es posible aumentar la potencia de una pila de combustible en un 10% en tan sólo un segundo. En contraste, los sistemas convencionales son muy inflexibles, debiéndose mantener la carga de combustible siempre por encima del 80% para garantizar una correcta operación.

Su carácter modular (cambios de escala en la potencia requerida mediante la interconexión de módulos) y su funcionamiento silencioso, así como su bajo impacto estético (al no existir tubos de emisión de gases ni torres de refrigeración), sugieren el uso de estos dispositivos para la generación de energía en Edars de carácter urbano (M. P. Martínez et al. 2008).

En este caso, el aspecto económico es el parámetro más adverso, pero sigue siendo un objetivo secundario.

9.2.5.1 Las Pilas de combustible

Esta tecnología emplea un enfoque totalmente diferente para la producción de electricidad que las tecnologías tradicionales. Las pilas de combustible son similares a las baterías pues producen una corriente continua a través de un proceso electroquímico, sin combustión directa, de una fuente de combustible. Sin embargo, mientras que una batería proporciona potencia a partir de una cantidad finita de energía almacenada, las células de combustible pueden funcionar indefinidamente siempre que la disponibilidad de una fuente de combustible sea continua.

Por dos electrodos (cátodo y ánodo) pasan iones cargados en un electrolito para generar electricidad y calor, empleando en ocasiones un catalizador para mejorar el proceso.

Las pilas de combustible ofrecen un potencial de generación de energía limpia, tranquila y eficiente; esto se debe a que el combustible no se quema, sino que reacciona electroquímicamente, por lo que prácticamente no hay contaminación del aire asociado con su uso. Las pilas han estado en desarrollo durante más de 35 años denominadas como la fuente de energía del futuro y en la actualidad hay sistemas que están disponibles comercialmente. Sin embargo, como clase de tecnología se enfrenta a una serie de cuestiones de acceso al mercado resultando en un material costoso, un sistema complejo y una densidad de potencia algo baja. Estos factores se traducen en altos costos de capital, que se interpone sobre la base de sus beneficios ambientales, su alta eficacia y prácticamente su inexistencia de emisiones de contaminantes.

El inventor de la tecnología de pila de combustible es Sir William Grove, quien demostró una pila de combustible de hidrógeno en Londres en la década de 1830. Tras 100 años sin aplicación, las pilas regresaron al laboratorio en la década de 1950 cuando el programa espacial de los Estados Unidos requiere el desarrollo de nuevos sistemas de energía. Hoy en día, el tema de las pilas de combustible abarca una amplia gama de diferentes tecnologías, cuestiones técnicas, y la dinámica del mercado que garantizan una perspectiva compleja, pero potencialmente prometedora. Cantidades significativas de la inversión pública y privada se están aplicando al desarrollo de productos de células de combustible para aplicaciones estacionarias y de transporte.

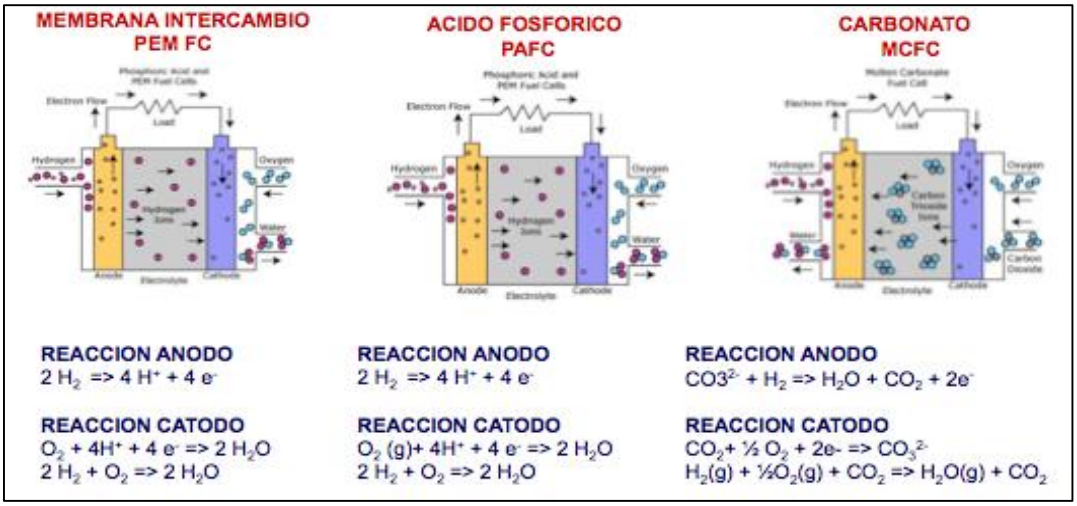
La siguiente figura ilustra la planta de tratamiento de aguas residuales del Bronx, Nueva York (EEUU). Trata 40.000 m^3/día y con el proceso de digestión anaerobia y la pila de combustible ahorra al ayuntamiento 9.000 barriles de petróleo al año evitando 3.500 toneladas de CO_2 anuales.

Figura 117: Digestor anaerobio y pila de combustible de la planta de tratamiento de aguas residuales del Bronx. (Fuente: New York city department of environmental protection)

Hay cinco tipos de pilas de combustible.

- Ácido fosfórico (Phosphoric-acid fuel cell, PAFC).
- Membrana de intercambio de protones (Proton-exchange membrane fuel cell, PEMFC).
- Carbonato fundido (Molten Carbonate fuel cell, MCFC).
- Óxido sólido (Solid oxide fuel cell, SOFC).
- Alcalina (Alkaline fuel cell, AFC).

Las temperaturas de los electrolitos y de funcionamiento distinguen cada tipo. Éstas varían desde cerca de la temperatura ambiente hasta 1.200°C, y la eficiencia de energía eléctrica va desde el 30 hasta más del 50%. Como resultado, pueden tener diferentes características de rendimiento, ventajas y limitaciones, y por lo tanto se adapta a las aplicaciones de generación distribuida en una variedad de enfoques.



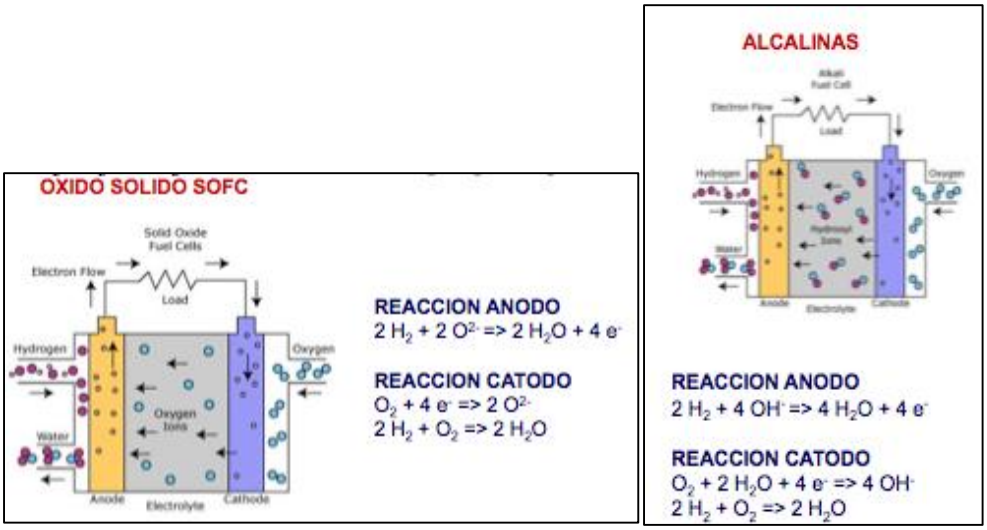


Figura 118: Diferentes tipos de pilas de combustible. (Fuente: Energía para el futuro. A. Gómez-Gotor)

Los diferentes tipos de células de combustible comparten ciertas características importantes. En primer lugar, las células de combustible no son ciclos de Carnot, sino que utilizan un proceso electroquímico para convertir la energía química del combustible empleado en electricidad, alcanzando altas eficiencias eléctricas. La mayoría de los sistemas de pilas están compuestas por los siguientes subsistemas:

- **Matriz:** Uno de los componentes específicos para la pila de combustible es la matriz, usualmente compuesta de carburo de silicio (SiC) y politetrafluoretileno (PTFE), que es el elemento que retiene el electrolito y se usa entre pares de electrodos difusores de gases (H_2y O_2). Las matrices deben ser lo suficientemente porosas para que el electrolito se quede permanentemente retenido, dejándolo apenas humedecido, y evitando de ese modo la mezcla de gas. Además, las matrices deben ser un aislante electrónico, tener una buena estabilidad química, y buena conductividad iónica, así como poseer un espesor adecuado para minimizar la polarización óhmica entre los electrodos (Li, Fields, and Way 2006).

- **Electrodos:** El ánodo es el electrodo que suministra los electrones al circuito externo mientras que el cátodo, es el electrodo que los recibe. Los electrodos separan el combustible y el oxidante del electrolito. Generalmente están fabricados de materiales catalíticos, conductivos y porosos con el objetivo incrementar la superficie de interacción (superficie donde se produce la reacción de separación). Las funciones principales de los electrodos son las siguientes:
  - Suministrar una superficie donde tengan lugar las reacciones de oxidación y reducción.
  - Suministrar una barrera física que separe la fase gas del electrolito.
  - Conducir los iones hacia la interface de las tres fases, reactante, electrolito y catalizador, una vez éstas se hayan formado.

  Cabe destacar que la función catalítica del electrodo sólo es importante a temperaturas bajas, debido a que a alta temperatura las reacciones se producen rápidamente sin necesidad de catalizador. Los electrodos deben ser permeables tanto al electrolito como a los gases, ya que una mala permeabilidad puede provocar la inundación por el electrolito o bien el secado por el gas. En el primer caso se produciría una restricción en el transporte de las especies gaseosas en los puntos de reacción, lo que reduciría la producción del electrodo.

- **Electrolito:** El electrolito conduce la carga iónica entre los electrodos, completando el circuito eléctrico de la pila y determinando el flujo de iones, la temperatura de operación de la pila y otras características particulares del sistema. El electrolito puede ser ácido o alcalino; en el caso de ser ácido, transporta iones positivos, mientras que, en caso de ser alcalino, los iones transportados son OH^-. Existen pilas cuyos electrolitos no son acuosos; este tipo de pilas son particularmente apropiadas para operar con temperaturas más elevadas.

- **Combustible**: El combustible más usado hasta el momento en el desarrollo de las pilas de combustible es el hidrógeno. Este elemento presenta un poder calorífico inferior muy alto, de 120 (MJ/kg). Este hecho significa que tiene una densidad de energía muy elevada. Además, al tratarse de un gas, a temperatura ambiente puede ser comprimido de manera que elevando su presión ocupe poco espacio. Las emisiones que se producen al usar hidrógeno puro son nulas, por tanto, este tipo de combustible es muy limpio.

  Para obtener hidrógeno a partir del gas de digestión son necesarios unos procesos que depuren el gas. Estos subsistemas incluyen, fundamentalmente, un reformador que transforme el metano en hidrógeno.

- **Catalizador**: Para favorecer la reacción electroquímica que se produce en la pila de combustible, se utilizan los catalizadores, que son sustancias que participan en la reacción favoreciendo el proceso, pero que no se consumen. El elemento que forma el catalizador disocia la molécula de hidrógeno en dos átomos de hidrógeno, que se adhieren a dos átomos del catalizador. Posteriormente se produce la liberalización de un electrón de cada uno de los átomos para que tenga lugar la formación del ión hidrógeno.

  En los estudios iniciales sobre pilas que funcionan a bajas temperaturas se usaba principalmente el platino. Se necesitaban cerca de 25 mg/cm^2 de platino en los electrodos; esto representaba un coste aproximado de 10.000 €/kW. Este alto coste y la vida promedio del electrodo (cientos de horas), convertía a esta tecnología en prohibitiva. En estos momentos, se necesitan alrededor de 0,1 mg/cm^2 de platino, hecho que sitúa el coste del kW a un precio competitivo con el resto de las tecnologías convencionales.

- **Oxidante**: Aunque en general se muestra el oxígeno como oxidante, no es necesario utilizar oxígeno puro (el oxígeno criogénico se usa fundamentalmente en los programas espaciales), el aire es el oxidante que se prefiere en las aplicaciones terrestres.

La siguiente imagen ilustra el proceso electroquímico en una célula estándar (tipo PEMFC). Se observa el cátodo (electrodo cargado positivamente), el ánodo (electrodo cargado negativamente) y el electrolito. El ánodo proporciona una interfaz entre el combustible (en este caso hidrógeno) y el electrolito, cataliza la reacción del combustible y da lugar a una ruta de acceso a través de la cual los electrones libres llevan a cabo el transporte de la carga por el circuito externo. Por otro lado, el cátodo produce una interfaz entre el oxígeno y el electrolito, cataliza la reacción del oxígeno, y proporciona un camino a través del cual los electrones libres, transportan la carga proporcionada por el oxígeno a través del circuito externo. El electrolito, un conductor iónico (no conductor de la electricidad), actúa como separador entre el hidrógeno y el oxígeno para evitar la mezcla y la combustión directa resultante. Se completa el circuito eléctrico con el transporte de los iones entre los electrodos (López Liévano).

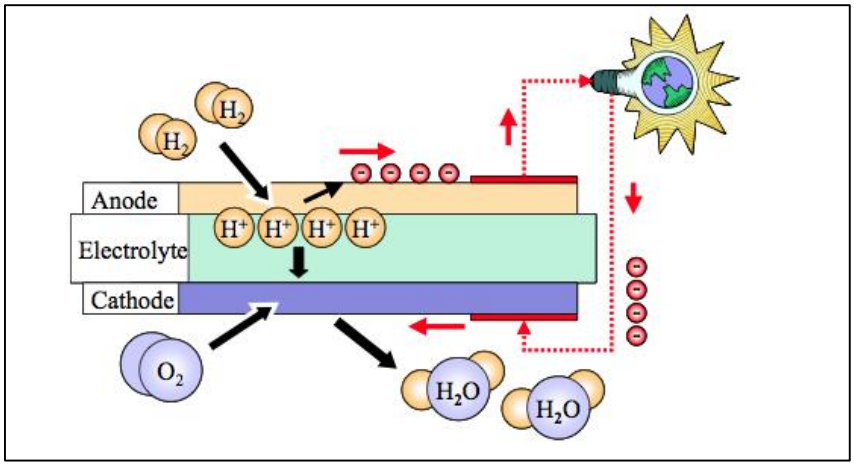


Figura 119: Pila de combustible, proceso electroquímico. (Fuente: Energy Nexus Group)

Como se explicó con anterioridad, el hidrógeno y el oxígeno alimentan al ánodo y al cátodo, respectivamente. Los gases de hidrógeno y oxígeno no se mezclan directamente y la combustión no se produce. En lugar de ello, el hidrógeno se oxida en presencia de un catalizador y, debido a que la reacción es controlada a nivel molecular, no hay oportunidad para la formación de NOx y otros contaminantes.

En el ánodo, el gas de hidrógeno se disocia electroquímicamente (en presencia de un catalizador) en iones de hidrógeno (H^+) y electrones libres (e^-).

Reacción del ánodo: **$2H_2 \rightarrow 4H^+ + 4e^-$**

Los electrones fluyen del ánodo a través de un circuito eléctrico externo. Los iones de hidrógeno fluyen por la capa de electrolito y, finalmente, llegan al cátodo impulsados por la concentración de fuerzas potenciales.

En el cátodo el gas oxígeno se combina electroquímicamente (en presencia de un catalizador) con los iones de hidrógeno y electrones libres para generar agua.

Reacción del cátodo: **$O_2 + 4H^+ + 4e^- \rightarrow 2H_2O$**

La reacción global en una pila de combustible es la siguiente:

$2H_2 + O_2 \rightarrow 2H_2O$ (vapor) + Energía

Se ha descrito la celda tipo PEM con más detenimiento, pues de entre todos los tipos de pilas ha sido la seleccionada para el empleo de la misma en el trabajo descrito. La selección se debe a sus bajas temperaturas de operación, y por tanto menor corrosión y mantenimiento sencillo.

A su vez, esta celda emplea hidrógeno como combustible, y este es el compuesto empleado en el escenario simulado, como vector energético de fácil manejo y almacenamiento. Su calor de baja calidad, no aporta un resultado positivo en lo que se refiere al proceso de cogeneración, pero dentro del rendimiento de generación de electricidad, es de las que obtienen mejores resultados.

Se presenta un esquema del objetivo a alcanzar.

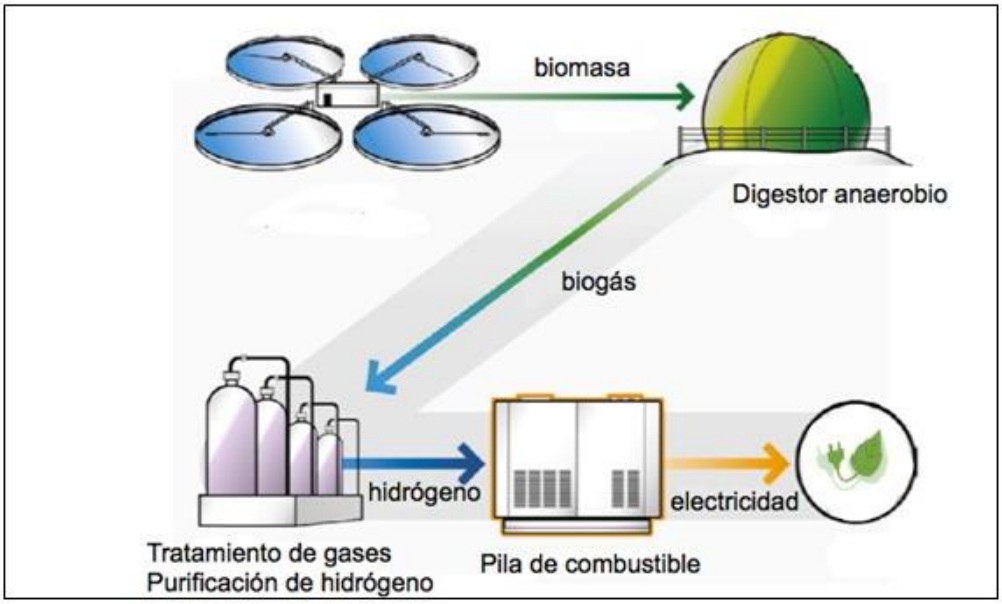


Figura 120: Tecnología química procedente de los lodos. (Fuente: Adaptado de A. Gomez Gotor, 2009).

9.2.5.2 Dimensionamiento de la Pilas de combustible. Pre-tratamiento, reformado y conversión eléctrica

Como se explicó en secciones anteriores (9.2.4), hay una serie de componentes del biogás cuya eliminación es necesaria para la correcta instalación de una pila de combustible. Se requerirá la instalación de las pilas PEM de la empresa canadiense "BALLARD". La pila de combustible de membrana polimérica (PEM), tal y como se comentó con anterioridad, presenta ventajas sustanciales frente a otros tipos de pilas, como su menor tamaño, su ligereza, su capacidad de arranque (más rápidas) y su respuesta más rápida a los cambios de carga.

En la selección del pretratamiento necesario para no dañar la pila, se proponen los siguientes equipos.

- Empleo de un condensador para eliminar la humedad. En la primera parte del proceso el biogás es enfriado por debajo de su temperatura de rocío para eliminar el vapor de agua, instalando antes de ello un intercambiador de calor para ir disminuyendo la temperatura, la cual, a su vez calentará el biogás de salida del condensador, una vez la humedad se haya eliminado. De esta forma también se eliminan parte los siloxanos.

- Para la eliminación total de los siloxanos se empleará la adsorción con carbón activo, pues es la más empleada a gran escala y elimina la deposición de cuarzo microcristalino y silicato que da lugar a una suciedad e incluso corrosión.

- Los carbonos orgánicos volátiles (COVs) son especialmente perjudiciales para las células de combustible y si no se elimina el sulfuro de hidrógeno, éste puede convertirse en H_2SO_4 que inhibe

la eliminación de los COVs. Lo mejor para la eliminación de sulfuro de hidrógeno, que además consigue disminuir parte del CO_2 (3-4%) es el sistema BINAX. Este sistema consta de un compresor y de dos torres, una torre purifica el gas del digestor con agua a presión y la otra torre elimina los contaminantes del agua y permite que el agua se recircule(Monteith et al. 2006).

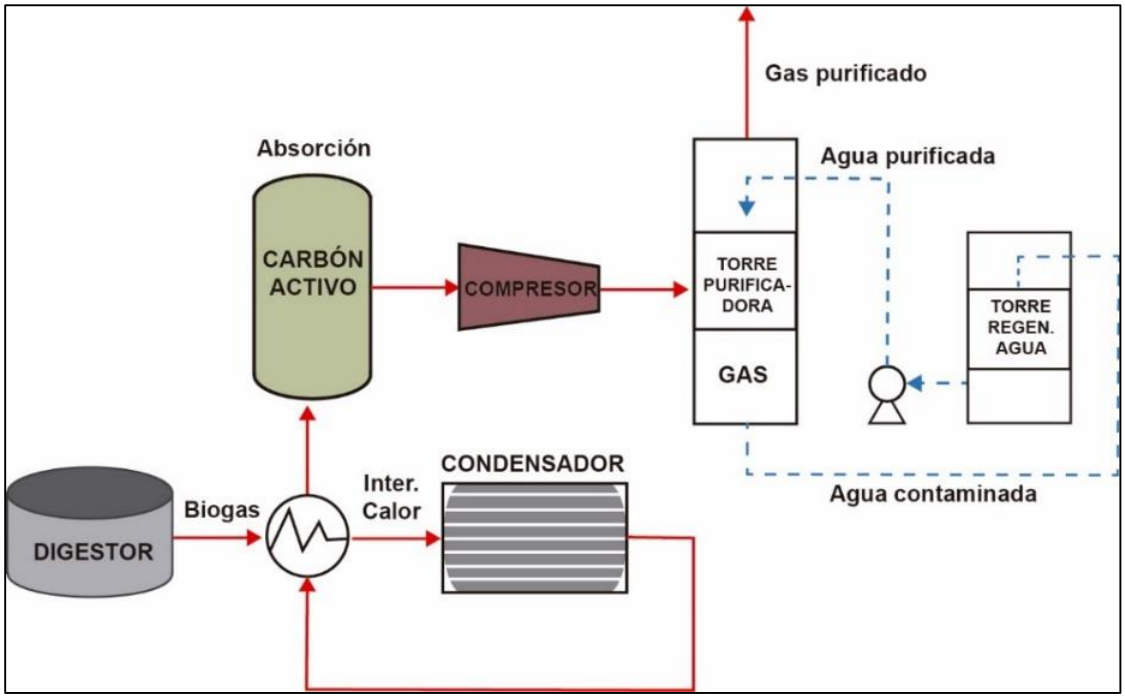


Figura 121: Sistema de pretratamiento del biogas de digestion. (Fuente: Elaboración propia)

Una vez pretratado dicho gas, se obtendrá el combustible necesario para que la pila genere electricidad, el hidrógeno. El reformado a vapor es el método usado de forma habitual para producir gases enriquecidos en hidrógeno. El reformado es un proceso fuertemente endotérmico mediante el cual el biogás libre de impurezas se convierte en un gas combustible rico en hidrógeno ($H_2 + CO + CO_2$). El método de reformado más utilizado es el reformado con vapor de agua (steam methane reforming, en inglés), aunque existen algunos sistemas de pilas de combustible en los que se emplea el reformado con CO_2, también denominado reformado seco (dry methane reforming, en inglés), aprovechando el contenido de este gas en el biogás. Otros métodos de reformado menos frecuentes son la oxidación parcial catalítica (catalytic partial oxidation of methane, en inglés), el reformado autotérmico (autothermal reforming, en inglés) (Ferreira-Aparicio, Benito, and Sanz 2005).

En el proceso de reformado con vapor de agua, el metano presente en el biogás se transforma en gas de síntesis ($H_2 + CO$), y, posteriormente, el CO se desplaza con vapor de agua para formar hidrógeno adicional y CO_2. Las reacciones que tienen lugar son las siguientes, que, en este caso, por el tipo de pila se produce en un reformador externo.

El metano contenido en el biogás reacciona con el vapor de agua de acuerdo con el siguiente equilibrio:

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 \qquad \Delta H^º = +206\ KJ/mol.$$

Posteriormente la corriente de gas pasa al conversor de CO_2 denominado "Shift Converter" donde se produce la siguiente reacción.

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad \Delta H^º = -41\ KJ/mol.$$

Quedando la reacción global del proceso:

$$CH_4 + 2H_2O \rightarrow CO_2 + 4H_2 \quad \Delta H^º = +165\ KJ/mol.$$

Al ser la reacción endotérmica, las altas temperaturas y las bajas presiones favorecen la producción de dióxido de carbono e hidrógeno. Si bien la presión suele venir determinada por los requerimientos del uso final del hidrógeno, siempre se precisan elevadas temperaturas para alcanzar una conversión aceptable. Para obtener tales temperaturas (800-900ºC) en la zona gaseosa del proceso, los tubos rellenos de catalizador donde tiene lugar la reacción se encuentran inmersos dentro de la sección radiante de un horno (reformador primario), en el cual el calor se intercambia directamente entre la llama y la superficie del tubo.

Como la mezcla que viene del sistema BINAX, está a una temperatura inferior, se tendrá que aportar calor externamente. Este calor suele ser aportado mediante una combustión de biogás que es desviado para tal fin. No obstante, en el caso que nos ocupa, se ha decido emplear todo el biogás obtenido para la producción de energía renovable, por lo que el insumo energético se realizará a partir de otra fuente, como es el excedente energético renovable que se observará durante los meses de verano en el capítulo 10 del trabajo descrito.

La corriente de gas a la salida del intercambiador será utilizada para calentar el biogás a la entrada del reformador y de esta forma consumir menos cantidad de gas en la combustión.

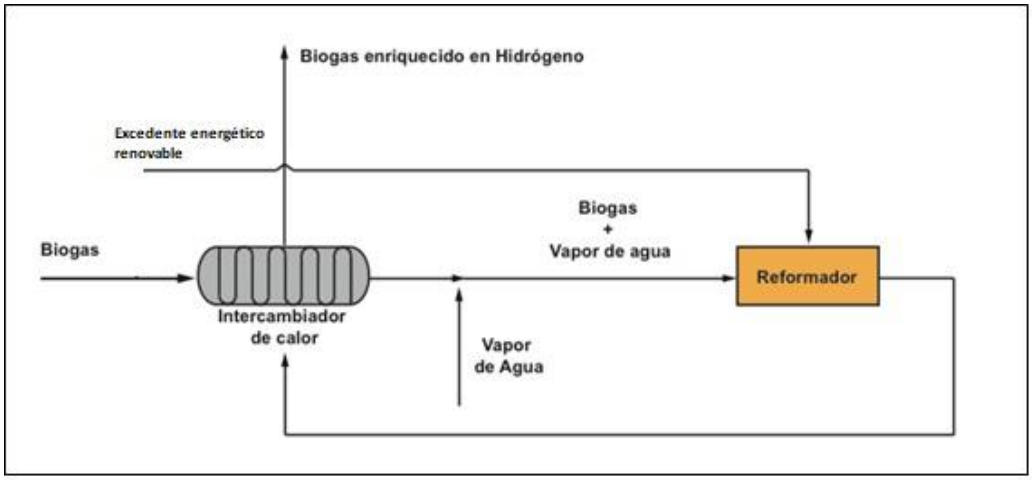


Figura 122: Esquema del proceso de reformado de vapor. (Fuente: elaboración propia)

El uso de las unidades de shift converter se debe a la necesidad de eliminar el monóxido de carbono de la corriente que llega del reformado. La reacción que tiene lugar en estos dispositivos es la siguiente.

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad \Delta H^º = -41 \text{ KJ/mol.}$$

Es una reacción exotérmica de desplazamiento, rápida pero incompleta. Como la conversión del CO en condiciones de equilibrio es incompleta, es necesaria la utilización de dos convertidores, una de alta temperatura y otro de baja (M. P. Martínez et al. 2008).

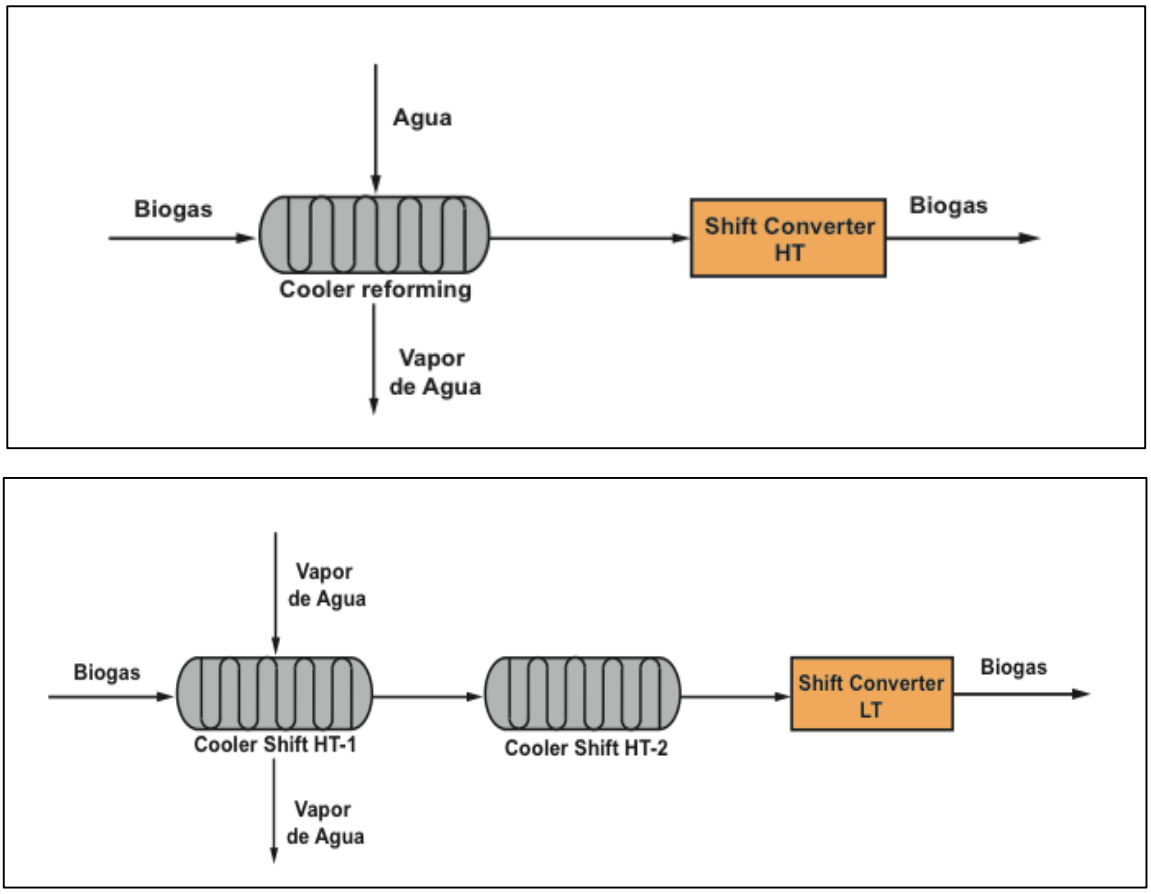


Figura 123: Esquema del proceso de shift converter a alta y baja temperatura. (Fuente: Elaboración propia)

Tras la descripción del proceso, se llevan a cabo los cálculos necesarios para la obtención del hidrógeno procedente del biogás. Para ello, se tiene que conocer la composición de cada uno de los componentes del biogás, así como su tanto por ciento. Dichos cálculos se realizan con la tabla de la composición del biogás y los datos estipulados en las secciones 9.2.1 y 9.2.3.

	(Composición %)	*(Nm^3/año)*	*(Nm^3/día)*	*(Nm^3/hora)*
BIOGAS		190.800	522,74	21,78
Metano	65%	124.020	339,78	14,16
Dióxido de carbono	33,3%	63.536,40	174,07	7,25
Agua	-	-	-	-
Hidrógeno	1%	1.908	5,23	0,22
Sulfuro de H_2	-	-	-	-
Amoniaco	-	-	-	-
Monóxido de carbono	0,1%	190,8	0,52	0,02
Nitrógeno	0,5%	954	2,61	0,12
Oxígeno	0,1%	190,8	0,52	0,02
Componentes orgánicos	-	-	-	-
SUMATORIO.	**100%**	**190.800**	**522,74**	**21,78**

Tabla 75: Composición del biogas de la Edar de Jinámar a la entrada del reformado de vapor. (Fuente: elaboración propia)

En el reformador, y en los shift converter de alta temperatura y baja temperatura, se produce la transformación del metano y el monóxido de carbono en hidrógeno. La reacción en el reformado de vapor se produce a 875°C de temperatura y 18 bares de presión, con un grado de conversión del 93%. El cálculo del balance de masa se realiza de forma estequiométrica considerando el grado de conversión anteriormente mencionado.

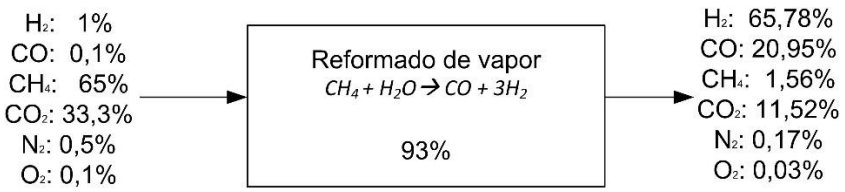


Figura 124: Balance de masa en el reformador de vapor. (Fuente: Elaboración propia)

Las reacciones en el shift converter de alta temperatura se produce a 425°C y tiene un grado de conversión del 42%. En el shift converter de baja temperatura la temperatura es de 225°C y el grado de conversión del 15%. La presión sigue siendo de 18 bares en ambos. El cálculo del balance de masa también se realiza de forma estequiométrica.

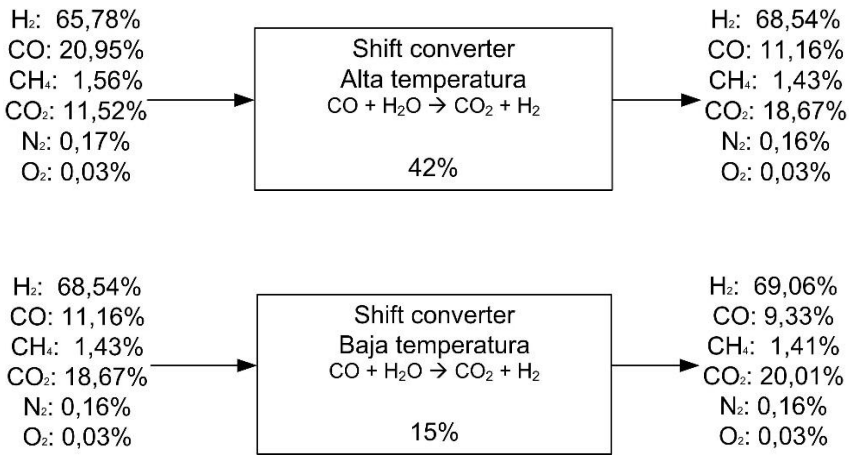


Figura 125: Balance de masa en los shift convertes. (Fuente: realización propia)

En función de la calidad requerida del combustible, lo cual, se determina fundamentalmente por el tipo de pila de combustible a utilizar; el contenido de H_2 en el reformado puede aumentarse. Así, mediante la utilización de unidades de PSA (pressure-swing adsorption units) pueden conseguirse concentraciones de hasta un 99 %. En estas unidades, los gases distintos al hidrógeno (CO y CO2, principalmente) se adsorben a elevada presión sobre zeolitas o carbón activo. Existen, además, otros métodos de absorción con aminas o reacción con urea, así como tamices moleculares y sistemas de separación con membranas (M. P. Martínez et al. 2008, 2-68).

En el caso de las pilas de combustible tipo PEM, es necesario eliminar la concentración de monóxido de carbono en un rango que se encuentre por debajo de los 10 ppm (Ferreira P 2005). Para ello, el empleo del equipo PSA, está muy aconsejado en diversas referencias. Tal y como se comentaba, es un proceso de adsorción que se basa principalmente en la capacidad selectiva de algunos absorbentes en fijar impurezas. El componente deseado, en este caso el hidrógeno, no se fija por adsorción y es recuperado con una pureza elevada.

De una forma más detallada; en un primer momento, el gas de alimentación entra en la torre de absorción a alta presión. El absorbente fija las impurezas (CH_4, CO_2, CO) y el flujo de hidrogeno sigue una dirección ascendente dentro de la torre. Cuando el absorbente ha alcanzado su máxima capacidad de absorción se desvía a otra torre donde es purificado. Para eliminar el producto atrapado en los espacios vacíos del absorbedor, el absorbente es despresurizado (en paralelo) y purgado, regenerando a su vez el absorbente de forma parcial (Santos et al. 2007; Silva et al. 2013).

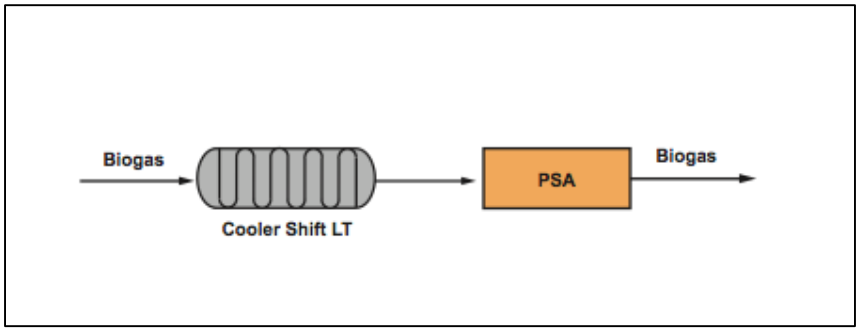


Figura 126: Postrotamiento del hidrógeno generado en el reformado de vapor. PSA. (Fuente: Elaboración propia)

Tratado el biogás, y habiendo seleccionado de modelo de pila PEM "Multi-MW Power Generation" del catálogo de la empresa Ballard Power Systems, debido a su mayor vida útil y eficiencia; se puede obtener la cantidad de electricidad generada por el tratamiento de los lodos de Edar.

La pila en cuestión tiene las siguientes características técnicas (más información en el anexo 5.2).

Vida útil	20.000 horas
Potencia	10,5 kW.
Eficiencia	54-64%.
Dimensiones (LxWxH)	233-473x 490x180 mm
Peso	8,3-22,2 Kg
Consumición de hidrógeno	119 l/ min.
Oxidante	Aire

Tabla 76: Características técnicas de la pila Multi-MW Power Generation. (Fuente: Ballard Power Systems)

Conociendo la densidad del hidrógeno (0,0899 Kg/m^3) y el consumo de la pila (119l/min), se puede determinar los kilogramos de hidrógeno consumidos por la misma cada hora, (0,64Kg/h). Por tanto, la pila consume dicha cantidad de combustible para producir una potencia de 10,5 kW.

Por otro lado, se dispone de 190.800 Nm^3 de biogás al año; lo que, junto con la composición que se obtiene del mismo una vez pasado por el reformado de vapor y los convertidores (69,06 % de hidrógeno) y el postratamiento con el equipo PSA (que es capaza de aumentar ese porcentaje hasta un 99%), se puede obtener la cantidad de hidrógeno de la que se dispone y trazar una relación producción/consumo de hidrógeno para ver cuantas pilas se pueden instalar.

En este caso se estima un promedio de mejora dentro del PSA de hasta un 89%.

$$190.800\ \frac{Nm^3_{biogás}}{año} \cdot 0{,}89 = 169.812\,\frac{Nm^3_{hidrógeno}}{año} = 19{,}38\,\frac{Nm^3_{hidrógeno}}{hora}$$

$$19{,}38\,\frac{Nm^3_{hidrógeno}}{hora} \cdot 0{,}0899\,\frac{Kg}{m^3} = 1{,}74\ \frac{Kg_{hidrógeno}}{hora}$$

$$Número\ de\ pilas\ a\ instalar = \frac{1{,}74\ {}^{Kg\ H_2}/_{hora}\ Producidos}{0{,}64\ {}^{Kg\ H_2}/_{hora}\ Consumidos\ por\ pila} = 3\ pilas\ de\ combustible$$

Se podrán instalar tres pilas con una potencia de 10,5 kW cada una. Haciendo uso del potencial mínimo calorífico del hidrógeno (3,3 $KWh_{térmicos}/m^3$), y de la eficiencia de la pila seleccionada (50% como promedio), se puede obtener la energía producida por las pilas.

$$19{,}38\frac{Nm^3_{hidrógeno}}{hora}\cdot 3{,}3\frac{kWh_{térmicos}}{m^3}=63{,}9kWh_{térmicos}$$

$$63{,}9kWh_{térmicos}\cdot 0{,}50 = 31{,}95\ kWh_{eléctricos}$$

Este dato indica que el cálculo se ha realizado correctamente, pues la potencia de las tres pilas es de 31,5 kW. Por otro lado, mientras se produce la transformación de hidrógeno a electricidad, las pilas desprenden una cierta cantidad de agua a una temperatura de 80ºC que se puede emplear para calentar procesos internos a la planta como la digestión anaerobia, provocando así un ciclo cerrado de proceso de cogeneración (Ballard Power Systems 2018).

Para finalizar, en la siguiente hoja se adjunta un esquema final y completo de todo el proceso, descrito y dimensionado de la obtención del hidrógeno al 89% de pureza a través de los lodos de la Edar.

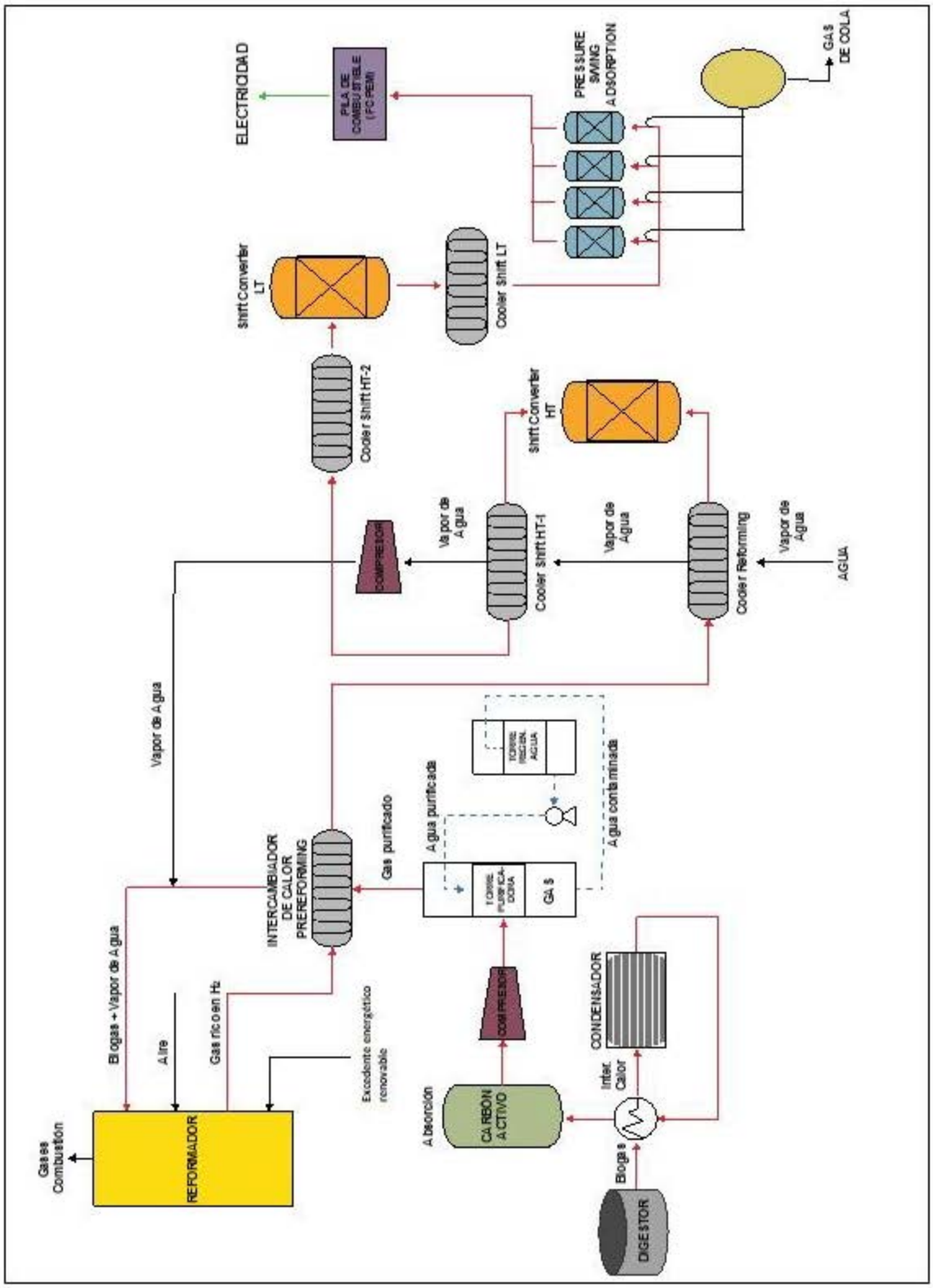


Figura 127: Esquema completo del sistema de producción de energía a través de los lodos. (Fuente: Elaboración propia)

Habiendo finalizado el proceso de dimensionamiento, se expone un análisis de costos que todo el sistema de tratamiento de lodos conllevaría, empezando por el digestor y finalizando por las pilas de combustible.

Digestor anaerobio

Con los parámetros de dimensionamiento obtenidos se solicitó presupuesto, a la empresa Shenzhen Puxin Technology CO. LTD, una de las líderes en el sector de la construcción de digestores anaerobios estandarizados y de fácil ensamblaje. El equipo aconsejado fue el PUXIN PX-ABS-210m^3. Un sistema de biogás de alta eficiencia con una cámara de luz solar hueca, una bomba de recirculación (para hacer circular el material desde la salida hasta la entrada del digestor y mezclar el material en mismo), y el adecuado aislamiento y calefacción necesaria. La capacidad de fermentación es de 150 m^3 y la de almacenamiento del biogás en la parte superior, de 40 m^3. Tanto la ficha técnica, como el presupuesto (37.385,5€) se encuentran en el anexo 5.

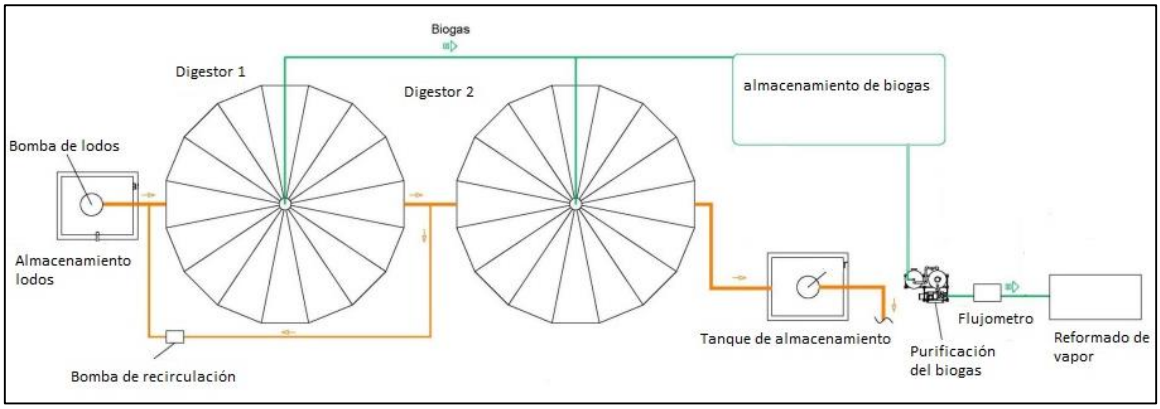


Figura 128: Sistema de digestion anaerobia. (Fuente: Adpatado de Shenzhen Puxin Technology CO. LTD)

Pre-tratamiento, reformado y post-tratamiento

Para esta parte del sistema se hace uso del estudio realizado por Myers et al., en el año 2002, donde llevan a cabo una comparación de costos y rendimiento de dispositivos estacionarios de abastecimiento de hidrógeno, y confirman que la opción mas rentable es la que emplea un reformado de vapor y posterior sistema de tratamiento PSA (SMR +PSA).

En sus investigaciones indican que para la producción final de 115 kg/día de hidrógeno se invierte el capatial estipulado en la siguiente figura (Myers et al. 2002). Esta opción incluye el almacenamiento, pero excluye los impuestos a las ventas (situación que no se produce en este trabajo).

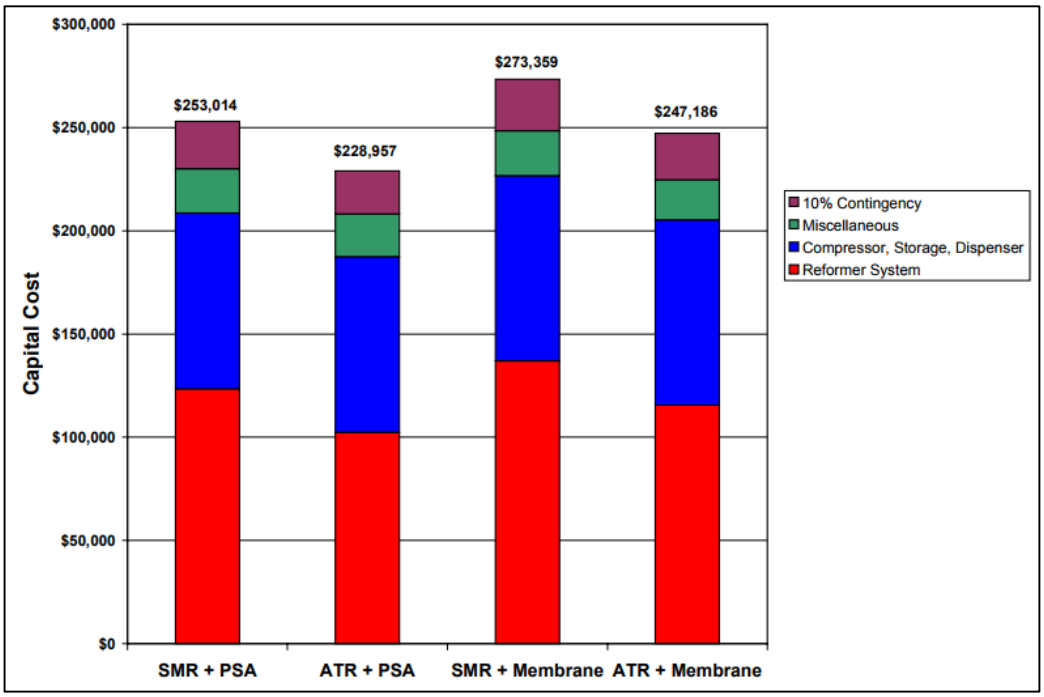


Figura 129: Costos de capital para la producción de 115 kg/d de hidrógeno en diferentes sitemas de abastecimiento. (Fuente: Myers et al.; 2002)

La categoría varios "miscellaneous en inglés" incluye la instalación, impuestos, y repuestos iniciales, teniendo el sistema una vida útil de 10 años. La categoría sistema de reformado, "reformer system, en inglés" incluye la producción de hidrógeno y los subsistemas de limpieza de gas, donde se introduce el pretratamiento de condensación, absorción con carbón activo, y el sistema BINAX.

Los costos obtenidos en el sistema dimensionado, que trabaja con 41,76 kg/día de hidrógeno producido, representan un valor de 74.052,95€. El remplazamiento del sistema representa un 70% del costo capital, 51.837,044€; y el mantenimiento en planta ronda los 3.000 euros anuales

Pilas de combustible

En el análisis de costos, las pilas de combustible se definen por los kW de potencia y la vida útil de las mismas. Además, factores como los materiales, el fabricante y las condiciones de operación alteran el coste de adquisición y el de operación y mantenimiento. En este caso la selección de la pila canadiense Ballard asegura un trabajo en corriente continua, una vida útil (según catálogo) de 20.000 horas. Empleando como referencia los análisis de I Bar-On et al., la ratio empleada para el cálculo del costo total es de 40,3€ el kw instalado (Bar-On, Kirchain, and Roth 2002); el costo de remplazamienro será el 90 % del invertido, y el costo de mantenimiento es de aproximadamente el 40% del total anual, considerando por tanto, unos valores de 1.269 € de capital, 1.142,1€ de remplazo y 507,6 euros al año.

En lo que respecta a la instalación del inversor necesario para transformar la corriente continua aportada por las pilas de combustible a corriente alterna, y tal y como se comentará posteriormente en la tecnología solar (pues también aporta energía en corriente continua) se adquiere un equipo de la empresa sueca Solarmax, donde el modelo elegido, denominado SolarMax35 C, trabaja a 35 kW de potencia nominal.

Los costes de los inversores no son lineales y es por ello por lo que se introducen distintos precios según el tamaño del mismo. Estos valores se calculan según el modelo no lineal que se presenta

a continuación:

$$\frac{Co}{C} = \left(\frac{Po}{P}\right)^{n} \rightarrow C = 2.348,44€$$

Donde:

- C_0: coste de inversión para el componente de referencia (670 €).
- C: coste de inversión para un componente con capacidad P.
- P_0: capacidad del componente de referencia (5 kW).
- P, capacidad del componente (30 kW).
- n, Factor de escala (0,7).

El costo de remplazo seguirá siendo del 80%, mientras que el mantenimiento, al igual que las placas solares es prácticamente nulo. La vida útil alcanza los 25 años.

9.3 Dimensionamiento de tecnologías internas. Energía cinética procedente de la instalación de microturbinas en tuberías.

Para la implantación de esta tecnología se dispone de varias tuberías dentro de la propia planta. Todas ellas tienen un diámetro (DN 280) y un caudal que se mantiene medianamente constante gracias al tanque laminador y debido a que el correcto funcionamiento de las membranas del reactor biológico se consigue gracias a esta continuidad de flujo.

El caso que se va a estudiar trata de un agua ya depurada que habiendo pasado por el reactor secundario y obteniendo la denominación de agua de ultrafiltración, se dirige hacia el depósito de permeado y agua de lavado, cuya función es la de aportar el agua para limpiar a contracorriente las cuatro líneas de membranas del reactor secundario. Este proceso se produce cada quince minutos en las diversas líneas, lo que implica una captación de agua del depósito cada minuto. Concretamente la tubería y el depósito se puede observar en la siguiente ilustración.

Figura 130: Tubería seleccionada para la instalación de la microturbina en planta. (Fuente: elaboración propia)

Este agua no debe de tener ningún tipo de contaminación y es por ello que no hay problema de obstrucciones en las microturbinas; cualquier tipo de microturbina podría instalarse con normalidad, sin embargo, en función del costo, de las condiciones de la Edar y a sabiendas de que en esta novedosa tecnología está muy bien justificada (con un gran número de turbinas ya instaladas) en el mercado; dentro del catálogo expuesto en el anexo número 2 se ha elegido como referente la marca Toshiba, pues dispone de turbinas pequeñas y compactas que facilitan el transporte y la manipulación; lo que conlleva una reducción del costo de la construcción, y dado que la turbina y el generador están pre-configurados como paquete, se instala fácilmente sobre una base simple y requiere sólo un pequeño espacio para la instalación. Dicha empresa, por tanto, ha desarrollado un nuevo concepto para mejorar la eficiencia en la fabricación y construcción de microturbinas para la generación de energía hidroeléctrica en tuberías. Su producto, Hydro-eKIDS, se basa en el concepto de diseño, de alta calidad y alta fiabilidad establecida mediante el compromiso con la generación de este tipo de energía renovable.

Tiene una amplia gama de potencias de 5 a 200 kW, con turbinas de hélice estándar y alturas efectivas de entre 2 y 15 m, donde cuenta con cinco modelos de unidades diferentes, dependiendo de la combinación de los flujos y altura neta. Cada grupo tiene tres tipos de canales para adaptarse al flujo de agua específico, además de que los álabes del rodete y álabes guía son ajustables para adaptarse a la condición del sitio exactamente. Para elegir el modelo se hace uso de la siguiente tabla otorgada por la empresa (ver más información en anexo 5.3).

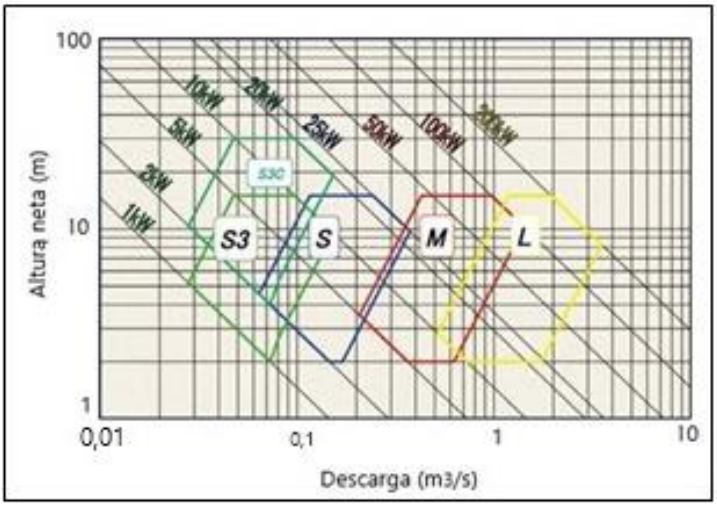


Figura 131: Selección de microturbina. (Fuente: Toshiba International Corporation)

Las características que presenta la tubería seleccionada dentro de la planta de Jinámar corresponden con un caudal de 0,061 m^3/s, una altura neta de 3 metros y 11 pulgadas.

Con estos datos se obtiene un modelo de turbina S3, con una potencia obtenida de 2 kW. Siendo un desplazamiento totalmente vertical, se pueden instalar dos microturninas en serie y obtener una potencia total se puede extrapolar a 4 kW. En la siguiente figura se puede observar el montaje y estructura de la misma.

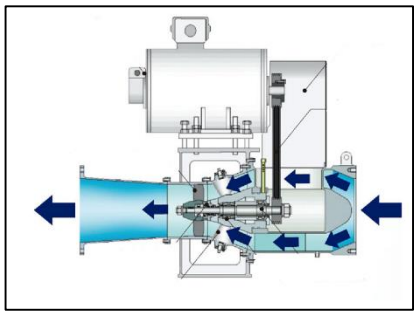


Figura 132: montaje y estructura de la microturbina Hydro-eKIDS S3. (Fuente: Toshiba International Corporation)

El precio de la turbina alcanza los 5.110 € y con un coste de mantenimiento de 350€ anuales, dispone de un tiempo de vida media de 17 años; reemplazándose la misma con un costo que ronda el 92% del costo inicial, 4.701,2€.

9.4 Dimensionamiento de tecnologías externas. Energía solar

9.4.1 Tratamiento de los datos

Si a nivel nacional se dispone de una irradiación global media de 1.600 kWh/m^2 al año (sobre la superficie horizontal), situándonos a la cabeza de Europa; en Canarias dicho valor aumenta hasta alcanzar una media de 1.825 kWh/m^2 al año. Las zonas del territorio canario con un mayor recurso solar se sitúan en las islas orientales y en la zona sur de las demás islas. Aunque los meses de verano son los que presentan valores más elevados de irradiación, los valores altos son representativos la mayor parte del año, debido al clima del archipiélago, el cual registra una gran cantidad de días soleados.

Los datos de radiación con los que se va a trabajar proceden del programa de simulación Homer, el cual, empleando el sistema de coordenadas geográficas (latitud y longitud de la planta de Jinámar), aportan, vía satélite y de forma continua, la radiación solar global media en la superficie horizontal, expresada en kWh/m^2, para cada hora del año sintetizado en medias mensuales. A su vez, se muestra el índice de la claridad de los datos de partida en una tabla y un diagrama.

La base de datos que emplea el programa son los proporcionados gratuitamente por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL) de EE. UU, y la base de datos de la NASA. Ambas entidades disponen de datos mensuales de radiación solar promedio para todo el mundo. Con ello, Homer genera datos solares sintéticos por hora a partir de datos promedio mensuales (si no tiene datos de radiación solar medidos), usando un algoritmo basado en el trabajo de V.A. Graham. Este algoritmo produce datos realistas por hora y es fácil de usar porque solo requiere la latitud y los doce valores promedio mensuales (Graham and Hollands 1990).

El índice de la claridad es un número entre 0 y 1 que indica la fracción de la radiación solar incidente en la capa de la atmósfera, que alcanza la superficie de la tierra.

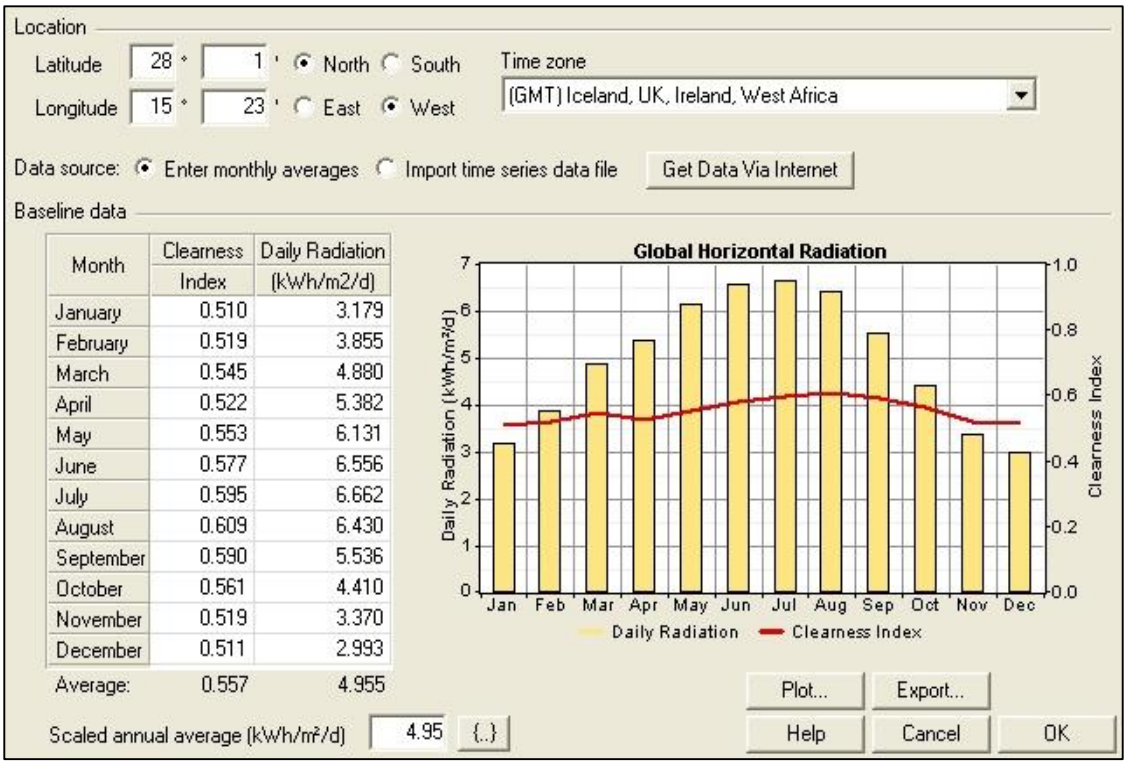


Figura 133: Tratamiento de datos de radiación solar. (Fuente: Elaboración propia)

El siguiente diagrama que se muestra indica los valores de la media, así como la máxima y mínima a nivel mensual (y anual) de la radiación en unidades de potencia (kW/m^2). En el caso del segundo diagrama se muestra la evolución del mismo parámtetro, pero a nivel horario.

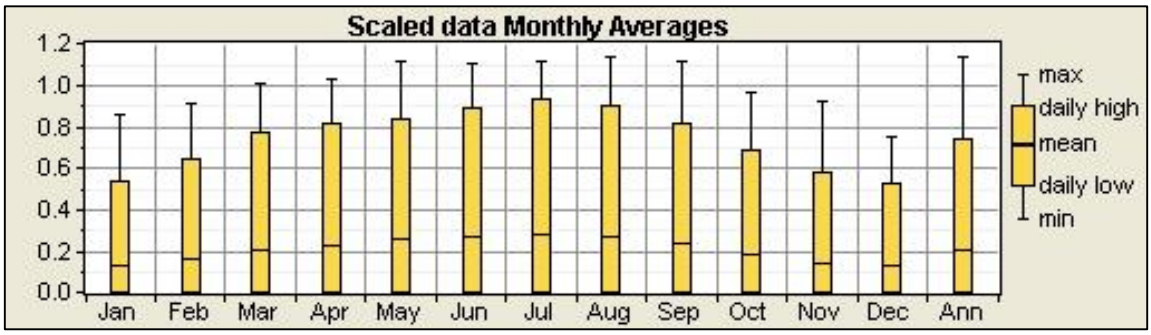


Figura 134: Valores medios, mínimo y máximo de radiación en unidades de potencia (kW/m^2) a escala mensual. (Fuente: Elaboración propia)

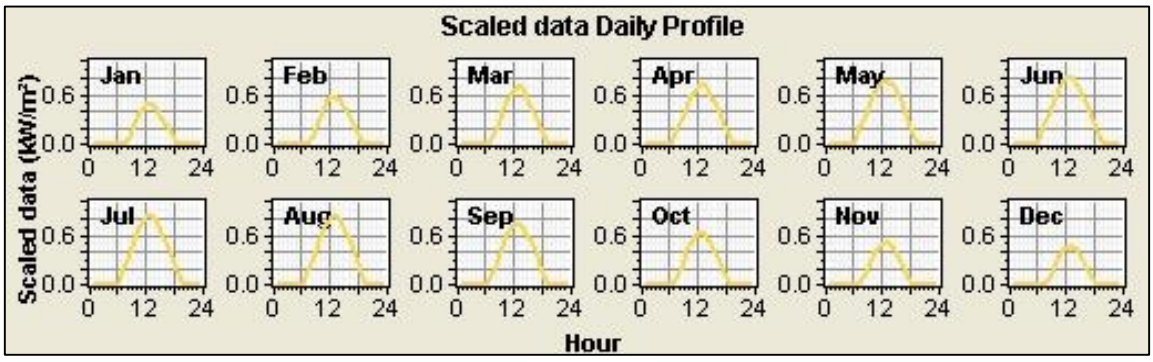


Figura 135: Evolución de la radiación en unidades de pontencia (kW/m^2) a escala horaria. (Fuente: elaboración propia)

9.4.2 Cálculos de dimensionamiento

Para realizar el dimensionamiento de la tecnología solar, y en un primer momento, se procede al cálculo de la energía solar máxima que se puede llegar a alcanzar en función de la radiación de la zona, sin especificar la potencia del panel fotovoltaico, ni el área, ya que supondría unos cálculos teniendo en cuenta el consumo a cubrir. Para ello suponemos que no existen pérdidas y multiplicamos la irradiación global media mensual por los días de cada mes. Con este cálculo, se obtiene la energía máxima por metro cuadrado. En la siguiente tabla se ilustra la energía anual para su mejor interpretación.

Mes del año	Radiación (kWh/m^2/d)	Días del mes	Energía (kWh/m^2)
ENERO	3,18	31	98,55
FEBRERO	3,85	29	111,79
MARZO	4,88	31	151,28
ABRIL	5,38	30	161,46
MAYO	6,13	31	190,06
JUNIO	6,56	30	196,68
JULIO	6,66	31	206,52
AGOSTO	6,43	31	199,33
SEPTIEMBRE	5,54	30	166,08
OCTUBRE	4,41	31	136,71
NOVIEMBRE	3,37	30	101,1
DICIEMBRE	2,99	31	92,78

Tabla 77: Energía solar anual obtenida en la Edar de Jinámar. (Fuente: Elaboración propia)

A) Cálculo del ángulo óptimo de inclinación

Para la determinación del ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares introduciremos un coeficiente de corrección de la irradiación en función de la inclinación, denominado factor de inclinación (k), basándonos en las tablas proporcionadas por el Centro de Estudios de la Energía Solar (CENSOLAR). Como la Edar de Jinámar se encuentra en una latitud de 28°01', teniendo en cuenta su localización, el ángulo de inclinación óptimo estará comprendido entre 15^o y 30^o.

Incli	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGT	SEP	OCT	NOV	DIC
0º	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5º	1,05	1,04	1,03	1,01	1	1	1	1,02	1,03	1,05	1,06	1,06
10º	1,1	1,08	1,05	1,02	1	0,99	1	1,02	1,06	1,1	1,12	1,12
15º	**1,14**	**1,11**	**1,07**	**1,02**	**0,99**	**0,98**	**0,99**	**1,03**	**1,08**	**1,13**	**1,17**	**1,17**
20º	**1,17**	**1,13**	**1,08**	**1,02**	**0,97**	**0,95**	**0,97**	**1,02**	**1,09**	**1,16**	**1,21**	**1,21**
25º	**1,2**	**1,15**	**1,08**	**1**	**0,95**	**0,93**	**0,95**	**1,01**	**1,09**	**1,19**	**1,25**	**1,24**
30º	**1,22**	**1,15**	**1,07**	**0,98**	**0,92**	**0,89**	**0,92**	**0,99**	**1,09**	**1,2**	**1,27**	**1,27**
35º	1,23	1,16	1,06	0,96	0,88	0,85	0,88	0,96	1,08	1,21	1,29	1,29
40º	1,24	1,15	1,04	0,92	0,84	0,8	0,84	0,93	1,06	1,21	1,3	1,3

Tabla 78: Factor de correción K para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía incidente en un día sobre una superficie orientada al Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Latitud 28º. (Fuente: Censolar)

Haciendo uso del factor de corrección en cada uno de los meses del año, se obtienen los siguientes resultados.

Mes	15º (kWh/m²)	20º (kWh/m²)	25º (kWh/m²)	30º (kWh/m²)
ENERO	112,3	115,3	118,3	120,2
FEBRERO	124,1	126,3	128,6	128,6
MARZO	161,9	163,4	163,4	161,9
ABRIL	164,7	174,4	161,5	158,2
MAYO	188,2	184,4	180,6	174,9
JUNIO	192,7	186,8	182,9	175,0
JULIO	204,5	200,3	196,2	190,0
AGOSTO	205,3	203,3	201,3	197,3
SEPTIEMBRE	179,4	181,0	181,0	181,0
OCTUBRE	154,5	158,6	162,7	164,1
NOVIEMBRE	118,3	122,3	126,4	128,4
DICIEMBRE	108,6	112,3	115,0	117,8
SUMATORIO	***1914,4***	***1928,4***	***1917,8***	***1897,4***

Tabla 79: corrección de los kWh/m2 obtenidos en la superficie seleccionada para la instalación fotovoltaica con el factor K.

Como se puede observar, el máximo valor de radiación obtenido se consigue con una inclinación de 20^0 con respecto a la horizontal. La radiación global obtenida alcanza los 1.928,4 kWh/m^2 comparado con los 1.812, 34 kWh/m^2 proporcionados por el Laboratorio Nacional de Energía Renovable.

No obstante, a todo lo explicado anteriormente, se debe de tener en cuenta que el emplazamiento elegido para instalar los paneles solares fotovoltaicos son los tejados de ambos

edificios que conforman la planta, y que estos disponen de una pendiente de 15º (configuración a dos aguas). En relación a esta nueva pendiente otorgada por la planta, se decide hacer uso de estos 15º como ángulo optimo de radiación, pues los kWh/m^2 de diferencia con respecto a los 20º son despreciables comparado con el costo económico que representa colocar las estructuras para conseguir una inclinación mayor de 5º, así como la fácil disposición de los paneles al ras del tejado. Además de que, en caso contrario, se debería de calcular las pérdidas por sombra entre cada módulo, lo cual ampliaría la superficie ocupada por cada uno de ellos y limitaría el espacio existente en las cubiertas para poder implantar la instalación completa.

B) Disposición de módulos

La energía fotovoltaica necesaria en el sistema de autosuficiencia energética previsto para la planta se calcula para cubrir un 10-15% de la energía total; La potencia para cubrir un 15% de la del consumo energético de la Edar (2.926.570 kWh anuales), considerando 4.500 horas de funcionamiento al año, es de 97,55 kW.

Una vez realizados estos cálculos se ha optado por una instalación fotovoltaica de 100kW. Para ello se seleccionarán dos inversores de 50 kW de la marca “Solarmax” y los paneles fotovoltaicos de corriente continua power class 240 de la empresa alemana “Q-cells” en condiciones estandar, cuyas fichas técnicas se encuentran en el anexo de instalaciones, 5.4 y 5.5 respectivamente.

Inversor SolarMax 50C

- Potencia nominal = 50 kW
- Potencia máxima de entrada = 66 kW
- Tensión máxima de entrada (DC) = 900 V
- Intensidad máxima de entrada (DC) = 120 A
- Rango de tensión M_{PP} (DC) = 430/800 V

Panel Q. BASE 240

- Potencia de salida = 240 W
- Corriente de cortocircuito, I_{SC}= 8,50 A
- Corriente máxima I_{MPP}= 8,00 A
- Tensión de circuito abierto, V_{OC}= 37,00 V
- Tensión de máxima potencia, V_{MPP} = 30,00 V
- Temperatura operación nominal de célula, TONC= 47
- ΔV = -0,36 %/ºC
- ΔI = 0,06 %/ºC

Puesto que se tienen dos grupos sub-generadores, para cumplir con la potencia de 100 kW, cada uno de estos grupos deberá tener una potencia de 50 kW. No obstante, teniendo en cuenta la condición de sobredimensionado según los fabricantes, esta potencia ha de ser superior. En este caso, debido a las limitaciones de espacio en la cubierta, se tomará de sobredimensionamiento un 10% más de la previsión inicial, quedando la potencia para cada grupo sub-generador en torno a 55 kW.

En función del módulo elegido cada grupo sub-generador estará formado de la siguiente forma:

$$Nº\ de\ módulos = \frac{P_{DC\ inversor}}{P_{módulo}} = \frac{55.000\ Wp}{240\ Wp} = 229{,}16 \rightarrow\ \mathbf{229\ módulos\ máximo\ de\ 240\ W}$$

B.1 Número de módulos conectados en serie

Se calculará el número de módulos en serie que se puede emplear en la configuración de la instalación. Para ello, se debe de tener en cuenta dos cuestiones:

a) La tensión máxima no puede superar la tensión máxima del seguidor de M_{PP} del inversor, es decir, la tensión de circuito abierto (V_{OC}) a la mínima temperatura.

b) La tensión mínima no puede ser inferior a la tensión mínima del seguidor de M_{PP} del inversor. Esa tensión mínima será la tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP}) a la máxima temperatura.

Número máximo de módulos por ramal

El número máximo de módulos en serie dependerá de las tensiones máximas del inversor y del módulo. El valor máximo de la tensión del módulo corresponde a la tensión en circuito abierto del generador fotovoltaico cuando la temperatura y la irradiancia del módulo son mínimas. La temperatura del módulo mínima corresponde con una temperatura ambiente e irradiancias mínimas, las cuales se darán en invierno, y se supone que serán de 10ºC y 100 W/m^2.

$$T_{panel} = 10 + \left(\frac{47 - 20}{800}\right) * 100 = 13{,}4\ ºC$$

El número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina, por tanto, como el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo a su temperatura mínima, que son estos 13,4ºC obtenidos anteriormente. Se tendría entonces:

$$M_{\max\ serie} = \frac{V_{\max inversor}}{V_{OC(T^a min)}}$$

Donde:

- M $_{max\ serie}$: Nº máximo de módulos por ramal conectados en serie.
- ƒ $V_{max\ inversor}$: Tensión Máxima de entrada en el Inversor (V).
- ƒ $V_{OC(Tmin)}$: Tensión a circuito abierto del módulo en condiciones de mínima temperatura.

La tensión en circuito abierto del módulo a la mínima temperatura se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$V_{OC}(Tpanel) = V_{OC}(STC) + \Delta V * \Delta T$$

Para los módulos escogidos se tienen los siguientes valores:

- V_{OC}(STC) = 37 V (valores estándar del panel)
- ΔV = -0,36 %/ºC

Como el coeficiente de tensión-temperatura está especificado en valor relativo, se convierte a valor absoluto:

$$\Delta V = \frac{-0{,}36}{100} * V_{OC} = \frac{-0{,}36}{100} * 37 = -0{,}13\ V/ºC$$

Sustituyendo estos valores se obtiene que:

$$V_{OC}(13{,}4\ ℃) = 37 + [-0{,}13\ V/℃ * (13{,}4 - 25)] = 38{,}5\ V$$

Se obtiene entonces, que el número máximo de módulos en serie por ramal es de:

$$M_{\max\ serie} = \frac{900}{38{,}5} = 23{,}38$$

Puesto que este número debe ser entero, se limitará entonces a

$$M_{\max\ serie} \leq 23$$

Número mínimo de módulos por ramal

El número mínimo de módulos en serie lo limitarán también las tensiones del inversor y del módulo, pero esta vez serán las tensiones en el punto de máxima potencia (Mpp). Hay que fijarse en el valor mínimo de esta tensión. La tensión disminuye cuando aumenta la temperatura, por tanto, el valor buscado será el calculado cuando la temperatura del módulo sea máxima. El punto corresponde a una situación de una irradiancia de 1.000 W/m^2 y la temperatura ambiente máxima, que suele darse en verano, para climas como el de Gran Canaria de unos 40ºC.

Para obtener la temperatura de funcionamiento del módulo para la nueva temperatura ambiente de 40^{0}C aplicamos la misma fórmula que anteriormente:

$$T_{panel} = 40 + \left(\frac{47 - 20}{800}\right) * 1000 = 73{,}75 \rightarrow 74\ ℃$$

Así pues, el valor de la tensión mínima se alcanzará cuando los paneles lleguen a esta temperatura, utilizando la expresión:

$$V_{MPP}(Tpanel) = V_{MPP}(STC) + \Delta V * \Delta T$$

Para los módulos escogidos se tienen los siguientes valores:

- V_{MPP}(STC) = 30,0 V
- ΔV = -0,36 %/ºC

$$V_{MPP}(74\ ℃) = 30{,}0 + [-0{,}11\ V/℃ * (74 - 25)] = 24{,}6\ V$$

Teniendo todos estos datos, el número mínimo de módulos conectados en serie en un ramal se obtiene a partir del cociente entre la tensión mínima de entrada del inversor en el Punto de Máxima Potencia y la Tensión mínima del módulo en este mismo punto de máxima potencia, es decir:

$$M_{\min\ serie} = \frac{V_{MPP\ inversor}}{V_{MPP\ (T^{a}\max)}}$$

$$M_{\min\ serie} = \frac{430}{24{,}6} = 17{,}48$$

Puesto que este número debe ser entero, se limitará a:

$$M_{\min\ serie} \geq 18$$

B.2 Número de módulos conectados en paralelo

El número de filas en paralelo dependerá ahora de la corriente máxima de entrada del equipo inversor considerado y de la de cortocircuito de los módulos, de la siguiente manera.

$$N_{strings} * I_{SC\ string} \leq I_{\max\ inversor}$$

El valor máximo de la intensidad circulando por un ramal de forma independiente, es aquel que se obtiene en situación de cortocircuito y para la máxima temperatura de funcionamiento.

La corriente de cortocircuito de cada ramal, para el valor de temperatura máxima obtenido anteriormente viene dado entonces por la siguiente expresión:

$$I_{SC}(74°\mathrm{C}) = I_{SC}(STC) + \Delta T * \Delta I$$

Para los módulos que se han escogido, se tienen los siguientes valores:

- I_{SC} (STC) = 8,50 A
- ΔI = 0,06 %/ºC

Sustituyendo valores, se obtiene:

$$I_{SC}(74°\mathrm{C}) = 8{,}5 + (74 - 25) * \left(\frac{0{,}06}{100} * 8{,}5\right) = 8{,}75\ A$$

Por su parte, según catálogo, la intensidad máxima admisible para el equipo inversor en el lado de corriente continua será de 120 A. Queda entonces:

$$N_{strings} * I_{SC\ string} \leq I_{\max\ inversor}$$

$$N_{strings} = \frac{120}{8{,}75} = 13{,}71$$

$$N_{strings} \leq 13$$

Cada grupo sub-generador debe cumplir con estas premisas y se deben asociar de forma que la combinación de paneles (módulos en serie X filas en paralelo) se adapte a estas condiciones. Es importante tener en cuenta que si el número de paneles asociados en serie es inferior a 18 el inversor no arrancará puesto que no llegará a tener la tensión de entrada necesaria. Además, si el valor de la tensión no es notoriamente superior al rango mínimo de tensión de trabajo, el inversor arrancará lentamente, influenciando negativamente en la producción de la instalación en las primeras horas de funcionamiento diario. De esta forma para cada grupo sub-generador:

Paneles serie x Strings = 229 paneles máximo

Cumpliendo con las condiciones anteriores, la solución escogida (teniendo en cuenta a su vez, la superficie de instalación) es de 22 módulos fotovoltaicos en serie, con 10 filas en paralelo o strings para cada grupo sub-generador, es decir, 220 paneles por cada inversor. Con esta configuración tendremos la siguiente potencia instalada:

Nº de paneles = 220 x 2 = 440 módulos en total

$$\boldsymbol{P_{instalada} = N^{\underline{o}}{}_{paneles} * P_{panel} = 440 * 240 = 105.600\ W}$$

B.3 Comprobación de la tensión de entrada del inversor

A continuación, se comprobará que la solución adoptada no sobrepase los valores máximos de tensión de entrada admisibles por el inversor en corriente continua.

$$V_{entrada\ inversor} = N^{\underline{o}}{}_{módulos\ serie} * V_{OC} = 22 * 37 = 814\ V$$

Teniendo en cuenta que el valor de entrada máximo del inversor es de 900 V en corriente continua, la instalación cumple con este requisito puesto que no supera este valor de tensión.

B.4 Comprobación de la tensión de entrada del inversor

Al igual que para la tensión de entrada, es necesario determinar que la solución adoptada en la asociación de los módulos no supere la corriente máxima de entrada soportada por el inversor.

$$I_{\max\ inversor} = N^{\underline{o}}{}_{strings} * I_{MPP} = 10 * 8{,}50 = 85\ A$$

Partiendo de que el valor máximo de corriente de entrada del inversor es de 120 A, la solución adoptada no aporta un valor superior al máximo admisible por el inversor.

B.5 Sombra y distancia entre paneles

La disposición de los módulos fotovoltaicos en la cubierta, debe evitar que las diferentes líneas de paneles generen sombras que afecten a otros módulos, principalmente durante las horas de mayor producción.

Para realizar estos cálculos se hace uso del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red, Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, IDAE, del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

La separación entre líneas de captadores se establece de tal forma que, al mediodía solar del día más desfavorable, (altura solar mínima), del período de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la cresta inferior de la siguiente, como se puede observar en la siguiente figura.

En instalaciones cuyo periodo de utilización es todo el año, como el caso que nos ocupa, el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre. En este día, la declinación solar es la mínima del año, -23,5º, por lo que la sombra que se genere será la mayor posible durante todo el año. Teniendo en cuenta esto, la altura solar mínima al mediodía solar, (12:00 a.m.), tiene el valor:

$$h_{min} = (90° - latitud\ del\ lugar) - 23{,}5°$$

Donde latitud del lugar = 28°

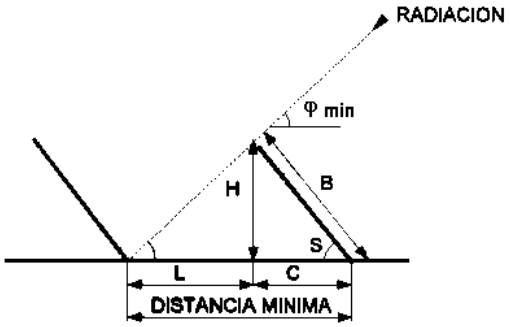


Figura 136. Tecnología solar-fotovoltaica. Cálculo distancia entre filas. (Fuente: IDAE)

Donde:

- S = Angulo de inclinación del panel.
- B = Longitud del panel (según su posición).
- φ min= Angulo mínimo de incidencia, se corresponde con la altura mínima más desfavorable al mediodía solar del año, 21 de diciembre a las 12:00.
- Distmin= Distancia mínima de base a base entre líneas de paneles.
- C = B x cos(S)
- H = B x sen(S)

Según este esquema de la estructura:

$$tg(\varphi\ \min) = \frac{H}{L} = \frac{B \cdot \sin S}{Dist_{min} - B \cdot \cos S}$$

Despejando

$$Dist_{min} = B \cdot \cos S + \frac{B \cdot \sin S}{tg(\varphi\ \min)}$$

Es importante recordar que esta distancia mínima de separación hace referencia a la distancia entre las bases de la estructura soporte donde irá inclinado el panel (como se muestra en la figura anterior). En este caso, al disponer los paneles al nivel del techo y emplear como inclinación óptima los 15º de pendiente que presena la distribución del tejado a dos aguas, la

estructura de soporte no dispondrá de inclinación y por tanto el fenómeno de la sombra entre paneles no afecta a la instalación por lo que no se debe de realizar este último cálculo.

9.4.3 Conclusiones de dimensionamiento

La instalación fotovoltaica estará formada por 440 módulos fotovoltaicos divididos en 2 grupos sub-generadores homogéneos. Cada subgrupo estará constituido por la siguiente configuración.

- 220 paneles fotovoltaicos de 240 W
- $P_{INSTALADA}$= 52.800 W por grupo

La asociación para esta potencia será de 20 módulos en serie y 11 filas en paralelo. Teniendo en cuenta esto, la instalación tendrá una potencia instalada de 105.600 W.

Las condiciones de entrada al inversor de cada grupo sub-generador serán:

$$I_{entrada\ inversor\ DC} = 85\ A < 120\ A$$

$$V_{entrada\ inversor\ DC} = 814\ V < 900\ V$$

Teniendo en cuenta estos resultados, la asociación escogida para nuestra instalación cumple con los valores aceptados por el inversor SolarMax 50C que se usará para cada grupo sub-generador de nuestra instalación.

Figura 137: Aplicación de la tencología fotovoltaica. (Fuente: Q-cells Company)

En los que respecta a las condiciones económicas, la marca Q-cell ha sido seleccionada por las garantías ofrecidas por la compañía (12 años por defectos de material y 25 años de garantia de rendimiento lineal). El coste de compra inicial en este caso se estipula por kW; el coste de reemplazo será nuevamente el 80% del costo de capital, y el coste de operación y mantenimiento para esta tecnología se asume a menudo como cero, teniendo en cuenta que los paneles carecen de partes móviles y que las células y los contactos van encapsulados en una robusta resina sintética, consiguiendo una buena fiabilidad. Como se dimensionó la necesidad de una instalación fotovoltaica de 100 kW y partiendo de un precio de mercado medio de 1,5 euros el W instalado, llegando incluso a euro el watio (IDAE 2011), el costo capital es de (tomando como valor de referencia 1,25 €/W) 150.000€. El precio de remplazo será de 120.000€.

Análogamente, los inversores, y tal y como se comentó con anterioridad, se adquieren dos equipos de la empresa sueca Solarmax. La selección de este tipo de inversores se debe a su garantía (pudiendo llegar desde los 2 a los 25 años) y rendimiento (entre el 97-99%).

Los costes de los inversores no son lineales y es por ello por lo que se introducen distintos precios según el tamaño del mismo. Estos valores se calculan según el modelo no lineal que se presenta a continuación:

$$\frac{Co}{C} = \left(\frac{Po}{P}\right)^{n} \rightarrow C = 3.357{,}95€$$

Donde:

- C_0: coste de inversión para el componente de referencia (670 €).
- C: coste de inversión para un componente con capacidad P.
- P_0: capacidad del componente de referencia (5 kW).
- P, capacidad del componente (50 kW).
- n, Factor de escala (0,7).

El costo de remplazo seguirá siendo del 80%, mientras que el mantenimiento, al igual que las placas solares es prácticamente nulo.

9.5 Dimensionamiento de tecnologías externas. Energía eólica

9.5.1 Tratamiento de los datos

Las zonas más ventosas de la isla de Gran Canaria abarcan las vertientes sureste y noroeste de la misma. En el mapa, se puede confirmar dicho efecto, consultando el recurso eólico a una altura de 80 m sobre el suelo.

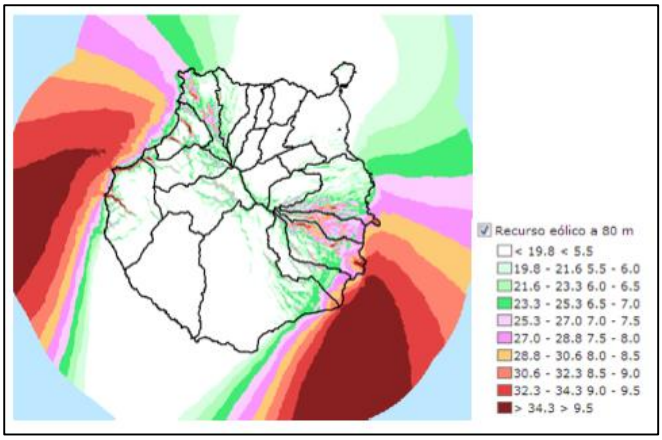


Figura 138: Recurso eólico de la isla de Gran Canaria, 80 m de altitud. (Fuente: Intituto Tecnológico de Canarias)

La estación de aguas residuales de Jinamar (ubicada en la zona sureste de la isla) se encuentra, por tanto, dentro de las áreas más ventosas del territorio canario, pudiéndose considerar como una de las más adecuadas para la implantación de las tecnologías renovables que emplean el recurso eólico como cimiento.

La base de datos de partida con la que se trabaja (velocidad media del viento) es proporcionada por el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) de una torre anemométrica ubicada en Jinámar (costa), cuya sensibilidad, en comparación con la base de datos de la NASA, responde mejor a las condiciones locales que se tienen en canarias asociadas a los vientos alisios (ver sección 5.1.2.2), inidicando un mayor recurso en los meses de verano. Estos valores representan la velocidad del viento media, expresado en metros por segundo, para cada mes del año.

MESES DEL AÑO	VELOCIDAD DEL VIENTO (m/s)
ENERO	4,42
FEBRERO	4,67
MARZO	6,35
ABRIL	7,08
MAYO	7,7
JUNIO	7,77
JULIO	9,57
AGOSTO	8,88
SEPTIEMBRE	5,94
OCTUBRE	5,4
NOVIEMBRE	4,8
DICIEMBRE	4,54

Tabla 80: Velocidad del viento en la ubicación de la planta de Jinámar. (Fuente: Instituto Tecnológico de Canarias).

No obstante, esta distribución de velocidades que se ha expuesto con anterioridad, son las que se obtienen en una estación meteorológica, cuyas medidas se toman a una altura de diez metros; en cambio, la altura de buje de un aerogenerador es bastante más alta, por lo que habrá que calcular la variación de estas velocidades. Esta variación puede ser representada por medio de la ley de perfil de potencia (Velazquez 2014).

$$V_2 = V_1 \cdot \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^n$$

Donde V_1 es la velocidad a la altura h_1 (10 m), V_2 la velocidad que vamos a calcular a la altura h_2 (altura de buje del aerogenerador) y n la rugosidad del terreno. Como referencia se escoge una altura de 60 metros y el término de rugosidad se obtiene del sistema de información territorial de Canarias Grafcan, cuyo valor es 0,1 (Gobierno de Canarias 2017).

Otro dato a tener en cuenta es el de la densidad de energía, pues la cantidad de energía transferida al rotor por el viento depende de la densidad del aire, del área de barrido del rotor y de la velocidad del viento. Se calcula con la siguiente ecuación.

$$Densidad_{energética} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot v^3$$

Donde v es la velocidad del viento y ρ es la densidad del aire (1,225 kg/m^3, a presión atmosférica). Pues la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, y cuanto "más pesado" sea este, más energía recibirá la turbina.

El patrón de densidad de energía eólica está influenciado por el resultado del viento en superficie, el cual está modulado por los principales sistemas atmosféricos que regulan las condiciones del tiempo en el país; es decir, en lugares donde la intensidad del viento es débil, se ubican valores menores de densidad de energía, mientras que donde los valores promedio del viento son mayores, la densidad de energía crece de forma potencialmente al cubo de dicha velocidad.

La siguiente tabla muestra los valores corregidos de la velocidad de viento, y la densidad de energía obtenida.

MES	VELOCIDAD DE VIENTO (m/s) A 10 metros	VELOCIDAD DE VIENTO (m/s) A 60 metros	DENSIDAD DE LA ENERGÍA (Wh/m^2)
ENERO	4,42	5,289	90,61
FEBRERO	4,67	5,59	106,87
MARZO	6,35	7,59	268,67
ABRIL	7,08	8,47	372,39
MAYO	7,70	9,21	479,05
JUNIO	7,77	9,29	492,23
JULIO	9,57	11,45	919,69
AGOSTO	8,88	10,62	734,76
SEPTIEMBRE	5,94	7,10	219,92
OCTUBRE	5,40	6,46	165,23
NOVIEMBRE	4,80	5,74	116,04
DICIEMBRE	4,54	5,43	98,19

Tabla 81: Velocidades de viento corregido y densidad energética. (Fuente: realización propia)

Emplenado el programa de simulación "HOMER" (explicado en la sección de energía solar), se podrán insertar los promedios mensuales que se muestran en la tabla y que se reflejan a su vez en el gráfico del recurso del viento (ubicado a continuación). Los datos introducidos de las medias mensuales de la velocidad del viento son tratados con este simulador, que construye un sistema de 8.760 valores correspondientes a la velocidad del viento para cada hora del año.

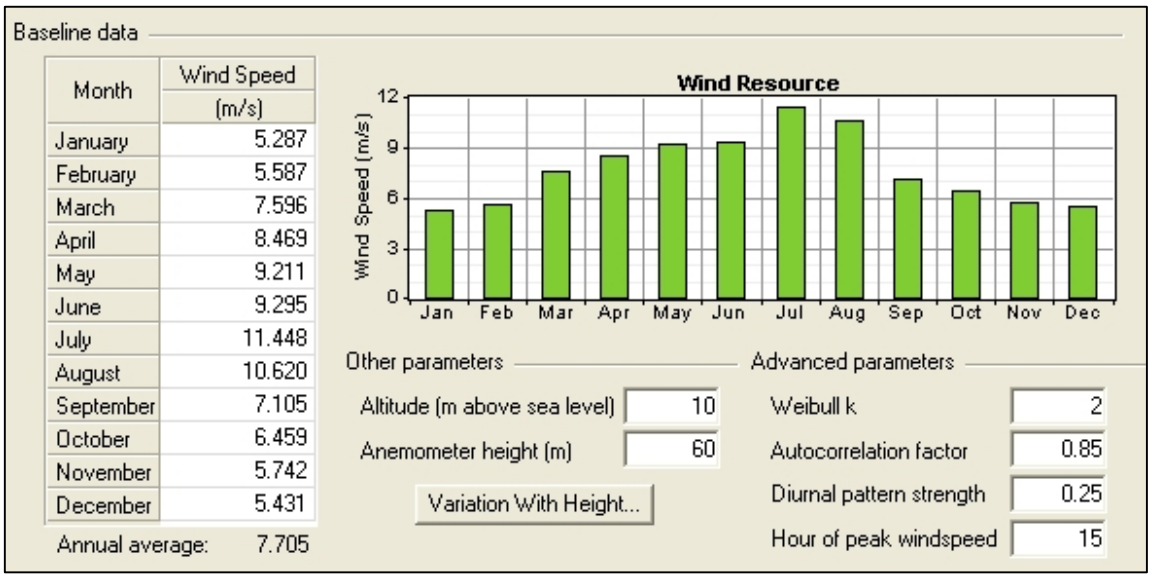


Figura 139: tratamiento de datos de velocidad de viento. (Fuente: Realización propia)

Después de importar el fichero de datos, el programa genera los siguientes parámetros:

- Constante de Weibull (k): El valor 2 representa los regímenes del viento de forma bastante exacta. Valores más bajos de k corresponden a distribuciones más amplias de la velocidad del viento, significando que las velocidades del viento varían sobre una amplia gama.
- Factor de autocorrelación "*Autocorrelation factor*", es una medida de la aleatoriedad del viento. Valores altos indican que la velocidad del viento a una hora es muy dependiente de la velocidad del viento a la hora anterior. Valores bajos indican que la velocidad del viento tiende para fluctuar de manera más al azar.
- Resistencia del patrón diurno "*Diurnal pattern strenght*", es una medida que representa la dependencia de la velocidad del viento en función de la hora. En la mayoría de las localizaciones, por ejemplo, la tarde tiende a ser más ventosa que la mañana. Valores altos indican que hay una dependencia relativamente fuerte de la hora. Valores bajos indican que la velocidad del viento no está relacionada fuertemente con la hora.
- Hora de máxima velocidad de viento "*Hour of peak wind speed*", simplemente es la hora más ventosa en promedio a través del año.

Otro factor a tener en cuenta es el ajuste de probabilidad de weibull; una distribución de probabilidad analítica que se utiliza para describir el comportamiento del viento, pues se adapta adecuadamente a la forma típica de los histogramas de viento y se utilizan cuando es necesaria una expresión analítica de la probabilidad de la velocidad, por ejemplo, en los modelos matemáticos de campo de viento, y para resumir con uno o dos parámetros la distribución de probabilidades.

$$P(u) = \left(\frac{K}{C}\right) \cdot \left(\frac{u}{C}\right)^{k-1} \cdot exp\left[-\left(\frac{u}{C}\right)^{K}\right]$$

Siendo P(u) la probabilidad asociada a la velocidad u; C es el factor de escala, tiene unidades de velocidad (m/s); k es el factor de forma y es adimensional. La distribución de Weibull queda definida por sus dos parámetros (C y k). Para k>1 la función tiene un máximo alejado del origen, para k<1 es continuamente creciente, y para k=1 la función de distribución se transforma en una exponencial. La distribución de probabilidad de Rayleigh es un caso particular de la de Weibull que se produce cuando k es igual a 2; y cuando k tiene un valor de 3,5 se aproxima bastante a una ley normal (Gausiana).

Con la ayuda del programa de simulación Homer, se pudo realizar un histograma del viento en el que también se pude observar la distribución de probabilidad de Weibull y sus parámetros para esta estación depuradora.

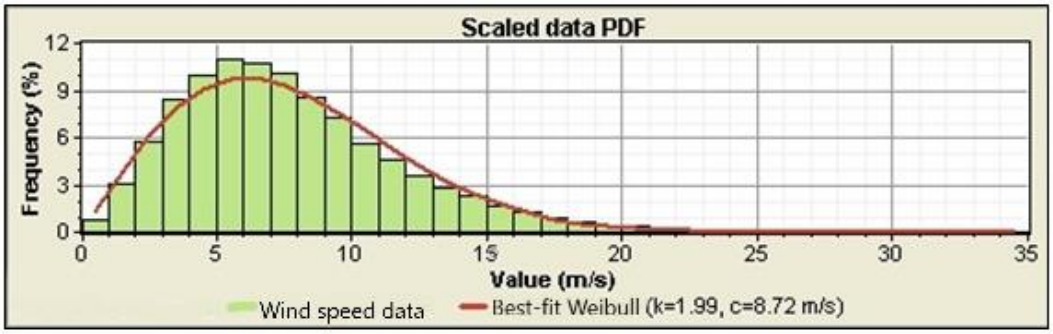


Figura 140: Histograma de viento en la Edar de Jinámar. (Fuente: Realización propia)

Los parámetros obtenidos un factor de escala de 8,72 m/s y un factor de forma de 1,99. También se puede observar, que las velocidades más probables son 5, 6 y 7 m/s.

Por último y no menos importante, se debe de analizar la rosa de los vientos, la cual estudia el comportamiento direccional del viento. Se construyen agrupando los datos medidos por sectores de dirección, quedando de la siguiente manera en el área objeto a estudio.

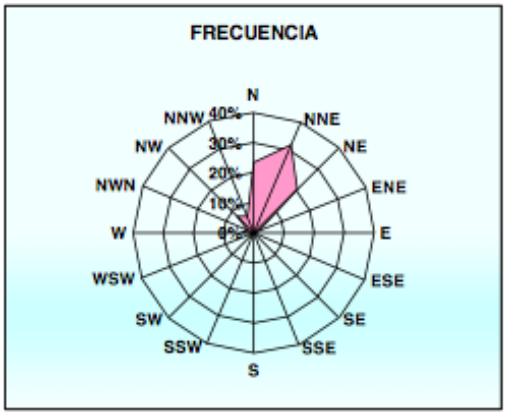


Figura 141: Rosa de los vientos. (Fuente: Cartografía canaria)

El gráfico muestra que la dirección predominante es la Nornordeste, así como la Norte y la Noreste, coincidiendo con la dirección de los alisios.

Se pueden extraer otros datos y gráficas del Homer como un conjunto de diagramas que muestran la velocidad del viento en función de las horas diarias separados en cada mes del año; así como las medias máximas y mínimas de dichas velocidades.

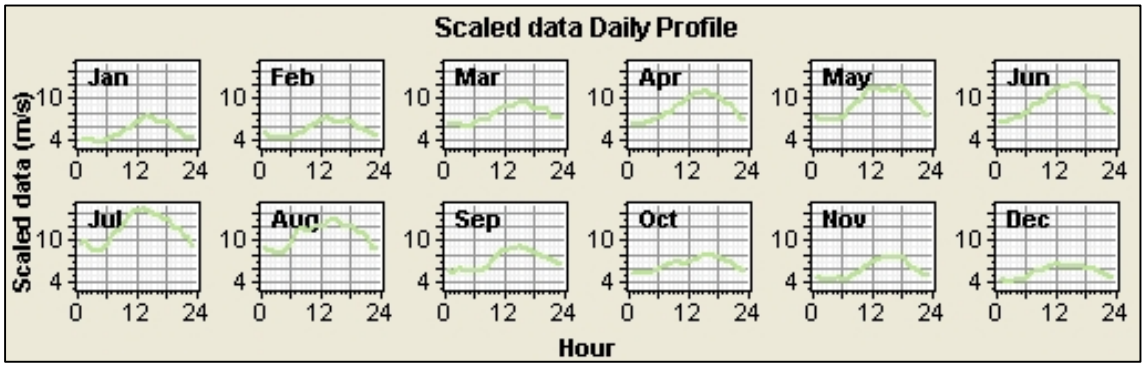


Figura 142: Perfiles diarios de la velocidad de viento. (Fuente: Realización propia)

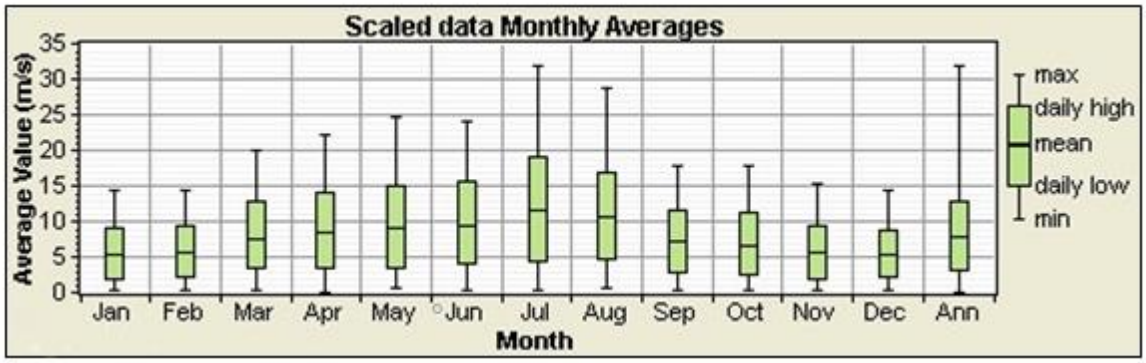
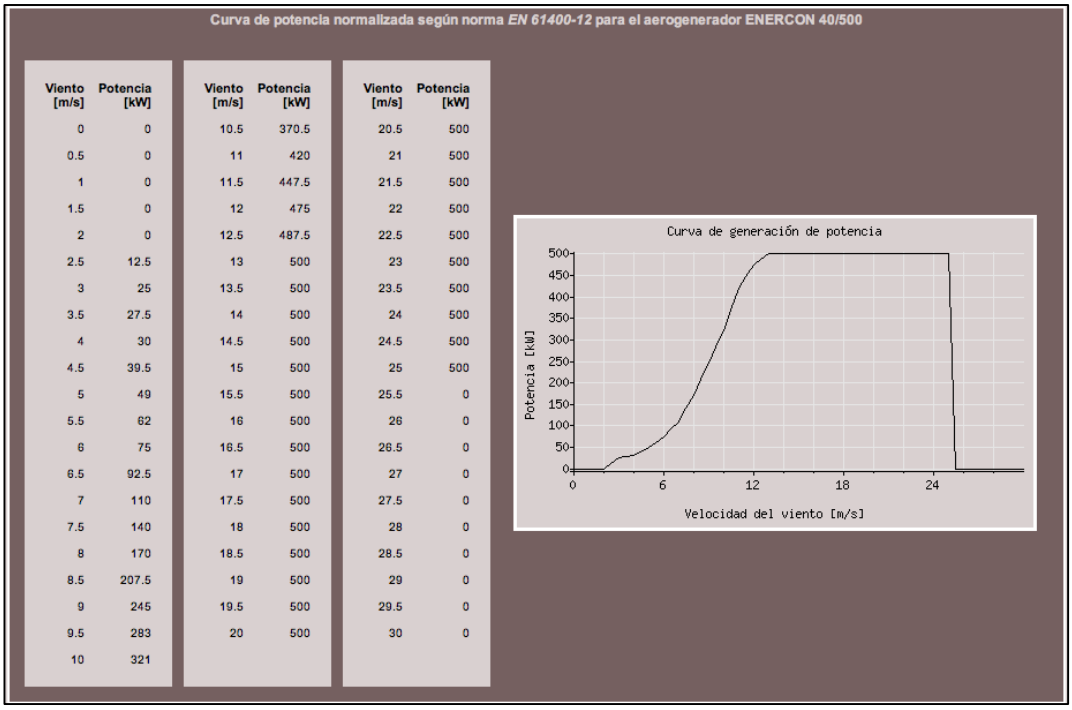


Figura 143: Velocidad de viento media, máxima y mínima durante los meses del año. (Fuente: Realización propia).

9.5.2 Cálculos de dimensionamiento

Con los datos reales de velocidad de viento se podrá calcular la desviación típica (indicando lo cuan separados están los datos de la media) cuyo valor es de 2,11; la velocidad media, que en este adciende a los 7,7 m/s; y el grado de variación anual que ronda el 27,50%. Datos que nos ayudarán en la selección del aerogenerador.

Para calcular la energía máxima que se podrá obtener a partir del recurso eólico, habrá que seleccionar un aerogenerador que se supone, debe cubrir la carga pico del proceso (432kW). Esta restricción, junto con lo establecido de que cada aerogenerador introducido no puede obtener una potencia que sea dos veces mayor a la potencia contratada/instalada, lleva a la elección de un aerogenerador de 500 kW de potencia nominal. Exactamente, el ENERCON E-40/ 500. La selección de esta marca alemana se debe a su disposición de un sistema de control síncrono que será muy productivo en el posterior capítulo de regulación, así como de la longitud de su torre, con una altura media de buje de 60 metros. A todo esto, hay que sumarle lo estipulado en el Real Decreto 32/2006 “modalidades de explotación de la energía eólica” en el que se expresa la distancia mínima de estas máquinas en relación a la costa (150 metros) y en relación a un núcleo urbano (250 metros), lo cual se cumple ampliamente empleando el terreno disponible en la estación depuradora. El aerogenerador seleccionado trabaja en corriente alterna, y tiene una vida útil de 25 años, dispone la siguiente curva de potencia (ENERCON GmbH 2016).



Viento [m/s]	Potencia [kW]	Viento [m/s]	Potencia [kW]	Viento [m/s]	Potencia [kW]
0	0	10.5	370.5	20.5	500
0.5	0	11	420	21	500
1	0	11.5	447.5	21.5	500
1.5	0	12	475	22	500
2	0	12.5	487.5	22.5	500
2.5	12.5	13	500	23	500
3	25	13.5	500	23.5	500
3.5	27.5	14	500	24	500
4	30	14.5	500	24.5	500
4.5	39.5	15	500	25	500
5	49	15.5	500	25.5	0
5.5	62	16	500	26	0
6	75	16.5	500	26.5	0
6.5	92.5	17	500	27	0
7	110	17.5	500	27.5	0
7.5	140	18	500	28	0
8	170	18.5	500	28.5	0
8.5	207.5	19	500	29	0
9	245	19.5	500	29.5	0
9.5	283	20	500	30	0
10	321				

Figura 144: Curva de potencia del aerogenerador E-40/500. (Fuente: Enercon GmbH company)

Para tener una idea prediseñada se emplea el programa del recurso eólico de canarias que se debe de cumplimentar en los concursos eólicos que se realizan en la isla. Este programa emplea un método estático para el cálculo de la energía y por tanto contiene un alto porcentaje de error. Solo se necesita de la introducción de la ubicación del molino y del aerogenerador seleccionado. Se exponen los siguientes resultados (ITC 2018).

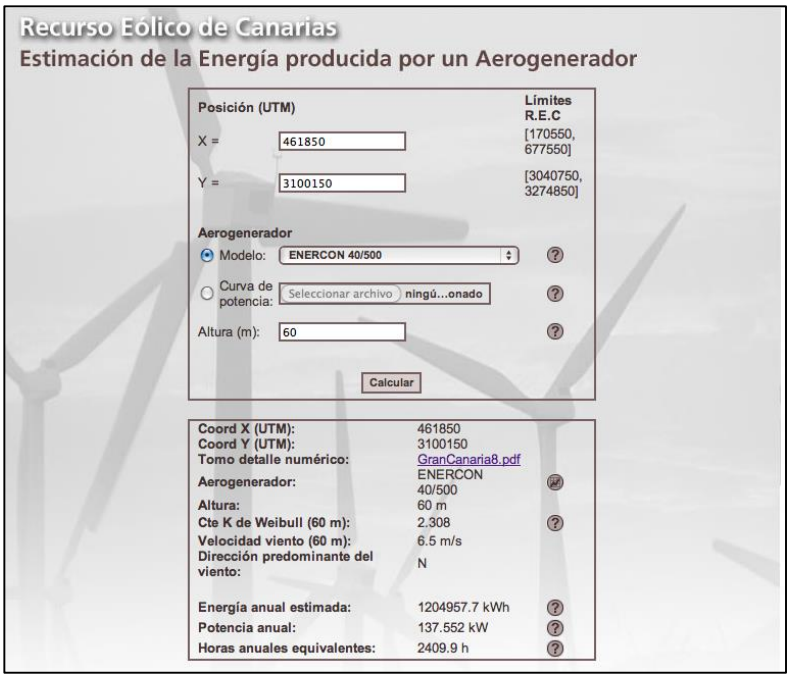


Figura 145: Estimación de la energía producida por el aerogenerador E-40/500 con la herramienta de cálculo del ITC. (Fuente: Realización propia).

En lo referente al cálculo de la energía producida por el aerogenerador seleccionado, el empleo de los métodos cuasi-dinámicos es mucho mas fiables. Generalmente se emplean tres metodologías distintas, las cuales se comprarán y seleccionará la que aporte un valor menor respecto al error cometido para la consecuente producción energética obtenida a través del recurso eólico en la regulación estática discretizada a escala horaria.

1. Forma de cálculo de energía.

Con la media de la velocidad anual (7,7 m/s) se ingresa en la curva de potencia del aerogenerador y se multiplica por el número de horas en el que la máquina está trabajando, que son exactamente 8.760 horas anuales. Para obtener una mejor resolución que la que se obtiene en la curva se realiza una interpolación con la tabla.

$$Enegía\ producida = Potencia_{aerogenerador} \cdot tiempo_{operación} = 1.331.520\ kWh$$

2. Forma de cálculo de energía.

Se emplea la misma metología que en el cálculo anterior, pero aplicando un sumatorio con las medias de las velocidades de viento mensuales, cometiendo así un porcentaje menor de error.

$$Energía\ producida = \sum_{mensual} Potencia_{aerogenerador} \cdot tiempo_{operación} = 1.588.813{,}798\ kWh$$

Todos los datos se muestran en la siguiente tabla.

Mes del año	Velocidad del viento (m/s)	Potencia aerogenerador (kW)	Energía producida (kWh)
ENERO	5,289	56,46	42.007,73
FEBRERO	5,59	64,24	43.170,09
MARZO	7,59	145,75	10.844,98
ABRIL	8,47	205,18	147.731,40
MAYO	9,21	261,01	194.193,82
JUNIO	9,29	267,38	192.515,04
JULIO	11,45	444,64	330.812,16
AGOSTO	10,62	382,38	284.490,72
SEPTIEMBRE	7,10	116,30	83.736
OCTUBRE	6,46	91,06	67.752,36
NOVIEMBRE	5,74	68,29	49.170,24
DICIEMBRE	5,43	60,21	44.793,26

Tabla 82: Energía producida por el aerogenerador. Metodología de cálculo2. (Fuente: Realización propia)

3. Forma de cálculo de energía.

Este método emplea el histograma o diagrama de distribución, para emplear la frecuencia horaria en cada mes y obtener un resultado que se ajusta fielmente al planteamiento real.

$$Energía\ producida = \sum_{mensual} Potencia_{aerogenerador} \cdot \%frecuencia \cdot tiempo_{operación} = 1.620.578{,}1\ kWh$$

El intervalo de velocidad de viento en el histograma va de uno en uno así que se tomará el dato intermedio para la realización del cálculo, el cual empieza en el momento en que la curva del aerogenerador aporta potencia. La velocidad mínima a la que funciona el aerogenerador es de 2,5 m/s con una potencia de 12,5 kW. Todo el cálculo se realizo a base de interpolaciones para ser más exactos.

Velocidad del viento (m/s)	***% Frecuencia***	***Potencia aerogenerador (kW)***	***Energía producida (kWh)***
2,5	5,8	12,5	6.351
3,5	8,5	27,5	20.476,5
4,5	10	39,5	34.602
5,5	11	62	59.743,2
6,5	10,9	92,5	88.322,7
7,5	10	140	122.640
8,5	8,8	207,5	159.957,6

9,5	7,2	283	178.493,76
10,5	5,8	370,5	188.243,64
11,5	4,7	447,5	184.244,7
12,5	3,8	487,5	162.279
13,5	3	500	131.400
14,5	2,5	500	109.500
15,5	1,9	500	83.220
16,5	1,5	500	65.700
17,5	0,4	500	17.520
18,5	0,1	500	4.380
19,5	0,05	500	2.190
20,5	0,02	500	876
21,5	0,01	500	438

Tabla 83: Energía producida por el aerogenerador. Metodología de cálculo2. (Fuente: Realización propia)

Tras realizar los métodos de cálculo, se procede a comparar dos conceptos claves en el ámbito de la ingeniería eólica, que son:

- Horas equivalentes: Indica el valor potencial eólico de la zona. Relación entre la energía producida y la potencia del aerogenerador. El rango óptimo empieza en las 2.700-2.900 horas.

- Factor de capacidad: Concepto que facilita la comunicación sobre la capacidad real de un aerogenerador o un parque eólico para generar energía eléctrica, en un sitio concreto. Indica el porcentaje de horas al año que el aerogenerador trabaja a su potencia nominal. A partir de un 30% es positivo.

	cálculo 1	***cálculo 2***	***cálculo 3***
Horas equivalentes	2.663,04	3.177,63	3.241,1562
Factor de Capacidad	30,4%	35,59%	36,99%

Tabla 84: Energía eólica. Horas equivalentes y factor de capacidad. (Fuente: Realización propia)

Como se puede comprobar se obtiene los mejores resultados en el tercer método y esto es debido a que un 10% de error en el cálculo o tratamiento de la velocidad produce un 30% de error en la producción energía. Es por ello que se fijan estos resultados (Velazquez 2014).

AEROGEREADOR ENERCON 40/500 síncrono.

Producción de Energía: 1.620.578,1 kWh.
Horas equivalentes: 3.241 horas.
Factor de capacidad: 36,99%

A continuación, se fija el coste que tiene un aerogenerador, el reemplazo del mismo y el coste de operación y mantenimiento (O&M) a expensas de emplear dichos valores en el posterior análisis económico. El aerogenerador que se ha seleccionado tiene un costo llave en mano de, 400.000€ (dato proporcionado por la Asociación Danesa de la Industria Eólica que en dólares y

al cambio estipulado el día 19/02/2018 son unos 465.116$). El coste de reemplazo es el coste de un nuevo aerogenerador sin los costes de obra, que es alrededor del 80% del coste capital, por tanto, se asume un coste de 352.000€; y los costes de operación y mantenimiento se suponen un 1,75% del capital, que son unos 7.000€ al año. La vida útil se estipula en 25-27 años.

9.6 Dimensionamiento de tecnologías externas. Energía hidráulica

Este apartado se subdividirá a su vez en dos instalaciones bien diferenciadas, la primera se encargará del estudio del posible potencial teórico que puede obtener la Edar de Jinámar si aprovechase la cota a la que se encuentran las primeras incorporaciones de captación, aguas arriba de la misma, y la segunda contendrá la adaptación de las posibles turbinas aguas abajo.

9.6.1 Aguas arriba

9.6.1.1 Tratamiento de los datos

Para el desarrollo de este punto se tendrá en cuenta gran parte de la información anteriormente descrita en la sección 8.3.5, pues en dicha sección se analizó la huella de carbono procedente de la correspondiente recolección y recogida de agua.

Como se había comentado, por tanto, el agua que llega a la depuradora de Jinámar procede de varias zonas de la isla; y aunque el 80% de la demanda total proviene de dos núcleos urbanos muy poblados (Telde y Las palmas), estás áreas se encuentran a una cota de altura similar a la se encuentra situada la estación de Jinámar, por lo que se hace uso de estaciones de bombeo en el sistema de recolección.

No obstante, el restante 20% de la capatación y tratamiento de aguas, procede de diferentes barrancos que recogen el agua de diversos sectores poblacionales, los cuales tienen en común su transcurso y recolección mediante el uso de la gravedad gracias al gradiente de cota con respecto a la planta.

Por un lado, se tiene el sector de Santa Brígida que lo conforman dos barrancos; El barranco de Las Goteras y el barranco de Dios con unas alturas de 324 y 321 metros sobre el nivel del mar respectivamente. El otro sector, denominado Valsequillo, lo constituyen los barrancos de Tecén y el Inglés, con cotas de 399 y 299 metros cada uno. En ambos secotres, se produce el mismo fónemo en el que al alzcanzar la cota donde se encuentran con los caudales procedentes de Telde y Las Palmas, se combinan con ellos impulsándose mediante bombeo para finalizar su trayectoria hasta la Edar.

Estas estaciones de bombeo se encuentran a una altura de entre 70 y 30 metros aproximadamente sobre el nivel del mar, dejando una diferencia de 251 metros en el barranco de Las Goteras, 278 metros en el barranco de Dios, 286 metros en el barranco de Tecén y 256 metros en el barranco del inglés desde su cota mas alta de captación y transporte de agua hasta las respectivas estaciones de impulsión.

Debido a la disposición que se tiene, se ha realizado el estudio de la implantación de turbinas para el aprovechamiento de la diferencia de potencial que existe entre las cotas máximas de captación de agua y las cotas a las que se encuentra el bombeo. El cálculo se realizó en función de los caudalímetros dispuestos en el entorno de los barrancos, los cuales tienen un diámetro DN 300 en la mayoría de los casos (diámetro que se supuso igual al de la tubería donde se encuentran instalados).

Gracias a la función de dichos caudalímetros, el Consejo Insular de Aguas aportó los datos de las medias de caudales mensuales de cada uno de los barrancos, que, junto con las cotas de altura anteriormente mencionados, contribuyen a la dimensión de las posibles turbinas a instalar.

Sector Santa Brígida Barranco de Las Goteras: 11,69 m^3/d.

Barranco de Dios: 789,91 m^3/d.

Sector Valsequillo Barranco de Tecén: 1.365,4 m^3/d.

Barranco del Inglés: 87,60 m^3/d.

Con todos estos datos se procede al estudio de las posibles turbinas que se pueden instalas aguas arriba de la estación de aguas residuales. Se ha de especificar que este potencial energético no se tuvo en cuenta en la simulación del proceso pues no fue posible conocer el estado y la disposición real de estas tuberías.

El agua de estos barrancos, como se dijo anteriormente, desciende por gravedad pudiéndose instalar varias turbinas en serie, debido a la gran distancia recorrida por las tuberías de transporte.

Figura 146: Foto de la trayectoria comprendida por uno de los barrancos. (Fuente: Consejo Insular de aguas, 2014)

Los sistemas de turbina-generador permiten bajos costos de instalación y procedimientos de mantenimiento simples, facilitando el trabajo de construcción. Este diseño también reduce el volumen de hormigón mediante el montaje del generador en la estructura de la turbina. El mantenimiento de las turbinas consiste en la sustitución de los rodamientos que debe de hacerse cada 5 años, y las correas de transmisión y aceite de lubricación cada año (Toshiba International Corporation 2016).

Las micro-turbinas tienen una presencia en grandes plantas de tratamiento de aguas residuales. La planta de tratamiento de aguas residuales en Point Loma, San Diego, utiliza el flujo de agua a través de la instalación para generar electricidad y venderla de nuevo a la San Diego Gas and Electric Company. El proyecto fue de 1,2 millones de dólares, incluyendo el coste de la turbina, de las tuberías, el coste eléctrico, las líneas de transmisión, el tiempo de ingeniería y otros trabajos relacionados con el proyecto; el que, fue parcialmente financiado por la Comisión de Energía de California y el Estado de California, con un total de 780.000 dólares. Esta planta de tratamiento genera 1,35 Megavatios de energía renovable utilizando turbinas hidroeléctricas (Capua, Dzwonkoski, and Harris 2014). Esta aplicación es un ejemplo de una planta de

tratamiento de gran integración de las tecnologías de turbinas hidroeléctricas en un sistema ya existente.

9.6.1.2 Cálculos de dimensionamiento

En un primer momento, se debe de calcular el potencial teórico obtenido en cada barranco, es decir, la energía que puede ser generada a partir de una turbina, la cual, es función de la cota de altura, el caudal, y de las constantes relativas, a saber, la densidad del agua, la aceleración de la gravedad y el factor de eficiencia. Toda esta interrelación de variables se conforma en la siguiente ecuación (Capua 2014).

$$P = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

Donde:

- P es la potencia (kW).
- ŋ es la eficiencia de la turbina (adimensional).
- ρ es la densidad del agua (kg/m^3).
- g es la aceleración de la gravedad (m/s^2).
- Q es el flujo de agua a través de la turbina (m^3/s).
- H es la altura (m).

La eficiencia (ŋ), es un factor de seguridad que representa las pérdidas debidas a la fricción a través de la turbina y el sistema de tuberías. Se asumió un valor de 85 %, al ser este comúnmente utilizado por las empresas de ingeniería para determinar la generación de energía aproximada producida por este tipo de sistemas.

La siguiente variable es la densidad del agua que fluye a través del sistema de la turbina (ρ). La densidad del agua es de aproximadamente 1.000 kg/m^3. Como se muestra en la siguiente tabla, los cambios de densidad son menores de un 1% con cambios de 40ºC de temperatura. Por lo tanto, la densidad se utiliza como un valor constante en la ecuación.

Temperatura (ºC)	Densidad (Kg/m^3)	% cambio en valor
0	999,8	0
10	999,7	0,01
20	998,2	0,16
30	995,7	0,41
40	992,2	0,76

Tabla 85: Valores de densidad. Recuperación de energía en las aguas residuales. (Fuente: Marissa Capua et all)

La tercera variable es la aceleración gravitacional (g), que es constante, con un valor de 9,81 m/s^2, seguido de la tasa de flujo volumétrico (Q). La velocidad de flujo de las aguas residuales depende del uso de agua local. Los caudales máximos ocurren entre las 08:00 a.m-16:00 p.m horas, y los caudales mínimos ocurren entre las 03:00-07:00 a.m horas. Estas variaciones de flujo son importantes cuando se realiza un estudio de viabilidad en profundidad debido a que afectarán a la cantidad de energía potencial del agua. Para este estudio, se utilizó las tasas de flujo volumétrico promedio que se describieron anteriormente, pues no entrará dentro del compendio del análisis energético posterior.

Por último, la altura (H), la cual variará en función del barranco. La combinación de todas las variables y constantes discutidas anteriormente, dan una salida de energía potencial con los siguientes resultados.

Barranco de las Goteras: 0,85 · 1.000 Kg/m^3 · 9,81 m/s^2 · 1,35.10^{-4} m^3/s · 251 m = 282,55 W.
Barranco de Dios: 0,85 · 1.000 Kg/m^3 · 9,81 m/s^2 · 9,14.10^{-3} m^3/s · 278 m = 21.187,46 W.
Barranco de Tecén: 0,85 · 1.000 Kg/m^3 · 9,81 m/s^2 · 0,016 m^3/s · 286 m = 38.156,98 W.
Barranco del Inglés: 0,85 · 1.000 Kg/m^3 · 9,81 m/s^2 · 1,01.10^{-3} m^3/s · 256 m = 2.156 W.

Potencia total = 61.782,99 W = 61,78 kW.

El siguiente paso se basa en la selección de la turbina a instalar. Tal y como se mencionó en la sección de microturbinas en tuberías, éstas se utilizan generalmente en aplicaciones de alturas inferiores a 30 metros o caudales pequeños. Si se dispone de condiciones superiores a las mencionadas (30 metros o 420 m^3/h), existe la posibilidad de instalarlas en paralelo/serie formando un sistema compacto. Se comercializan diferentes tamaños de turbinas; y cada una de ellas está diseñada para operar en un rango de condiciones de flujo y altura, lo cual, desemboca en un elevado grado de importancia a la hora de seleccionar la misma, que, a los efectos oportunos, permitirá una alta eficiencia.

Del análisis realizado en el capítulo cinco, referente al estado de arte de la tecnología de microturbinas, se determinaron las mejores opciones para este dimensionamiento.

Fabricante	Altura mínima (m)	Caudal (L/s)	Costo ($)	Potencia (kW)
Hydrocoil	3	20-80	6.500-13.000	2,4-9
Canyon	6	5,5-277	30.000-500.000	0,22-232
HS dynaminc Energy	1	8-2.300	N/D	0,3-100
Toshiba	2	29-3.500	7.000-30.000	2-200

Tabla 86: Características de los modelos de turbina seleccionados. (Fuente: Realización propia)

Otro de los cálculos que se deben de realizar en el dimensionamiento de la tecnología hidráulica serán las correspondientes pérdias por fricción dentro de tubería. El material de la tubería es un factor importante para el proyecto debido a que las pérdidas por fricción pueden afectar a la potencia de salida de la turbina. Algunos materiales que se utilizan comúnmente en sistemas de tratamiento de aguas residuales son acero, hierro dúctil alineado, y cemento alisado. En este caso se estima que es cemento alisado, y las pérdidas asociadas a dicho material, se determinan con la siguiente ecuación (Capua 2014).

$$h_f = f_D \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{V^2}{2g}$$

Donde:

- hf es la pérdida de carga debida a la fricción (m).
- L es la longitud de la tubería (m).
- D es el diámetro de la tubería (m).
- V es la velocidad promedio del flujo de fluido (m/s).
- g es la aceleración de la gravedad (m/s^2).
- f_D es el coeficiente de factor de fricción de Darcy (adimensional).

Conciendo el caudal de agua y la dimensión de la tubería, se puede obtener la velocidad promedio del flujo, haciendo usod de la siguiente ecuación.

$$V = \frac{Q}{A}$$

Donde:

- V es la velocidad (m/s).
- Q es el caudal volumétrico (m^3/s).
- A es el área de sección transversal de la tubería (m^2).

El coeficiente de factor de fricción de Darcy (f_D) se determinó emplenado el diagrama de Moody, basado en el número de Reynolds y la rugosidad relativa. En primer lugar, se calculó el número de Reynolds con la ecuación que se expone a continuación.

$$Re = \frac{\rho \cdot v \cdot d_h}{\mu}$$

Donde:

- Re es el número de Reynolds (adimensional).
- ρ es la densidad del agua (kg/m^3).
- V es la velocidad (m/s).
- d_h es el diámetro hidráulico (m).
- μ es la viscosidad dinámica ($N{\cdot}s/m^2$).

La densidad del agua se asumió que era 1.000 kg/m^3, el diámetro hidráulico (D_h) es igual al diámetro de la tubería y, por último, la viscosidad dinámica (μ) del agua a 20ºC (la misma temperatura usada para la densidad del agua) es 1,002 Ns/m^2.

El flujo es considerado laminar, de transición, o turbulento, si los números de Reynolds son menores de 2.300, entre 2.300 y 4.000, o mayor que 4.000, respectivamente.

Después de determinar el número de Reynolds, el siguiente paso en la determinación del factor de fricción de Darcy es el cálculo de la rugosidad relativa. La rugosidad relativa se calculó con la ecuación siguiente (Houghtalen, Hwang, and Akan 2016).

$$r = \frac{k}{d}$$

Donde:

- r es la rugosidad relativa (adimensional).
- k es la rugosidad de la superficie de la tubería (m).
- d es el diámetro de la tubería (m).

Para el cemento alisado, la rugosidad tiene un valor de $3{,}048 \times 10^{-4}$ m.

El paso final en la determinación del factor de fricción de Darcy es el de utilizar el diagrama de Moody.

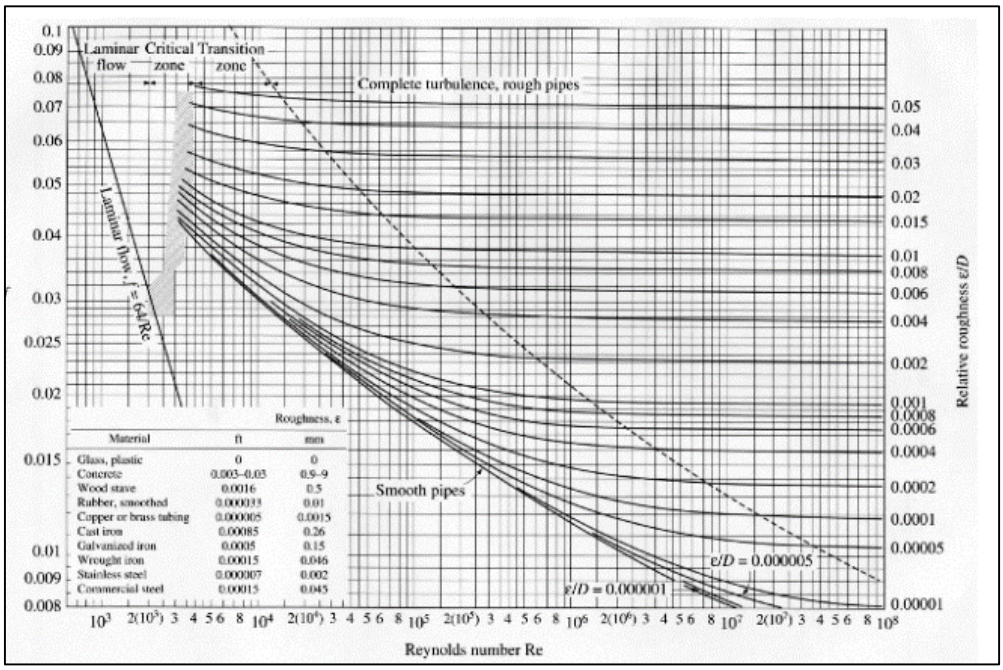


Figura 147: Diagrama de Moody. (Fuente: Adaptado de White, 2013)

No obstante y en todos los casos de dimensionamiento que se están llavando a cabo, el fluido es enviado en condiciones de flujo laminar (Re ≤ 2.100), y por tanto, el factor de fricción solo depende del número de Reynolds, calculándose a partir de la ecuación de Hagen-Poiseuille (Anaya-Durand et al. 2014):

$$f_D = \frac{64}{Re}$$

Dado que el número de Reynolds es dependiente del flujo y no del tipo de material empleado en la tubería, en el caso de que se produjera un cambio de material a lo largo de la misma, el valor permancería constante.

Con arreglo a todo lo anteriormente se procede al cálculo de las pérdidas de carga cada uno de los barrancos.

Barrancos	***Área (m^2)***	***Velocidad (m/s)***	***Reynolds***	***F.fricción***	***Pérdidas fricción (m)***
Las Goteras	0,071	$1{,}9.10^{-3}$	0,56	114,28	0,017
Dios	0,071	0,13	38,9	1,64	1,31
Tecén	0,071	0,22	65,87	0,97	2,28
Inglés	0,071	0,014	4,19	15,27	0,13

Tabla 87: Cálculo de las pérdidas de fricción en cada uno de los barrancos. (Fuente: Realización propia)

Una vez consideradas las pérdidas por fricción, se procede al estudio del potencial de los barrancos por separado. Se ha de tener en cuenta que sólo se trata de un análisis estimativo de todos ellos, pues el agua que circula por las tuberías es totalmente cruda (alta densidad) y, por tanto, para el correcto funcionamiento de las tuberías se necesita de la instalación previa de pretratamiento que evite las intrusiones de los residuos de mayor tamaño que puedan llegar a obstruir la turbinas y gestione dicho residuo.

Barranco de las Goteras.

Se dispone de un caudal de 11,69 m^3/d o lo que es lo mismo, de 0,13 L/s. Una altura de 250,98 metros y un diámetro de 30 cm (12”).

Introduciendo el dato en el catálogo de microturbinas realizado, se encuentra que la empresa que mejor se adapta a este caudal es la turbina de Hydrocoil de 12” de diámetro. Esta turbina proporciona una potencia de 2 kW máximo y al tener un caudal tan pequeño se ha estudiado la posibilidad de una única implantación para aprovechar una velocidad mayor al final de la cota consiguiendo dicha potencia.

Barranco de Dios.

Se dispone de un caudal de 789,91 m^3/d o lo que es lo mismo, de 9,14 L/s. Una altura de 276,7 metros y un diámetro de 30 cm (12”). Para este caso se encuentra las turbinas de la empresa Canyon, las más ajustables según sus diseños establecidos.

Net Head (feet)	Canyon 751			Canyon 9513			Canyon 1220			Canyon 1525			Canyon 2435		
	CFS	HP	RPM	CFS	HP	RPM	CFS	HP	RPM	CFS	HP	RPM	CFS	HP	RPM
20	0.196	0.3	483	0.44	0.6	381	0.77	1.2	302	1.20	1.9	241	2.35	3.7	151
30	0.239	0.5	592	0.54	1.2	467	0.94	2.2	370	1.47	3.5	296	2.88	6.9	185
40	0.276	0.8	683	0.62	1.9	539	1.08	3.4	427	1.69	5.4	341	3.32	10.6	213
50	0.309	1.2	764	0.70	2.8	603	1.24	5.3	477	1.93	6.6	382	3.71	15.8	238
60	0.338	1.6	837	0.76	3.8	661	1.35	6.9	523	2.12	10.8	418	4.15	21.2	261
70	0.366	2.1	904	0.82	4.9	714	1.46	8.7	565	2.29	13.7	452	4.48	26.7	282

Tabla 88: Catálogo de turbinas Canyon. (Fuente: Canyon Hidropower, 2014)

Como se puede observar, la alternativa más viable es la elección del modelo Canyon 751 con una altura de 50 pies. Pues el caudal del barranco es de 0,32 CFS (pies cúbicos/segundo). Este modelo aporta 1,2 HP (0,89 kW) de potencia, y teniendo en cuenta la altura necesitada y la que se tiene, se podía realizar una instalación de 9 turbinas de este tipo dejando el doble de la distancia entre cada una y obteniendo un total de 8,01 kW.

Barranco de Tecén.

Se dispone de un caudal de 1.365,4 m^3/d o lo que es lo mismo, de 15,8 L/s. Una altura de 283,72 metros y un diámetro de 30 cm (12”).

Con este caudal, que corresponde a 0,56 FCS, y empleando la disposición de la marca canyon, se selecciona el modelo Canyon 9513. Con una altura de 30 ft obteniendo una potencia de 1,2 HP (0,89 kW), que, en función de la cota y la altura necesaria, posibilita la instalación de 15 turbinas en serie, lo que produce 13,35 kW en total.

Barranco del Inglés.

Se dispone de un caudal de 87,6 m^3/d o lo que es lo mismo, de 1,04 L/s. Una altura de 255,87 metros y un diámetro de 30 cm (12”). Introduciendo el dato en el catálogo de microturbinas realizado, se encuentra que la empresa que mejor se adapta a este caudal es la turbina de Hydrocoil de 12” de diámetro. Esta turbina proporciona una potencia de 2 kW máximo y al tener un caudal tan pequeño se ha estudiado la posibilidad de una única implantación para aprovechar una velocidad mayor al final de la cota consiguiendo dicha potencia.

Sumado las potencias de cada barranco y multiplicando por el tiempo de funcionamiento de la turbina, se obtiene la producción energética total.

$$E = (2 + 8{,}01 + 13{,}35 + 2)\ kW \cdot 24\ horas \cdot 365\ días = 222{,}15\ MW/anuales$$

Como se expuso con anterioridad, esta tecnología aguas arriba solo se ha descrito para llegar a conocer el grado de recuperación energética que se podría alcanzar en la planta. No obstante, no se tendrá en cuenta a la hora de realizar la simulación de autoconsumo energético. El criterio de exclusión se debe a la necesidad de implantación de un pretratamiento que evite el taponamiento de cada una de las turbinas; y aunque las turbinas pelton son las que mejor se adapatan a este tipo de aplicaciones de aguas residuales, sigue exisitiendo la problemática y necesidad del previo tratamiento y gestión del desecho presente aguas arriba de la planta.

9.6.2 Aguas abajo

9.6.2.1 Tratamiento de los datos

Una de las razones por las que se seleccionó la depuradora de Jinámar como ejemplo prototipo de instalación de las tecnologías que reducen e incluso anulan la demanda energética, es por la existencia de un salto de agua dentro de la misma, la cual, se puede observar en la siguiente ilustración.

Figura 148: Foto del salto de agua en la Edar de Jinámar. Aguas abajo. (Fuente: realización proia)

Esta imagen se corresponde con la salida del agua tras el tratamiento MBRO, la cual se almacena y posteriormente, se dirige por una tubería de DN 500 hacia el mar, habiendo entre medias este salto de agua.

El diámetro de la tubería, en comparación con los demás pertenecientes a la planta (DN280), se dimensionó para tartar un mayor volumen porque se esperaba añadir el rechazo de salmuera proveniente del proceso de electrodiálisis reversible, que en estos momentos se encuentra fuera de servicio. Además, también cuenta con un By-Passeo general de la planta, el cual se emplea en un momento de avería o parada completa de la instalación.

El caudal de agua de salida varía dependiendo del tramo horario, pero por estimación de los operarios de la propia planta, transcurren 180 m^3/h de 08:00 a 24:00 horas y 120 m^3/h de 24:00 a 08:00 horas. Todo ello teniendo en cuenta que del depósito de agua tratada se bombean unos 60 m^3/h hacia el campo de golf “El Cortijo” las 24 horas del día. También se ha descontado unos 15 m^3/h de continuo de agua de servicios que retorna a planta para todo tipo de usos internos: limpiezas, preparación de productos químicos, dilución de polímeros, humidificación de las torres de desodorización, etc. Si no se produjese esta división se puede hablar de cerca de los 240-250 m^3/h de agua de salida.

Se introduce el promedio de los caudales disponibles para la turbina hidráulica de cada mes en el programa HOMER, el cual emplea unidades de litros por segundo. A partir de ahí se crea la base de datos con los 8.760 valores que representan el flujo de corriente promedio, para cada hora del año y que se empeará en el siguiente capítulo de cálculo de autonconsumo. Se observa que que el caudal a nivel mensual es prácticamente constante habiendo unicamente la variante horaria en función del momento del día.

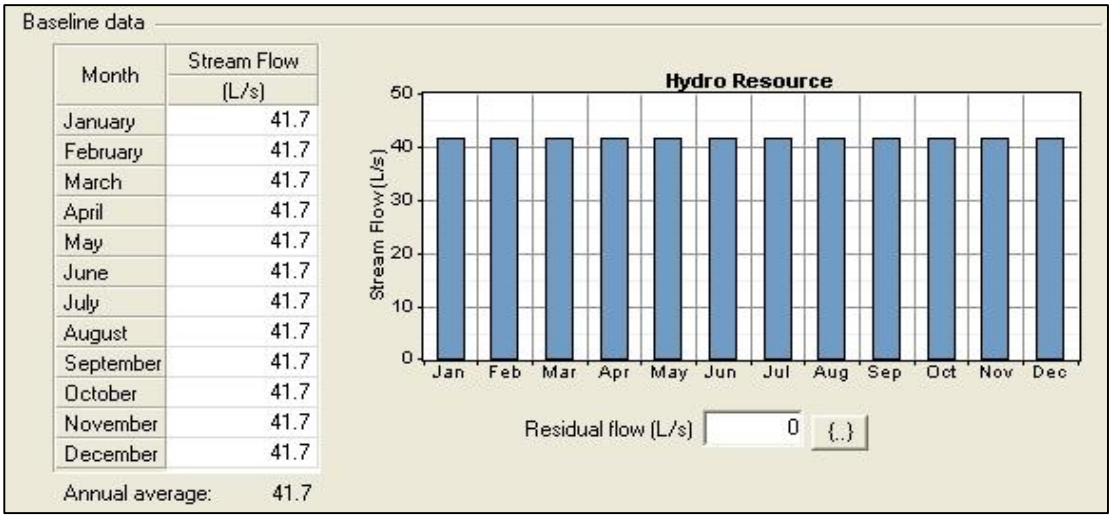


Figura 149: Evolución del caudal a escala mensual para la generación de energía hidráulica. (Fuente: Elaboración propia)

La cota de rebose del agua depurada en el depósito es de 8 metros con respecto a la cota donde se mezclaría el agua tratada con el agua procedente del by-pass que es de 3,05 metros. Con esto se consigue un salto de 4,95 m. Se puede observar de manera gráfica en el siguiente plano con la sección del salto de agua.

Al ser un salto vertical, se realiza la suposición de que la altura neta es similar a la altura del salto ya que no se producen pérdidas por fricción o rozamiento en las tuberías.

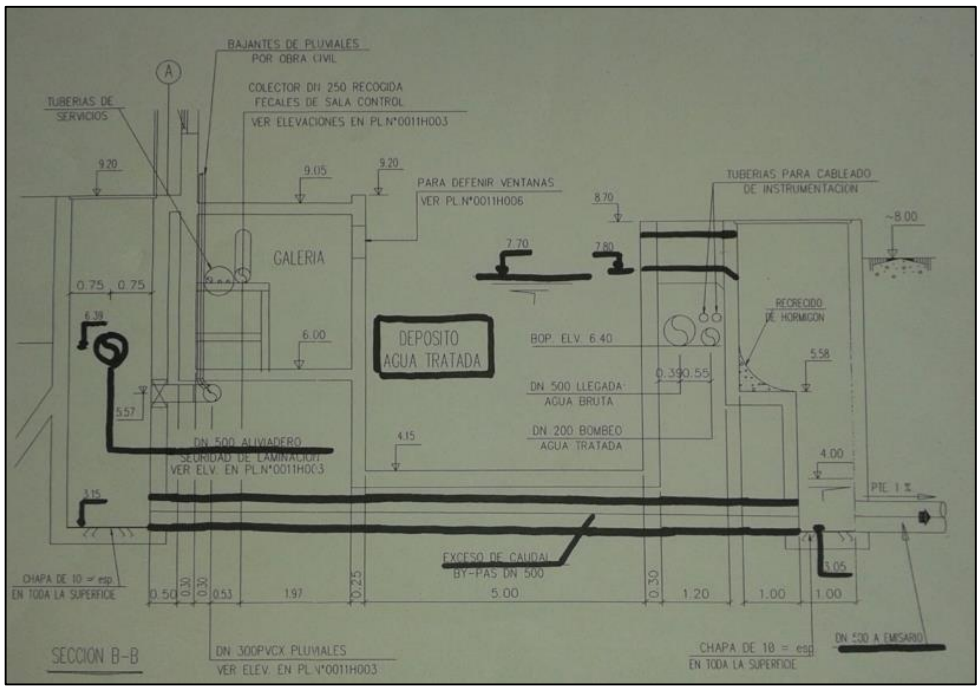


Figura 150: Plano del emplazamiento de la turbina. (Fuente: Consejo Insular de Aguas).

9.6.2.2 Cálculos de dimensionamiento

Como se tienen dos caudales distintos en función de las horas de trabajo, para cada uno de ellos el potencial hidroeléctrico teórico se puede calcular de acuerdo con:

$$P = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H$$

Donde:

- P es la potencia (kW).
- ρ es la densidad del agua (kg/m^3).
- g es la aceleración de la gravedad (m/s^2).
- Q es el flujo de agua a través de la turbina (m^3/s).
- H es la altura neta (m).

De esta manera, las máximas potencias que podrían ser extraídas en cada régimen horario del sistema son:

$P_{teórica}$ = 1.000· 9,81·0,05 · 4,95 = 2,45 kW.

$P_{teórica}$ = 1.000·9,81·0,033 · 4,95 = 1,60 kW.

A esto hay que añadirle el rendimiento de la turbina para poder obtener la potencia mecánica real. Este rendimiento se ha extraído de bibliografía y corresponde a un 70% (Forget 2011).

$P_{mecánica}$ = 2,45 · 0,7 = 1,715 kW.

$P_{mecánica}$ = 1,60 · 0,7 = 1,14 kW.

Para poder calcular la potencia eléctrica de producción de la turbina, hace falta tener el cuenta el rendimiento del inversor que corresponde a un 85% (Vargas, Alarcón, and Fajardo 2011).

$P_{eléctrica}$ = 1,715 · 0,85 = 1,46 kW.

$P_{eléctrica}$ = 1,14 · 0,85 = 0,97 kW.

Y teniendo en cuenta que el flujo de agua tiene los dos horarios en función del caudal, y que la planta opera las 24 horas del día, se pude obtener la energía producida por la turbina anualmente.

E_1 = 1,46· 5.840= 8.526,4 kWh de 08:00 a 24:00 horas.

E_2 = 0,97· 2.920 = 2.832,4 kWh de 24:00 a 08:00 horas.

Con el fin de proceder a la selección de una turbina, y observando el caudal de operación, su variante en función de las horas de la jornada y el potencial téorico obtenido, se puede confirmar que se trabaja en un rango de micro, o incluso, pico-turbinas. Por tanto, los ábacos empleados para la selección de la misma, (basados en el caudal y la altura neta), comprenderá las turbinas de menor tamaño.

La solución más optimizada a la hora de seleccionar turbinas que actualmente se encuentran en el mercado, consiste en instalar dos pequeñas turbinas en paralelo de 20 l/s cada una (pues la relación caudal/altura es bastante limitada).

La turbina tiene bridas de entrada y de salida de 100 mm, se debe de hacer un by-pass a la tubería de 500 mm para instalar las turbinas y posteriormente volver a conectar a dicha tubería. Normalmente se by-passea una válvula. La turbina seleccionada es la picoturbina XL 100-A de la

empresa tecnoturbines. Tanto la ficha técnica como el presupuesto de las mismas se encuentran en el apartado 5.6 de la sección de anexos.

Dicha turbina es capaz de apoyar el autoabastecimiento en emplazamientos remotos o aislados a red, sirviendo de apoyo a otro tipo de instalación renovable productora de energía. Se adjunta un esquema y foto de la misma.

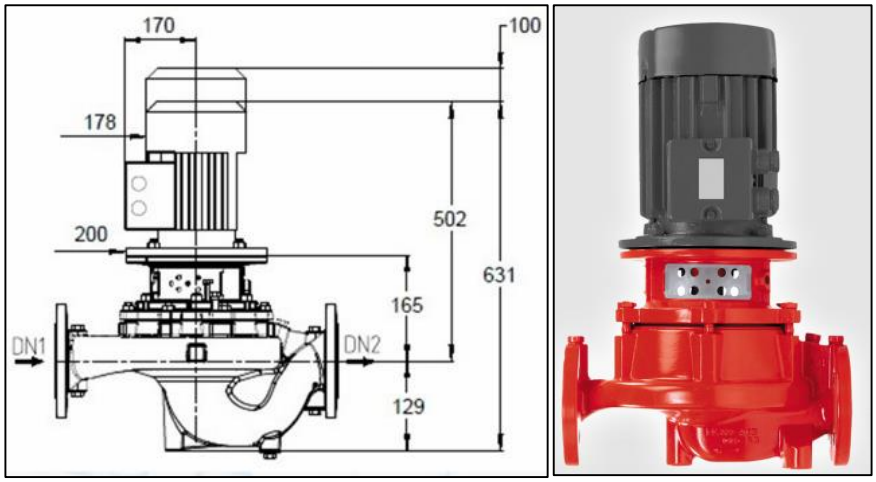


Figura 151: Picoturbina XL 100-A para saltos de agua hidráulicos. (Fuente: Tecnoturbines Powering Water)

Al instalar dos unidades, el costo de capital asciende a 4.996,08€ (2.498,04€/unidad). El reemplazo de ambas turbinas se estima en un 90% del costo capital (4.496,47€) y el mantenimiento de las turbinas se puede acarrear un costo de 700€ anuales, aproximadamente; además que las turbinas tienen una garantía de dos años (Tecnoturbines 2018).

Capítulo 10. Sistema de control

10.1 Simulación con la herramienta HOMER

En un primer momento, se llevó a cabo una aproximación del sistema de integración energética en la Edar de Jinámar con el programa de simulación HOMER (Hybrid Optimisation Model for Electric Renewables); desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables del estado de Colorado (EE. UU) en 1993, capaz de realizar análisis en entornos conectados a la red o aislados de la misma. Esta herramienta simula el rendimiento anual de muchas configuraciones de sistemas diferentes para un conjunto específico de fuentes de energía encontrando la configuración menos costosa que satisfaga las restricciones técnicas a través de balances energéticos a escala horaria. También realiza análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de un cambio en cualquiera de los parámetros de entrada(Lilienthal 2009). El programa está disponible para su descarga gratuita en: http://www.homerenergy.com/.

En este caso, se ha empleado especialmente como herramienta de soporte a la metodología de planificación y operación de suministro energético. Para comenzar se deben definir los equipos que configuran el sistema.

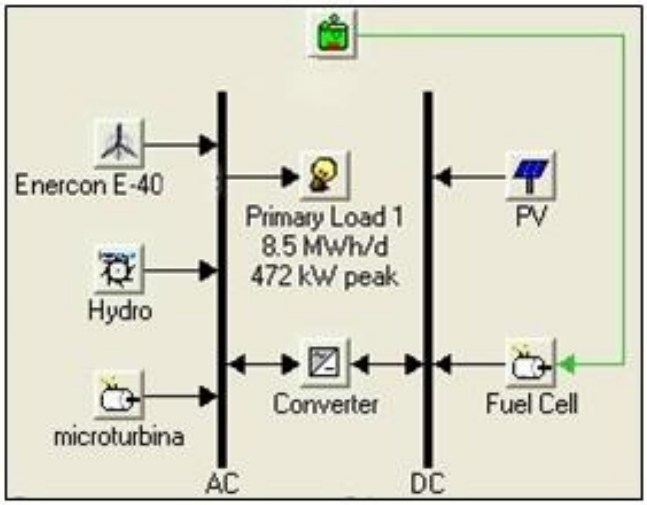


Figura 152: Sistema de autoabastecimiento energético en la Edar de Jinámar. (Fuente: Realización propia)

Posteriormente se introducen o se obtienen del propio programa una bateria de datos horarios de cada una de las fuentes de recurso energético, que ayuda a discretizar mucho más el dimensionamiento de las tecnologías estudiadas. El principal problema es el objetivo y fundamento que lo rige, ya que no corresponde al mismo establecido como base para este proyecto, pues, dentro del Homer, el mayor interés se basa en la obtención de un estudio rentable económicamente (emplea costo de la energía generada como sustento), mientras que en el caso de este trabajo, lo más destacado es la disminución de la emisión de los gases de efecto invernadero, y el correspondiente impacto ambiental que esta huella de carbono implica, procurando conjuntamente que el proyecto sea viable económicamente.

En la siguiente ilustración se observan los sistemas que Homer seleccionó como rentables y fiables.

PV (kW)	E-40	Hydro (kW)	bld (kW)	MP (kW)	Conv. (kW)	Reformer (kg/hr)	Initial Capital	Operating Cost ($/yr)	Total NPC	COE ($/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	2	1.94			50		$ 2,308,854	40,254	$ 2,823,435	0.133	1.00	0.68
	2	1.94	31.5		50	30	$ 2,328,267	40,290	$ 2,843,304	0.134	1.00	0.68
	2	1.94		4	50		$ 2,378,854	41,385	$ 2,907,892	0.135	0.99	0.67
	2	1.94	31.5	4	50	30	$ 2,398,267	41,421	$ 2,927,761	0.136	0.99	0.67
100	2	1.94			50		$ 2,482,004	39,991	$ 2,993,223	0.134	1.00	0.65
100	2	1.94	31.5		50	30	$ 2,501,417	40,027	$ 3,013,092	0.135	1.00	0.65
100	2	1.94		4	50		$ 2,552,004	41,104	$ 3,077,452	0.136	0.99	0.64
100	2	1.94	31.5	4	50	30	$ 2,571,417	41,140	$ 3,097,321	0.137	0.99	0.64

Figura 153: sistemas de implantación de energías renovables simulados con Homer en la Edar de Jinámar. (Fuente: Realización propia)

Homer realiza simulaciones de tiempo horarias de cada solución y elimina aquellas soluciones que no satisfacen las condiciones operativas establecidas. Tras el esfuerzo y prueba de cálculo de numerosas simulaciones, se llega a la conclusión de varios conceptos.

Estas simulaciones, presentan en la mayoría de los casos, los parámetros e instalaciones dimensionados en el capítulo anterior, confirmando que se trabajaba en la línea correcta. No obstante, la herramienta aconseja la instalación de otro modelo de aerogenerador mas potente, el Enercon E 40/ 6.44 de potencia nominal 600 kW. La curva de potencia produce una mayor energía, la cual, se encuentra mas acorde a la demanda especificada. Se expone la siguiente curva a continuación y las especificaciones técnicas se ajuntan como anexo 5.7.

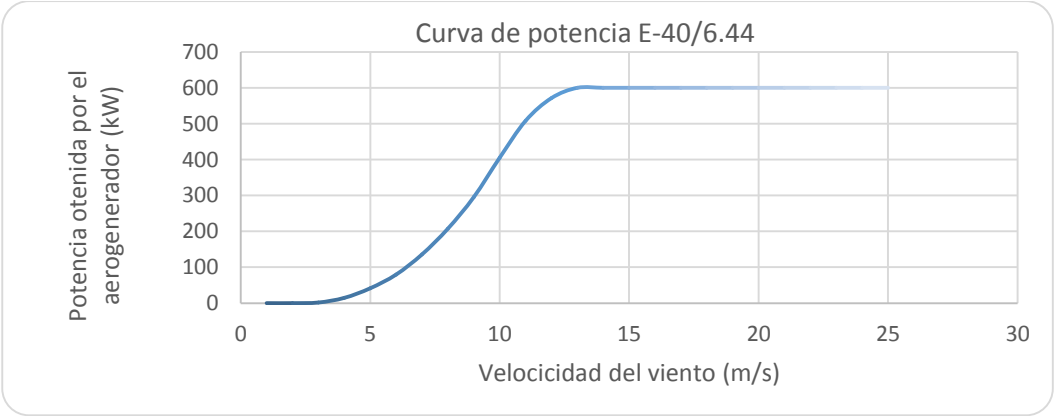


Figura 154: Curva de potencia del aerogenerador Enercon E-40/6.44. (Fuente: Enercon GmbH)

El costo que tiene el nuevo aerogenerador, así como el reemplazo del mismo y el coste de operación y mantenimiento (O&M) se exponen a continuación, a expensas de emplear dichos valores en el posterior análisis económico: 443.300€ de costo capital (dato proporcionado por la Asociación Danesa de la Industria Eólica que en dólares y al cambio estipulado el día 19/02/2018 son unos 550.000$). El coste de reemplazo es el coste de un nuevo aerogenerador sin los costes de obra, que es alrededor del 80% del coste capital, por tanto, se asume un coste de 354.640€; y los costes de operación y mantenimiento suponen un 1,75% del capital, que son unos 7.757,75€ al año. Dispone de la misma vida útil que el aerogenerador dimensionado previamente (25 años).

Otras de las características a destacar son la posibilidad de la ampliación de dos aerogeneradores, o la implantación del doble de la potencia solar instalada en el capítulo de

tratamiento de los datos. En este aspecto, se debería de tener en cuenta el Decreto 32/2006 de 27 de marzo, por el que se regula la instalación y explotación de los parques eólicos en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias. Dicho Decreto, estipula que la distancia mínima entre dos aerogeneradores de una misma línea no será inferior a dos diámetros de rotor. Las demás distancias de seguridad (entre un aerogenerador y una vivienda 150 metros y 250 metros respecto de un núcleo habitado) se cumplen gracias a la ubicación de la Edar.

Pero a todo lo anteriormente mencionado, hay que añadir que en este proyecto la prioridad de producción de electricidad empleada será la correspondiente con las tecnologías internas a la planta, pues se tiene que aprovechar el potencial que la depuración brinda a la energía limpia. Además, la aplicación de estas tecnologías en la Edar se pretende realizar con integración directa en la estación, haciéndose necesario el empleo de un programa que nos permita llevar a cabo estas dos condiciones a la vez que una simulación, para poder establecer un estudio de control. Es por ello que se ha hecho uso del programa matlab para este desarrollo.

10.2 Sistema de control con la herramienta Matlab

Matlab es un lenguaje matemático de alto nivel con un entorno interactivo para el cálculo numérico, la visualización y la programación. Mediante este programa informático es posible analizar datos, desarrollar algoritmos y crear modelos o aplicaciones. El lenguaje, las herramientas y las funciones matemáticas incorporadas permiten explorar diversos enfoques y llegar a una solución antes que, con hojas de cálculo o lenguajes de programación tradicionales, como pueden ser C/C++ o Java™. A su vez, se puede utilizar en una gran variedad de aplicaciones, tales como procesamiento de señales y comunicaciones, procesamiento de imagen y vídeo, sistemas de control, pruebas y medidas, finanzas computacionales y biología computacional. Más de un millón de ingenieros y científicos de la industria y la educación utilizan Matlab, el lenguaje del cálculo técnico.

En este estudio, y de acorde con las prioridades predefinidas y las directrices marcadas por el programa HOMER, se han concretado cuatro escenarios de acción que se desean estudiar con más detenimiento y que son los siguientes:

- ***Escenario 1***: Empleo del potencial de la pila de combustible procedente de la digestión anaerobia, de la energía producida tanto por el sistema hidráulico externo, como por el hidráulico interno a la depuradora y la implantación de un aerogenerador.

- ***Escenario 2***: Empleo del potencial de la pila de combustible procedente de la digestión anaerobia, de la energía producida tanto por el sistema hidráulico externo, como por el hidráulico interno a la depuradora y la implantación de un aerogenerador además de una instalación fotovoltaica de 100 kW.

- ***Escenario 3***: Empleo del potencial de la pila de combustible procedente de la digestión anaerobia, de la energía producida tanto por el sistema hidráulico externo, como por el hidráulico interno a la depuradora y la implantación de un aerogenerador además de una instalación fotovoltaica de 200 kW. En este caso, se empleará otra instalación solar similar a los flancos de la estación de aguas residuales.

- ***Escenario 4***: Empleo del potencial de la pila de combustible procedente de la digestión anaerobia, de la energía producida tanto por el sistema hidráulico externo, como por el hidráulico interno a la depuradora y la implantación de dos aerogeneradores. Tal y como

se comentó con aterioridad, al emplear dos aerogeneradores se deberá de tener en cuenta el criterio de sensibilidad de los mismos, que implica una separación entre ambos que ha de ser mayor a dos veces al diámetro del rotor de los mismos, consiguiendo la eliminación de pérdidas de rendimiento entre ambos. En el caso del emplazamiento del proyecto no hay ningún problema para una correcta instalación del sistema.

Una vez definidos los cuatro escenarios que se van a desarrollar, y antes de llevar a cabo sus códigos de escritura (anexo 6), se procede a la introducción de los parámetros a analizar que serán los siguientes:

- 8.760 valores que representan los datos horarios de potencia total de un año de demanda en la estación de aguas residuales de Jinámar. Calculados a partir de un estudio horario de las potencias de los equipos de la depuradora (ver anexo 4.2).
- 8.760 valores que representan la potencia obtenida por las tres pilas de combustible que transforman en electricidad el hidrógeno procedente de la digestión anaerobia de los lodos de depuradora.
- 8.760 valores procedentes de la potencia sustraída de la micro-turbina Toshiba E-kids instalada en una de las tuberías internas de la planta.
- 8.760 valores de potencia obtenidos de las dos picoturbinas XL 100-A que se incorporaron en un pequeño salto de agua que se encuentra en la zona externa, aguas abajo de la depuradora.
- 8.760 datos correspondientes con la potencia obtenida a través de la instalación de un sistema solar de 100kW de potencia.
- 8.760 datos correspondientes con la potencia obtenida a través de la instalación de un sistema solar de 200kW de potencia.

  8.760 valores que representan la velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador seleccionado, en la zona geográfica donde se encuentra la estación.
- Lo datos que corresponden a la curva de potencia del aerogenerador Enercon 40/6.44 de 600 kW de potencia nominal.

Todos estos datos se definen como vectores, y se cargan en el programa con el nombre de datos.mat, refiriéndose la mayoría a términos de potencia salvo en el caso del recurso eólico donde lo guardado se expresa por un lado en velocidad de viento y por otro, a la potencia otorgada por la curva del aerogenerador. Es por ello que lo siguiente a desarrollar será la obtención de la potencia que el aerogenerador produce en función de los 8.760 datos de velocidad de viento en la estación depuradora. Este proceso se lleva a cabo mediante la elaboración de un bucle “for (para)”en el que desde el primer valor del vector velocidad, hasta su “longitud total (valor final)”, se lee y se realiza la ecuación de una recta para poder tener en cuenta los datos decimales de cada uno de ellos, pues el matlab de entrada trabaja con números enteros; obteniendo en primer lugar la pendiente de la misma como resultado del conciente entre el valor superior e inferior de la potencia a esas velocidades, que introducidas en la ecuación proyectan los valores de las potencias deseadas.

Una vez obtenidos todos los vectores de potencia de las siguientes tecnologías y de la demanda anual se procede al desarrollo del estudio estacionario discretizado a escala horaria de los diferentes escenarios. La diferencia que el programa observará en cada uno de ellos será la potencia total ofertada, pues será la suma de las tecnologías a instalar respectivamente.

Se harán diferentes estudios con todos los escenarios y se irán reduciendo y detallando a la vez que se observe cual de ellos será más rentable para el proyecto.

10.2.1 Estudio anual de los diferentes escenarios

En este apartado se analiza cada escenario por separado para ver la demanda anual que se debe de suplir y la energía que se puede aportar con las tecnologías instaladas. Al representar un estudio horario, el término potencia y energía será el mismo en cada escenario porque el diferencial de tiempo corresponde a la unidad.

En primer lugar, se traza uno vector de energía ofertada y otro de energía demandada para que el programa conozca las dimensiones del estudio. Mas adelante se expone que ambos vectores se inician en la posición uno, terminando este código con un bucle “for (para)” en el que, desde la primera hora, hasta la ultima del año (8.760) dentro del vector energía ofertada se realiza el sumatorio de las potencias de las tecnologías aplicadas en cada escenario hora a hora y dentro del vector energía demandada se produce el sumatorio de las potencias de cada hora de demanda de la depuradora.

El vector de energía almacenada almacena el sumatorio de la diferencia entre la energía ofertada y la energía demandada a cada hora, observándose así la variación de la energía almacenada a lo largo del tiempo, para ello se va a ir sumando la diferencia de energía acumulándola en otro vector. Se finaliza el bucle con el termino “end (final)”.

Con estos cálculos se puede representar en cada escenario tres figuras o diagramas. El primero representará la potencia total instalada hora a hora en el cómputo del año. En el segundo se observa esa misma potencia frente a la demanda en potencia anual horaria. El tercer diagrama representa la energía ofertada, la energía demandada y la variación de la diferencia entre ellas a lo largo del tiempo, o lo que es lo mismo, la variación de la energía almacenada.

A continuación, se exponen las tres gráficas de los distintos escenarios. Antes de todo observa la gráfica de la demanda anual horaria, objetivo a cubrir.

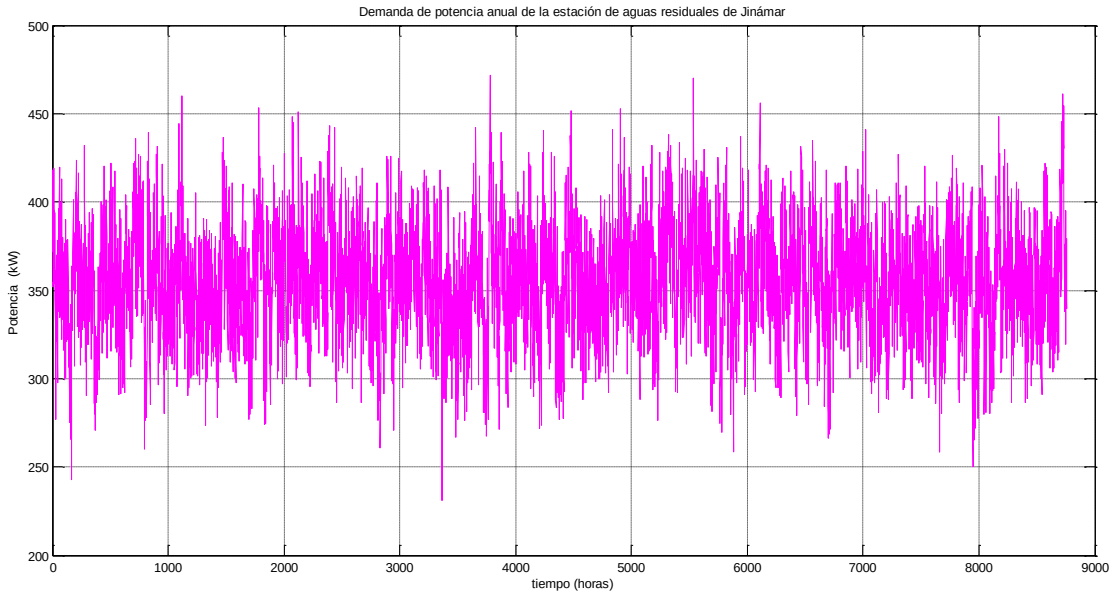


Figura 155: Pontencia demandada en la estación de tratamiento de aguas residuales de Jinámar anualmente. (Fuente: realización propia)

Como se puede observar, la demanda de la estación es bastante constante, produciéndose las mismas fluctuaciones de manera reiterada pues trabaja las 24 horas del día y tiene el mismo

grado de variación cada ocho horas. El aumento de potencia se debe a la puesta en marcha de las bombas del tratamiento de la línea de fangos.

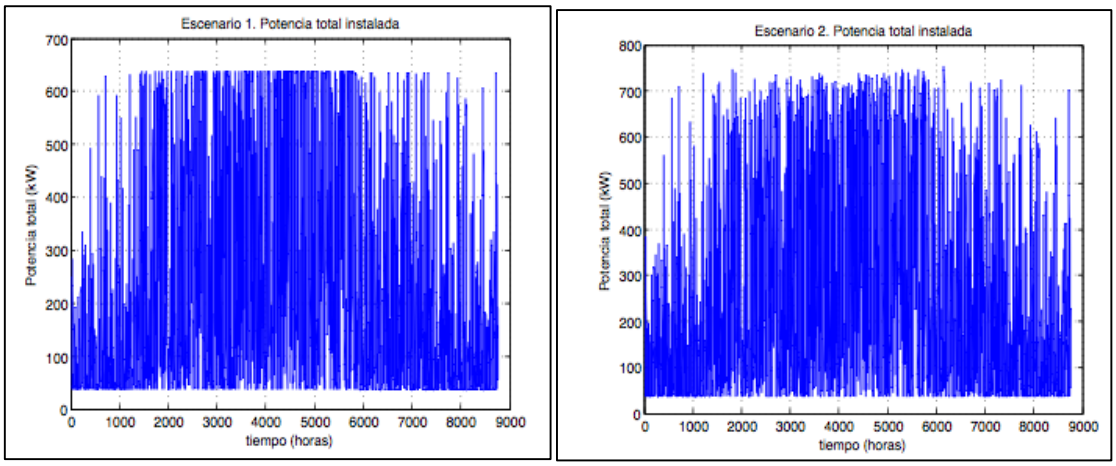


Figura 156: Potencia total instalada. Sumatoria de las tecnologías renovables en el escenario 1 y 2. (Fuente: realización propia)

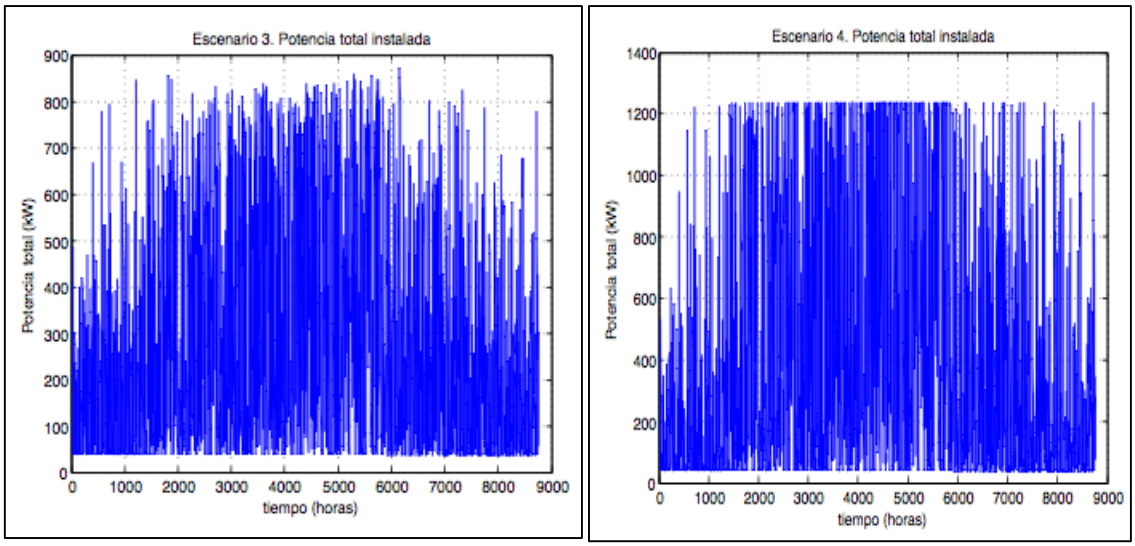


Figura 157: Potencia total instalada. Sumatoria de las tecnologías renovables en el escenario 3 y 4. (Fuente: realización propia)

De las gráficas de potencia total instalada, se observa el aumento la misma al ir cambiando de escenario. Fenómeno lógico puesto que el sumatorio de instalaciones renovables productoras de energía se incrementa en cada uno de ellos.

En el escenario uno, la potencia máxima la aporta el aerogenerador (potencia nominal de 600 kW), siendo este el mayor valor obtenido en la gráfica si se resta la potencia constante de las tecnologías internas. El escenario dos muestra una aportación al escenario uno del orden de 100 kW en algunos momentos del año (aproximadamente los meses de verano) pues se introdujo la tecnología fotovoltaica. Algo que se asemeja al escenario tres pues tiene la misma configuración, salvo en el hecho de que en ocasiones aporta 200 kW más que el escenario uno, confirmando la correcta instalación solar (representando el doble que el escenario dos).

El escenario cuatro es el de mayor potencial instalado, llegando a los 1.200 kW, pues se implantan dos aerogeneradores de 600 kW. Se combrueba una similitud con el escenario uno, ya que en ambos casos no se implanta la tecnología solar.

Para una mejor visualización del constraste entre la potencia demanda y producida en planta, se exponen dos gráficas en las que se solapan ambas acciones.

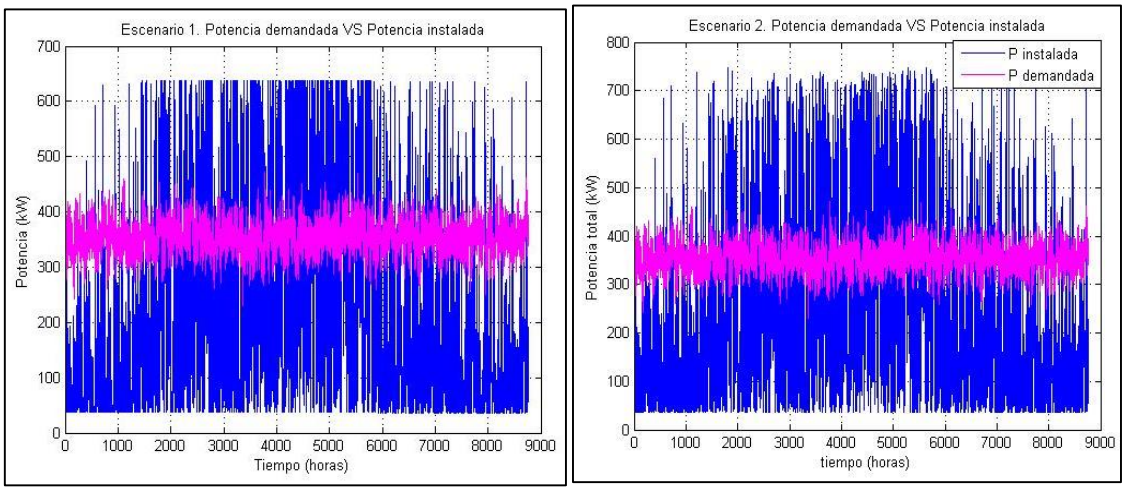


Figura 158: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 1 y 2. (Fuente: realización propia)

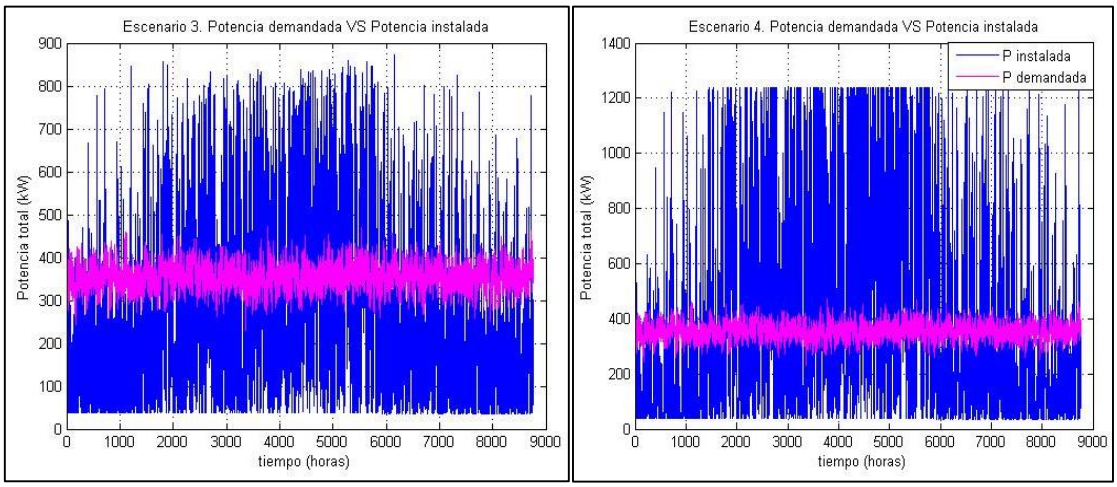


Figura 159: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 3 y 4. (Fuente: realización propia)

Anque en las cuatro figuras anteriores cueste comprobar visualmente que en la mayoría de los escenarios la potencia instalada no cubre la demandada, este fenómeno se produce puesto que hay muchas horas que tienen un vacío de potencia bastante pronunciado, mientras que la demanda es totalmente constante a lo largo del tiempo. La mejor manera de expresar este proceso de forma gráfica, es ir haciendo un sumatorio progesivo horario, y con ello, observar tanto el consumo (color rojo) como la producción renovable (color verde) acumulada, observando en la resta de ambos vecotres, la evolución del alamcenamiento (color amarillo). Las siguientes cuatro representaciones, muestran el sumatorio de cada uno de los escenarios.

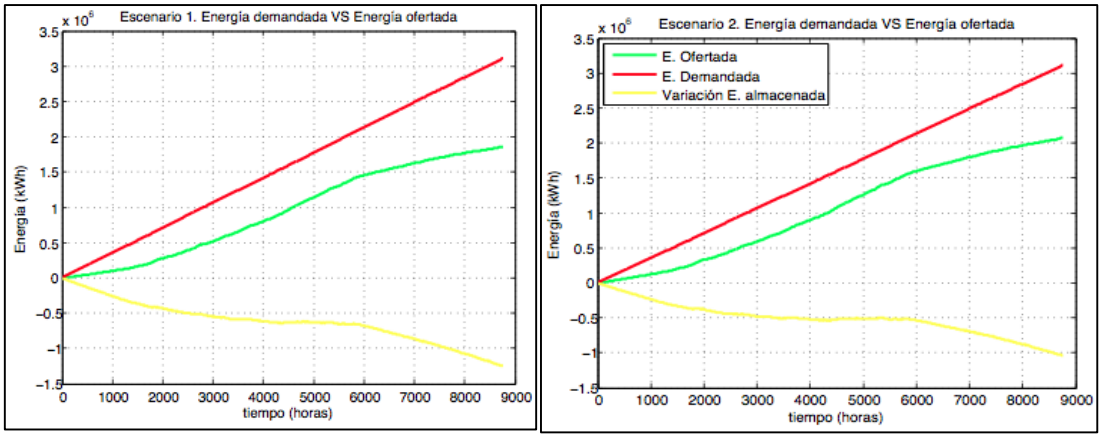


Figura 160: Consumo, producción y almacenamiento acumulado. Escenario 1 y 2. (Fuente: realización propia)

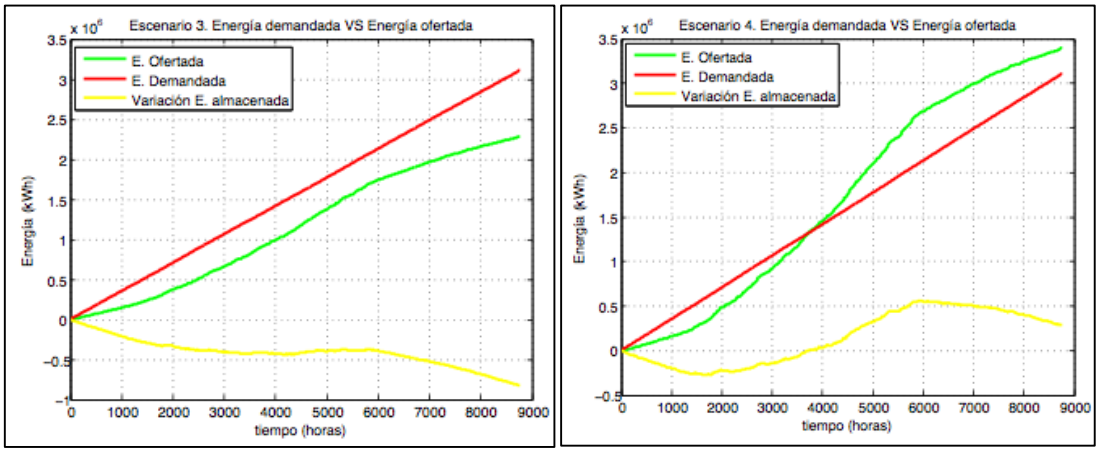


Figura 161: Consumo, producción y almacenamiento acumulado. Escenario 3 y 4. (Fuente: realización propia)

A través de las gráficas, se comprueba que en ningún escenario se consigue tener la misma o un valor mayor de producción frente a la demandada en cada uno de los sumantorios horarios. Sin embargo, el escenario cuatro consigue tener un excedente energético en las horas correspondientes a los meses de verano. Esto se debe a que la base de producción energética en este escenario la comprende la tecnología eólica, y estos meses son característicos de regímenes de viento elevados, gracias a los vientos alisios.

A partir de los resultados obtenidos, se decide realizar un estudio mensual del escenario cuatro para comprobar que estas estimaciones se cumplen y que, además se puede almacenar el excedente energético y evaluar un aislamiento total a la red, en el caso de que se consiguiese abastecer el momento de déficit correspondiente a los primeros meses del año con dicho excedente veraniego.

No obstante, este estudio mesual también se realizará en el escenario tres, pues aunque no consiga tener ningún punto de excedente acumulado, aporta una gran cantidad de energía y la relación capacidad instalada/coste de inversión, podría suplantar el escenario cuatro, en el caso de que éste no se vea amortizado en el estudio económico.

Antes de comenzar con el estudio mensual de los dos últimos escenaraios (3 y 4), se muestra la variación de la energía almacenada en función de la solución del déficit de energía en el

escenario 4. En el momento en el que la energía ofertada deja de ser negativa y se pasa a tener un excedente, en la energía almacenada se termina con el mínimo establecido, empezando a almacenarse y confirmando que los datos y análisis establecidos son correctos. Esto se realiza empleando la integral trapezoidal.

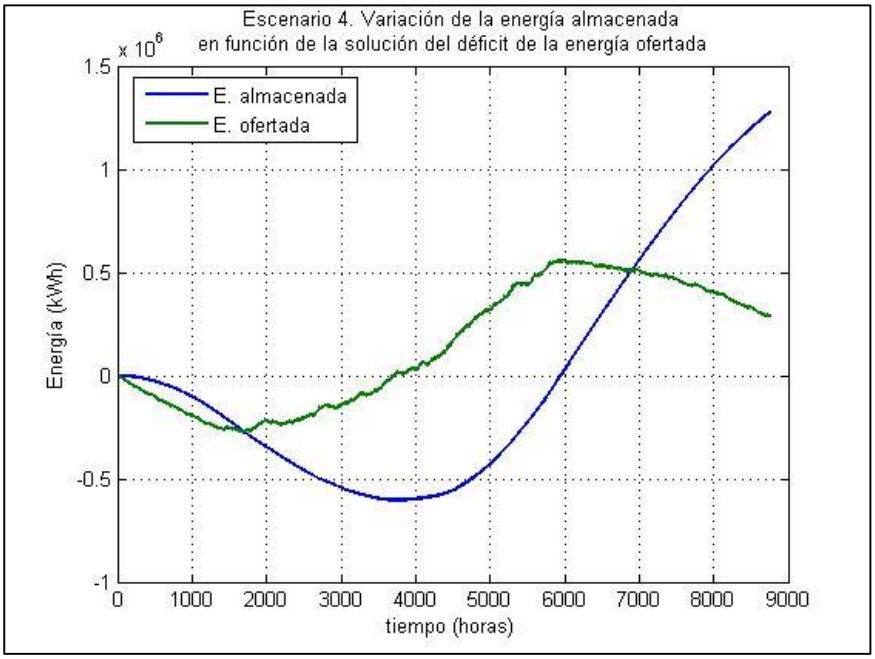


Figura 162: Punto de inflexión del almacenamiento en función de la solución del déficit de energía ofertada. (Fuente: elaboración propia)

10.2.2 Estudio menusal de los escenarios 3 y 4

Para llevar a cabo el estudio mensual se realizan los mismos gráficos que en el estudio anterior, pero en este caso, se condiciona la variable tiempo desde la primera hora hasta la última del mes, teniendo cada una de las tres gráficas por cada mes del año. Es por ello que se pondrán dos meses tipo en cada escenario (los más extremos); enero por ser el de mayor déficit, y julio por tener el mayor exceso de energía renovable.

Además, se realizará un estudio mensual unificado que se expresa en forma de un diagrama de barras donde cada una de ellas refleja un mes del año. Dentro de cada mes, se observa la barra de energía instalada separando por colores la energía aportada por cada una de ellas, y solapada a la misma se situará otra barra que refleje la demanda de ese mismo mes, pudiéndose observar de manera detallada el sistema. En este caso, al realizar vectores mensuales y no trabajar de manera horaria el diferencial de tiempo ya no se representará por la unidad. Este diagrama se basa en la construcción de una matriz cuyos vectores representan la sumatoria de la energía instalada mes a mes, pudiéndose diferenciar los unos de los otros gracias a la opción “stacked” de matlab, que produce el sumatorio en serie por tecnología. Para conseguir que la matriz de los vectores de las demandas mensuales se vea en el mismo diagrama se aplicó la opción “hold on” y la opción “detached” fue la empleada para que se colocara detrás de la energía instalada), cambiando el ancho de la columna para su posible visión en los meses en los que la energía ofertada supere la demanda.

A continuación, se muestran las gráficas de los dos escenarios seleccionados, en los meses de enero y julio, finalizando con sus respectivos estudios mensuales.

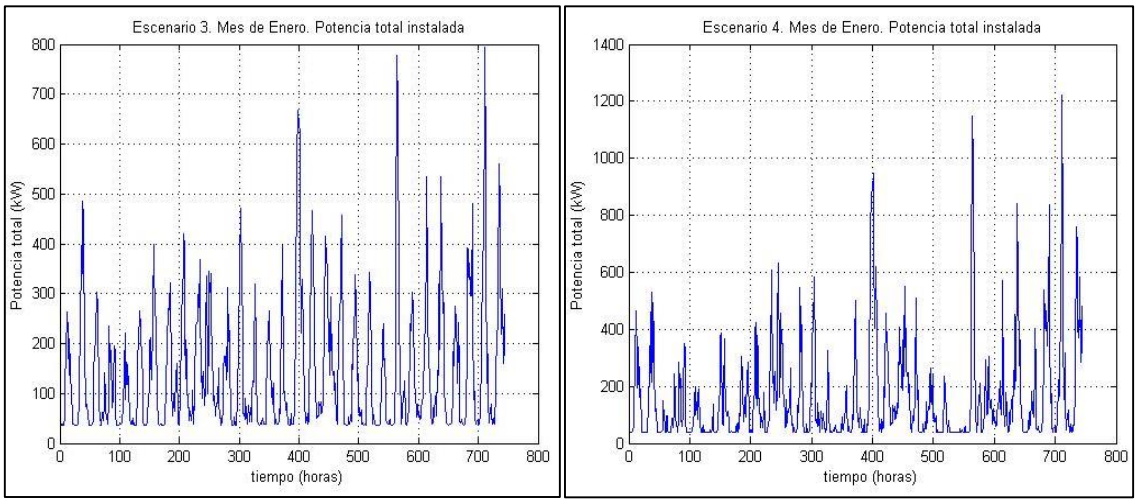


Figura 163: Potencia total instalada. Escenario 3 y 4. Mes de enero. (Fuente: realización propia)

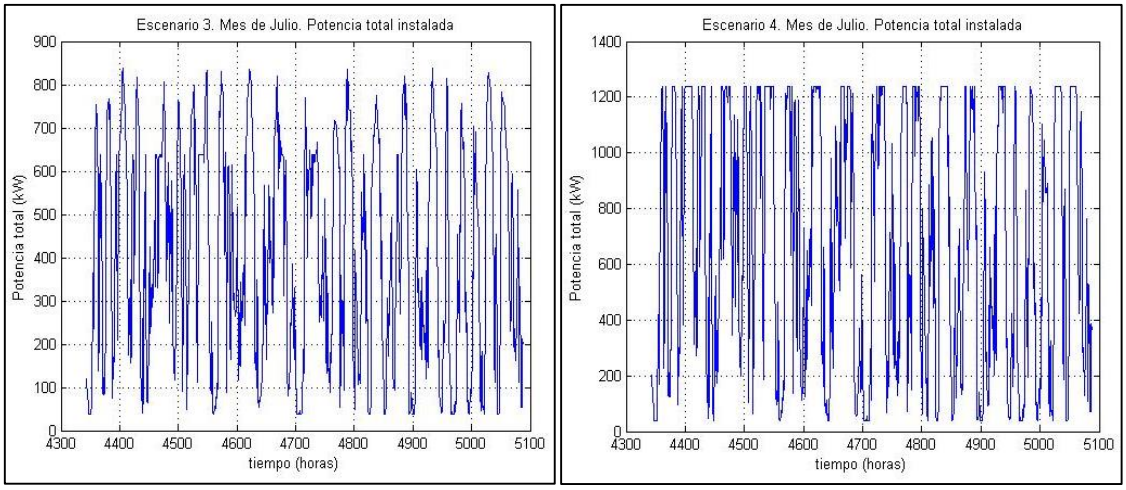


Figura 164: Potencia total instalada. Escenario 3 y 4. Mes de Julio. (Fuente: realización propia)

El escenario cuatro aporta un mayor potencial energético en comparación con el escenario tres. No obstante, el cambio de mes es trascendental para ambos escenarios, llegando a triplicarse la potencia instalada en el escenario tres e incluso a cuadriplicarse en el escenario cuatro. Situación que deja claro el potencial renovable insular en lo que respecta a la tecnología eólica. Aunque el recurso eólico en enero tiene regímenes de viento muy pequeños, en la estación veraniega la situación es notoriamente más eficiente. La radiación solar, por su parte, no dispone de una variación tan acusada a lo largo del año. Esto se observa con mayor facilidad en los siguientes diagramas de barras expuestos mas adelante.

Trasponiendo la potencia instalada a la potencia demandada se obtienen las siguientes gráficas.

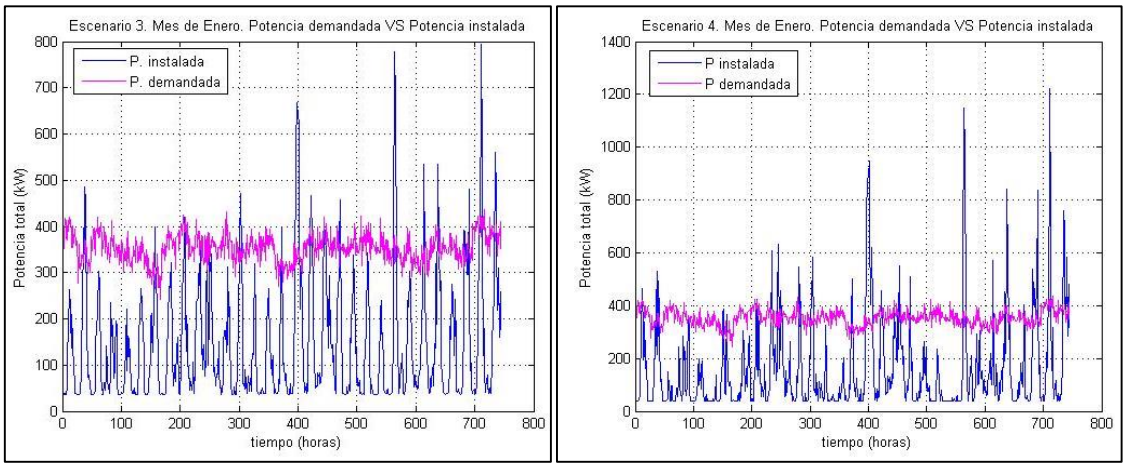


Figura 165: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 3 y 4. Mes de enero. (Fuente: realización propia)

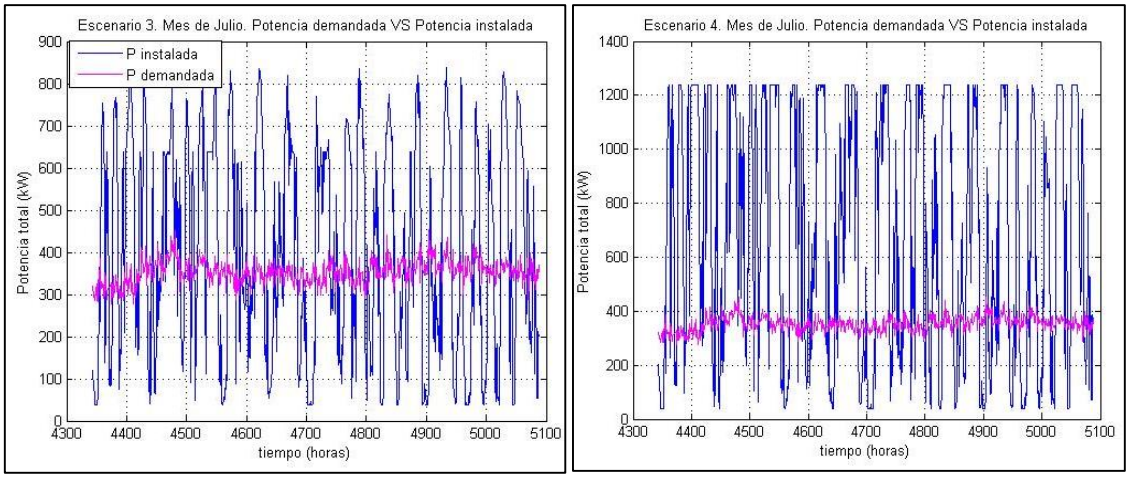


Figura 166: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 3 y 4. Mes de julio. (Fuente: realización propia)

Las representaciones a escala mensual, facilitan la visualicación de los valles y picos propios de los recursos renovables, así como de la constante y cuasi-homogénea demanda energética de la Edar a escala horaria. Así mismo, se puede observar cómo afecta el cambio estacional a las potencias producidas por cada una de las tecnologías renovables, en función de las configuraciones de ambos escenarios. Estas figuras confirman la necesidad de instalación de un sistema de almacenamiento para la posible desconexión/menor dependencia a red, y consecuente reducción de los efectos de cambio climático que producen las tecnologías convencionales productoras de electricidad.

En los meses de julio frente a los de enero ambos superan las expectativas, pero para hacer un estudio más claro y comparar todos los meses del año en ambos escenarios, se realizó el estudio mensual en el que se puede incluso ver la aportación por separado de cada una de las tecnologías.

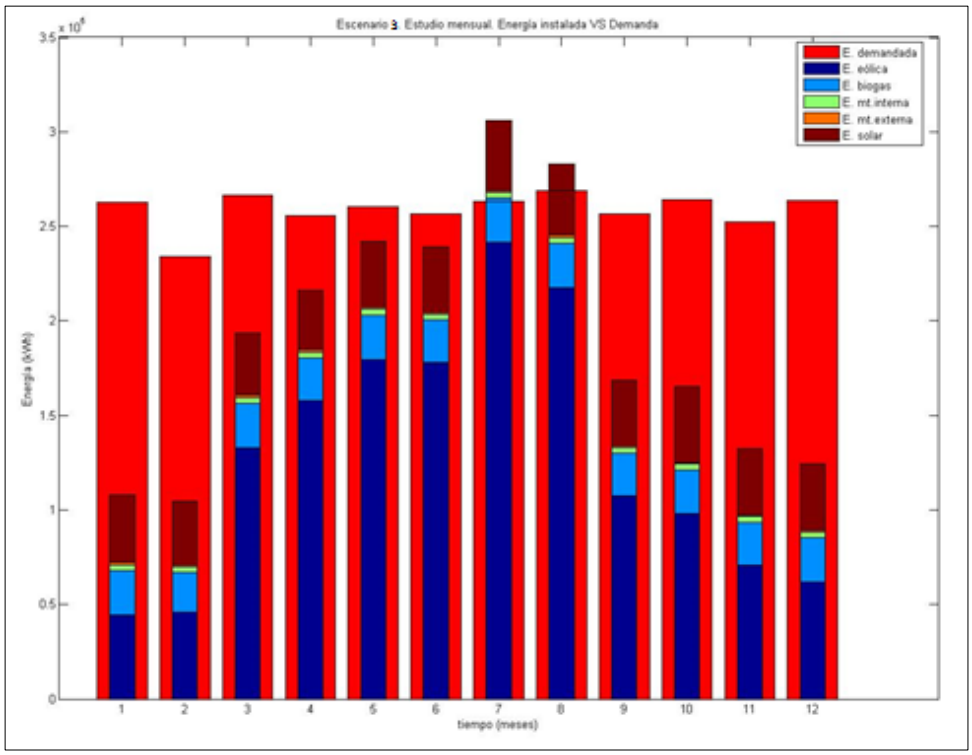


Figura 167: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 3. (Fuente: realización propia)

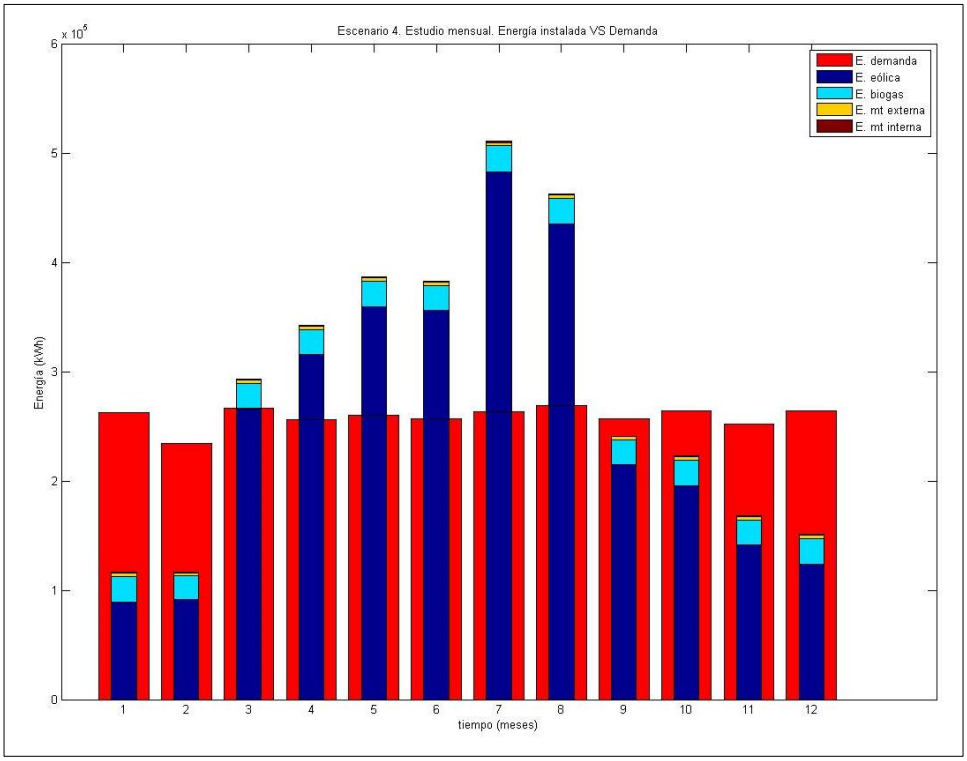


Figura 168: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 4. (Fuente: realización propia)

Con estos dos últimos diagramas se observa claramente que el escenario cuatro, supera con bastante diferencia al escenario tres. El potencial eólico impera como recurso energético, observándose una diferencia mucho más acusada en los meses de verano gracias a los alisios, y comporobando que dicha tecnología es la que crea una mayor fluctuación en la red de abastecimiento a lo largo del año. En cuanto a las tecnologías internas a planta, ambas son constantes en los doce meses de año, siendo mayor la implicación del biogas, frente a la microturbina interna. Estas dos aplicaciones parecían bastante despreciables, sin embargo, su acumulación a lo largo del tiempo produce una cantidad de energía notoria, es por ello que no se deberían de descartar en futuras aplicaciones, sobre todo en plantas de aguas residuales de mayor capacidad (con una elevada producción de lodos). Por último, las picoturbinas externas aporta una cantidad constante, aunque ínfima de energía, no pudiéndose vislumbrar en la mayoría de los casos.

Siendo el escenario cuatro el de mayor producción energética, a continuación, se analiza a escala horaria los dos días del año que presentan los extremos en el rango de producción (1 de enero y 28 de julio) con la intención de analizar y dar solución al excedente energético generado en los meses de verano. Se deberá integrar un sistema de almacenamiento energético que sea capaz de trabajar con la fluctuación energética y cumpla con los criterios tecnológicos del proyecto.

10.2.3 Estudio diario del escenario 4 los días 1 de enero y 28 de julio

La potencia instalada frente a la potencia demandada durante las 24 horas de ambos días del año, reflejan una tendencia cuasi-constante en lo que a consumo se refiere; sin embargo, las potencias obtenidas por las tecnologías renovables representan un perfil mucho mas discontinuo en cualquiera de las horas.

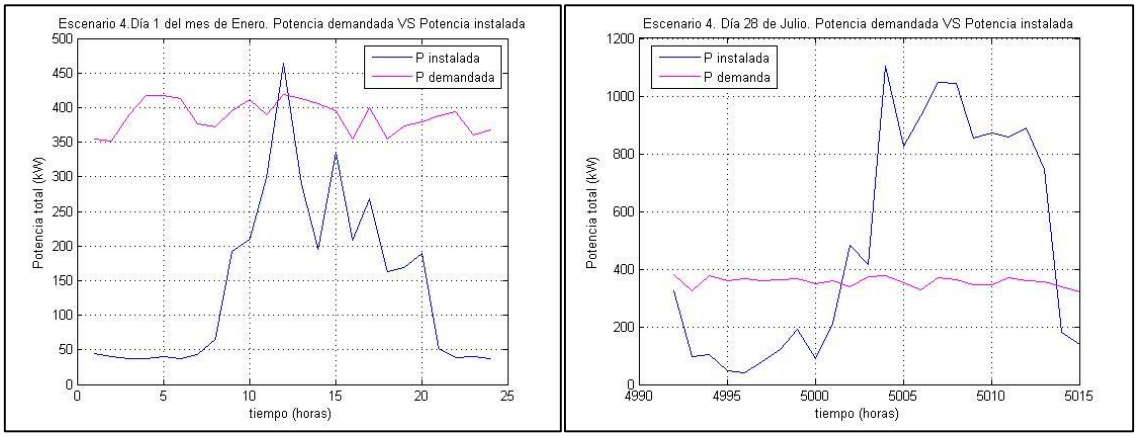


Figura 169: Potencia instalada frente a potencia demandada. Escenario 4. Días 1 de enero y 28 de julio. (Fuente: realización propia)

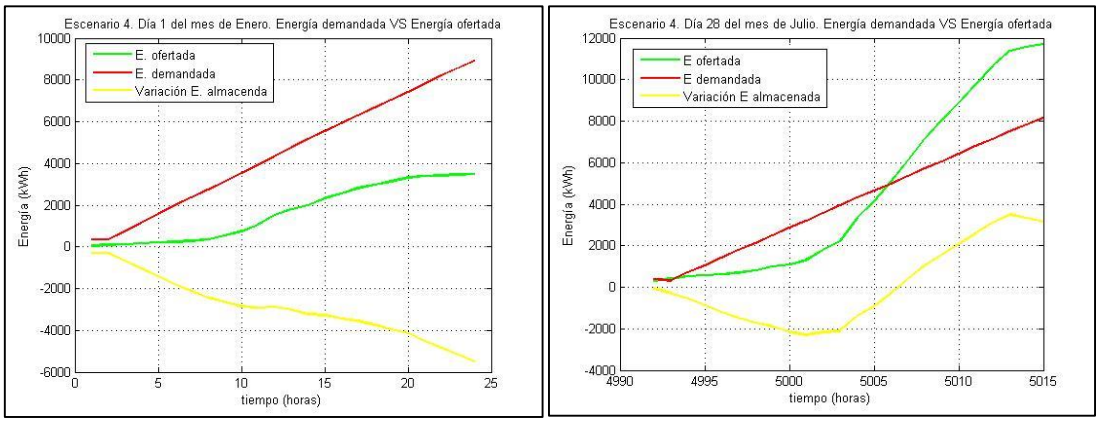


Figura 170: Consumo, producción y almacenamiento acumulado. Días uno de enero y veintiocho de julio. Escenario 4. (Fuente: realización propia)

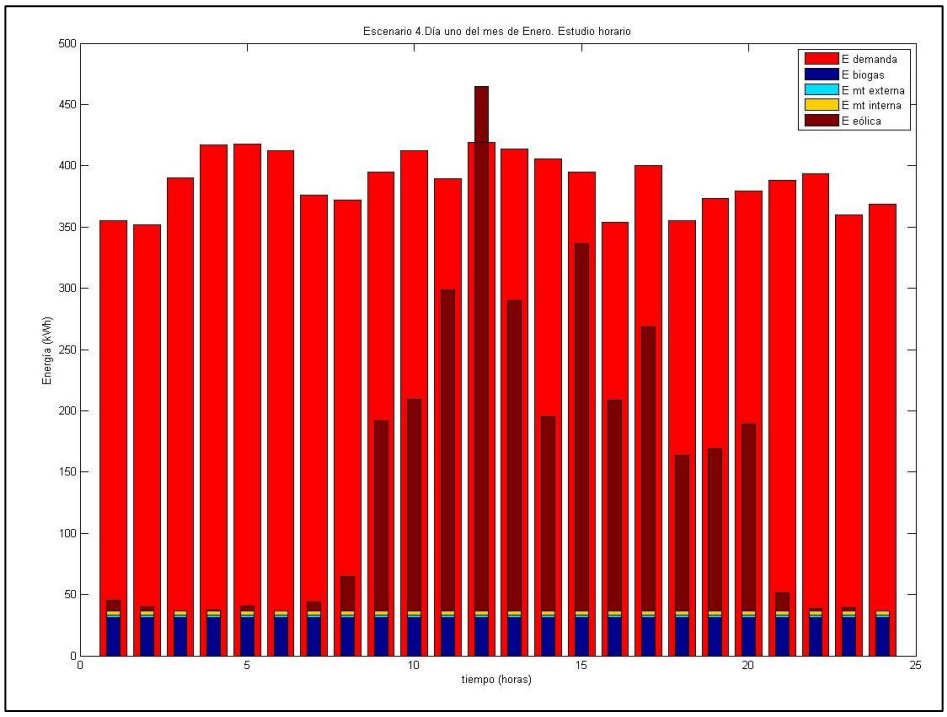


Figura 171: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 4. Día 1de enero. (Fuente: realización propia)

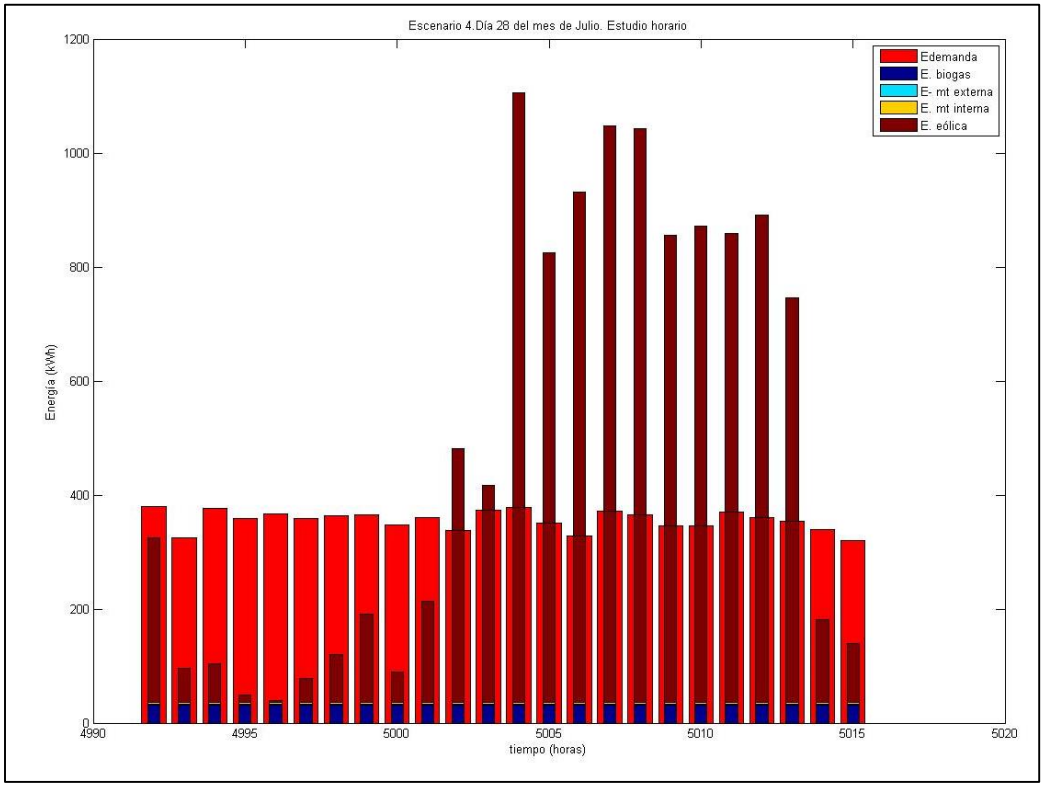


Figura 172: Energía instalada frente a energía demandada. Escenario 4. Día 28 de julio. (Fuente: realización propia)

10.3 Sistemas de almacenamiento energético

La electricidad se consume una vez se obtiene. El desarrollo y utilización de elementos de almacenamiento consigue acumular energía y poder disponer de ella cuando la demanda lo requiere.

Los diferentes tipos de almacenamiento se diferencian entre sí dependiendo de la clase de energía almacenada, la energía recuperada, la eficiencia del proceso y la transformación de la energía. Mediante el uso de sistemas de almacenamiento se consigue que las plantas de generación convencionales (centrales térmicas, nucleares, etc.) se gestionen de manera más sencilla, ya que pueden trabajar a un nivel constante, controlando las variaciones. Del mismo modo ocurre con plantas convencionales que dispongan de un consumo constante, como es el caso de las Edars, dónde la posibilidad de cubrir la demanda energética a través de recursos renovables, necesita del almacenamiento energético para asegurar una continuidad en los momentos de fluctuaciones, característicos de casi todos los recursos alternativos. Con el empleo de un sistema de almacenamiento, se consigue dar solución al balance intermitente entre la demanda y el suministro energético (Franzen and Madlener 2017; Kalinci, Dincer, and Hepbasli 2017). Las ventajas fundamentales que presenta el almacenamiento de energía se especifican a continuación, más detalladamente (Gil et al. 2010):

- *Sinergia entre demanda y consumo*: Los sistemas de almacenamiento permiten nivelar la carga, es decir, descargar la energía almacenada en las horas punta (horas de mayor demanda) y cargar energía en horas valle (horas de menor demanda). Esta sinergia crea un nexo entre los sistemas o sitios de consumo y los de generación, promoviendo la integración real y factible de los sistemas de generación intermitentes.
- *Mayor capacidad de calidad de red*: los sistemas de almacenamiento de energía reducen las perturbaciones en la red, por lo que son más estables (menos cortes de energía, caída de tensión). El almacenamiento es esencial para permitir el uso de energías renovables que permita equilibrar y compensar sus intermitencias y fluctuaciones.
- *Uso final de la energía más eficiente y sostenible*: Los sistemas de almacenamiento promueven la gestión de la demanda, es decir, permiten nuevos sistemas como los vehículos eléctricos, la utilización de redes y los edificios inteligentes.
- *Mayor seguridad de red*: Fomenta nuevos diseños que mejorar y amplían los servicios energéticos ofrecidos hasta la actualidad, pudiendo expandirse la red, la desconexión de carga y constituyendo una alternativa económicamente atractiva.

Existe la posibilidad de instalar un sistema de almacenamiento para la energía excedente de los meses de verano del escenario cuatro simulado, y su posterior empleo en los meses iniciales del año (donde se tiene un déficit), analizando así la posibilidad de un autoabastecimiento energético total de la planta de aguas residuales de Jinámar y por tanto una gran disminución en el empleo de las energías convencionales. Para ello, se debe de confirmar que el sumatorio anual de la diferencia entre la energía ofertada y la energía demandada es positiva, y, por tanto, sería viable el estudio de sus posibles formas de almacenamiento.

La tabla expuesta a continuación, resume los datos extraídos del escenario cuatro en términos de energía total suministrada cada mes y de la diferencia neta entre la energía ofertada y demandada, es decir, la posible energía almacenada.

MES	ENERGÍA TOTAL SUMINISTRADA (kWh)	ENERGÍA ALMACENADA (kWh)
Enero	116.315	-146.299
Febrero	117.491	-117.333
Marzo	293.576	25.575
Abril	342.342	86.156
Mayo	386.889	126.208
Junio	382.650	125.559
Julio	510.387	247.191
Agosto	463.252	193.457
Septiembre	241.118	-15.725
Octubre	222.938	-41.430
Noviembre	168.445	-84.214
Diciembre	150.869	-113.258
TOTAL	339.6272	285.887

Tabla 89: Energía almacenada de forma mensual en el escenario cuatro simulado. (Fuente: realización propia).

10.3.1 Opciones de almacenamiento

Hay una variedad de posibles opciones de almacenamiento de energía para el sector eléctrico, teniendo cada una de dichas opciones un modo de funcionamiento, características, rendimiento y durabilidad (Ren et al. 2017).

La siguiente tabla muestra la comparación entre la capacidad total instalada para los diferentes sistemas de almacenamiento. En ella puede observarse que los sistemas por bombeo de agua

son los más utilizados, con más de 127.000 MW instalados. Le sigue, pero con muchísima menos capacidad instalada, la tecnología de almacenamiento de aire comprimido (CAES) y las baterías sulfuro-sodio. El resto de tecnologías tienen una capacidad instalada que podría considerarse ínfima (EPRI 2010).

Tecnología	*Capacidad mundial instalada (MWe)*
Hidro bombeo	127.000
Aire comprimido	440
Batería Sulfuro-Sodio	316
Batería Ácido- Plomo	35
Batería Cadmio- níquel	27
Volante de inercia	25
Batería ión-litio	20
Batería flujo redox	3

Tabla 90 Capacidad mundial instalada para el almacenamiento de energía eléctrica. (Fuente: EPRI 2010)

En este análisis se han considerado las tecnologías explicitadas en la tabla anterior y se han añadido al estudio otras tales como los superconductores o el hidrógeno, siendo este último un recurso ya empleado a lo largo del trabajo expuesto. Todas las tecnologías estudiadas como sistemas de almacenamiento de energía validados (Ayodele and Ogunjuyigbe 2015), se describen de forma breve a continuación.

• *Almacenamiento de energía mediante hidrobombeo*: La energía eléctrica se produce mediante la conducción de agua de una cota superior a una inferior entre dos depósitos, forzando al fluido a que pase a través de turbinas colocadas en el depósito inferior. De esta manera se aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua. El agua se bombea de nuevo hacia arriba para recargar el depósito superior.

Tanto la generación como el bombeo se pueden conseguir mediante una única turbina, como bombas, turbinas reversibles, o por medio de bombas y turbinas separadas. Existen diversas estaciones en la actualidad (véase el caso de la central hidro-eólica de El Hierro) en la que se utiliza el exceso de energía proveniente de la energía renovable, para bombear el agua al depósito superior. Los cambios de modo entre el bombeo y la generación pueden ocurrir en períodos de pocos minutos y más de 40 veces al día. En los últimos años la tecnología de almacenamiento por bombeo ha avanzado mejorando la fiabilidad, velocidad y eficiencia. Estas plantas están diseñadas hidráulicamente y mecánicamente para la carga ultrarrápida y de rampa, que permite cambios frecuentes y rápidos (<15 s) entre el bombeo y la generación (Schoenung et al. 1996).

• *Almacenamiento de energía mediante aire comprimido*: compressed air energy storage en inglés (CAES), es un sistema que utiliza la compresión de aire dentro de unos depósitos de aire usando un compresor que se acciona en las horas valle o en las franjas horarias donde el coste de la electricidad es mínimo. Durante la carga, el generador de la planta opera en orden inverso, como un motor, para enviar aire comprimido al depósito. Cuando la planta se descarga, se utiliza el aire comprimido para hacer funcionar una turbina de combustión. El gas natural se quema durante la descarga de la planta, de la misma forma que actuaría una turbina convencional. La diferencia radica en que la turbina que utiliza el aire comprimido está aprovechando toda la energía mecánica que contiene, por lo que el sistema es más eficiente (Schoenung 2001).

El aire comprimido puede almacenarse en diferentes depósitos: naturales (similares al almacenamiento de gas natural) como acuíferos, en cavernas de sal o cuevas de roca construida. El almacenamiento en acuíferos es el más barato y el más utilizado. También se han llevado a

cabo diferentes formas de almacenamiento como puede ser con tanques de alta presión, pero debido al coste que suponen estos tanques, sólo se lleva a cabo bajo condiciones muy específicas (Nakhamkin and Wolk 1999).

• *Baterías sulfuro- sodio*: Este tipo de almacenamiento energético se empezó a desarrollar en los años ochenta. La batería está compuesta de un ánodo de sodio y un cátodo de azufre. El electrolito y separador están formados por una cerámica de Al_2O_3. Estas baterías trabajan en base a la reacción electroquímica entre el sodio y el azufre con la formación del polisulfuro de sodio. Como ventaja presentan alta densidad de exposición a alta potencia y energía, estabilidad de temperatura y bajo coste, debido a que las materias primas son baratas y abundantes. Las baterías de azufre-sodio se han aplicado en diversos fines, tales como la nivelación de carga, suministro de energía de emergencia y sistemas de alimentación ininterrumpida (Wen et al. 2008).

• *Baterías ácido-plomo*: representan la tecnología más antigua dentro de las baterías recargables. Estas baterías se pueden encontrar en una amplia variedad de aplicaciones, incluyendo el caso que nos ocupa (almacenamiento de energía) a pequeña escala. Resulta una tecnología barata en comparación con otras baterías, sin embargo, tienen una densidad de potencia significativamente menor, son más pesadas y su ciclo de vida es menor. Existen diversos estudios en los que se ha mejorado su ciclo de vida con la incorporación de carbono al ánodo, bien como adición directa a la masa activa negativa, bien como un supercondensador electroquímico (Enos 2014).

• *Batería cadmio-níquel*: tecnología que ha ido madurando como alternativa fiable y sólida a las baterías de plomo. Poseen ciclos de vida más largo, mayor densidad energética y menor mantenimiento. Las baterías de NiCd ofrecen ventajas para determinadas aplicaciones, como puede ser la energía fotovoltaica, debido a su durabilidad, fiabilidad, y la posibilidad de operar en condiciones adversas. Por el contrario, estas baterías contienen metales pesados tóxicos y sufren auto-descarga a nivel grave. A pesar de los inconvenientes, si se hace una comparativa entre estos dos tipos de batería, las de níquel-cadmio son un reemplazo competitivo de las primeras, ya que suministran energía continua durante largos períodos de tiempo y son ideales en aplicaciones que requieren potencia instantánea (Nair and Garimella 2010).

• *Volante de inercia*: Los volantes almacenan la energía cinética de una masa en rotación. La cantidad de energía almacenada depende de la velocidad, la masa, y la configuración del volante de inercia. Han sido utilizados como dispositivos de almacenamiento de energía a corto plazo para aplicaciones de propulsión tales como motores o grandes vehículos. En estas aplicaciones, el volante suaviza la carga de potencia durante la deceleración del frenado dinámico y proporciona impulso durante la aceleración. El proceso de conversión (a partir de la energía cinética en energía eléctrica AC) se utiliza en aplicaciones estacionarias de almacenamiento de energía, sobre todo por la calidad de la potencia y la energía de respaldo que proporciona.

La energía eléctrica se transmite típicamente dentro y fuera del sistema del volante de inercia por una frecuencia del motor/generador variable. La capacidad de frecuencia variable consigue que la velocidad de rotación del volante de inercia cambie a medida que la energía se carga o se descarga del dispositivo. Los volantes de inercia pueden clasificarse entre los de alta y baja velocidad, mientras que los primeros son muy resistentes, están compuestos de materiales de baja densidad y son más compacto; los sistemas de baja velocidad son considerablemente menos costoso (EPRI 2010).

• *Batería ión-litio*: La tecnología de baterías ión-litio se ha vuelto muy importante los últimos años ya que ha sido las más utilizada en el desarrollo del coche eléctrico. El desarrollo de nuevos

materiales para estas baterías supone el principal foco de investigación de este dispositivo, ya que debido a su poca estabilidad termodinámica y a la importancia crítica de los fenómenos de pasivación que tienen lugar en estos sistemas, se deben desarrollar los componentes de forma individual: nuevos materiales de los electrodos, nuevos separadores, entre otros (Etacheri et al. 2011).

• *Batería flujo redox*: Las baterías de flujo redox, están disfrutando de un renacimiento debido a su capacidad de almacenar grandes cantidades de energía eléctrica relativamente barata y eficiente. Las baterías de flujo redox pueden ser clasificadas por especies activas o disolvente, que puede ser acuoso o no. Estas baterías presentan problemas relacionados con los fenómenos de transporte y con la cinética de las reacciones que tienen lugar. Es precisamente en esos campos donde se sigue trabajando y mejorando el proceso (Weber et al. 2011).

• *Ultracondensadores*: En los condensadores convencionales la energía se almacena entre dos placas conductoras. Las placas están separadas por un material aislante conocido como dieléctrico. El condensador se carga cuando se aplica una diferencia de voltaje a través de las placas. Los factores que determinan la capacitancia son el tamaño de las placas, la separación de las mismas y el tipo de material utilizado para el dieléctrico. La energía se descarga invirtiendo la dirección de tensión.

El término 'ultracondensador' refleja la orden de magnitud de la mejora en la densidad de energía de los condensadores de corriente continua a través de la mejora de los materiales de los electrodos. Se diferencian de los condensadores dieléctricos comunes, ya que son capaces de almacenar energía en una capa de líquido polarizado en la interfaz entre un electrolito conductor iónico y un electrodo conductor. Debido a que la capacitancia es proporcional al área de superficie del electrodo, las mejoras en la zona de superficie se proporcionan mediante el uso de materiales ampliamente porosos. Se continúa investigando en una amplia variedad de soluciones electrolíticas. Las principales aplicaciones para los ultracondensadores son tanto los vehículos eléctricos, como para almacenamiento de gran cantidad de energía. El ciclo de vida de estos dispositivos es muchas veces superior a la de los condensadores convencionales (Schoenung 2001).

• *Almacenamiento de energía en superconductores magnéticos (SMES)*: En los sistemas SMES la energía se almacena en el campo magnético producido por la corriente que circula a través de una bobina superconductora. El sistema es eficiente porque no hay pérdidas resistivas en la bobina del superconductor y las pérdidas de potencia son mínimas. Al igual que una batería, ofrecen un tiempo de respuesta rápido, tanto en carga como en descarga. Sin embargo, a diferencia de las baterías, la energía disponible es independiente de la velocidad de descarga. La interacción de la corriente que circula con el campo magnético produce grandes fuerzas sobre el conductor. En un pequeño imán, estas fuerzas se realizan fácilmente por el propio conductor. En un gran imán, se necesita una estructura de soporte, ya sea dentro de los devanados de la bobina o fuera para soportar la carga.

Las unidades SMES convencionales están construidas con materiales metálicos convencionales, enfriados por helio líquido para el devanado de la bobina. Los superconductores cerámicos de alta temperatura se enfrían con hidrógeno líquido y en la actualidad se utilizan también para los cables eléctricos que conectan la bobina al sistema de acondicionamiento de potencia (Rosner 1998).

• *Almacenamiento con hidrógeno*: El hidrógeno no es una fuente de energía primaria. Como la electricidad, es un portador de energía entre su uso final y las diversas fuentes de obtención. Cuando se utiliza como almacenador de energía, el hidrógeno es un combustible. La energía se

genera a partir del hidrógeno, ya sea por conversión en una celda de combustible (más idónea) o por combustión en un motor de combustión interna o turbina. El hidrógeno se puede almacenar tanto en forma de gas (comprimido en tanques), líquido (criogénico), compuestos de hidruro u otras formas químicas. Los diversos tipos de almacenamiento tienen diferentes características, algunas de las más importantes son la densidad de energía y el costo (ULPGC 2007).

Explicadas cada una de las tecnologías, a continuación se expone una tabla en la que se albergan las ventajas e inconvenientes principales de cada una de ellas, con la intención de facilitar la óptima selección de aquella que mejor se adapta al escenario estudiado.

Sistema de almacenamiento	Ventajas	Inconvenientes
Hidrobombeo	Eficiencia moderada, larga duración de almacenamiento, gran capacidad, larga vida útil	Sitio topológico específico, necesidad de grandes extendiones de terreno, alto costo de capital y efecto adverso sobre el medio ambiente
CAES	Alta capacidad de energía y potencia, costo de capital moderado, almacenamiento de larga duración, rápido tiempo de respuesta, eficiencia moderada, larga vida útil	Impacto ambiental adverso, requiere la quema de combustibles fósiles, difícil de ubicar
Batería sulfuro- sodio	Alta capacidad de energía y potencia, buen tiempo de respuesta, sin autodescarga, alta eficiencia, larga vida útil, mantenimiento mínimo	Alto costo de producción, preocupaciones de seguridad, Temperatura específica de operación
Batería ácido-plomo	Bajo costo, gran variedad de aplicación	Pequeña escala, baja densidad energética, pesadas, pequeña vida útil
Batería Cadmio-Niquel	Alta densidad de energía, larga vida útil, tolerante a la temperatura y a descargas profundas	Preocupación ambiental, alto costo de capital, efecto memoria, necesidad de dispositivo de monitoreo de carga y descarga anticipada
Volante de inercia	Bajo impacto medioambiental, larga vida útil, insensible a la profundidad de descarga, capacidad de altos picos de potencia, alta eficiencia, respuesta rápida	Baja densidad de energía, alta tasa de descarga, alto costo
Batería ión-litio	Tiempo de acceso corto, alta densidad de energía, alta eficiencia, larga vida útil, disponible en pequeño dispositivos	Alto costo y problemas técnicos, requiere una condición de carga específica
Batería Redox	Alta capacidad de almacenamiento, bajo coste	problemas con la cinética de las reacciones que tienen lugar
Ultracondensadores	Eficiencia moderada, larga vida útil	Baja densidad de energía, aplicación limitada, alta velocidad de descarga
SMES	Alta capacidad de energía y potencia, corto tiempo de respuesta, larga vida útil y muy alta eficiencia	Requiere mantenerse a baja temperatura, baja densidad de energía, alto costo de capital, posible problema de salud
Hidrógeno	No tiene impacto ambiental, transportable, eficiencia moderada, larga duración de almacenamiento	Riesgo de explosión

Tabla 91: Ventajas e inconvenientes de las tecnologías de almacenamiento. (Fuente: adaptado de T.R. Ayodele et al)

Como se puede observar, ninguna de las tecnologías cumple con todos los criterios técnicos, medioambientales y económicos. Es por ello, que en este caso se establece como prioridad la necesidad de un almacenamiento de alta duración para solucionar el déficit estacional, así como los criterios medioambientales ya que el principal objetivo del trabajo es la mitigación del cambio climático.

Para ello se hace uso de la figura que se expone a continuación, donde dentro de los almacenamientos a larga escala se encuentran el hidrógeno, el hidrobombeo y el almacenamiento mediante aire comprimido (CAES). Este último tiene como principal problema los efectos medioambientales adversos (necesidad de combustión), mientras que el hidrobombeo requiere de una gran cantidad de terreno en la Edar, del cual no se dispone al emplear los espacios libres de la planta para la implantación de las tecnologías renovables.

Otros sistemas convencionales como son las baterías, presentan severos inconvenientes en campos de actuación donde impera el almacenamiento a largo plazo. La disipación de la energía (fugas entre el 1%-5% por hora), su baja densidad de energía y la necesidad de instalar un gran número relativo de unidades, son algunos ejemplos (Khosravi et al. 2018).

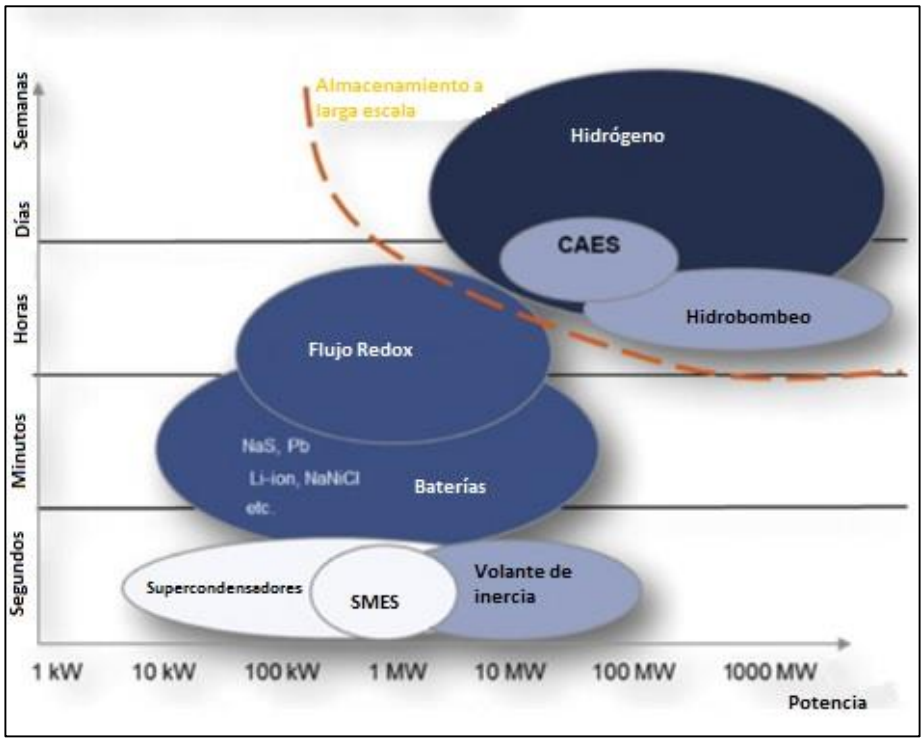


Figura 173: Segementación de los sistemas de almacenamiento energético. (Fuente: Siemenes AG 2014)

Observando la figura anterior, el procedimiento que mejor se adapta a las necesidades existentes de almacenamiento es el empleo del hidrógeno. Su alta densidad de energía, baja pérdida energética, así como su gran adaptabilidad en diferentes escenarios, abalan su uso. A todo ello se le suma su previa implicación en el tratamiento de los lodos de la Edar, por lo que se dispone de un conocimiento preliminar que consolida su empleo en esta fase de trabajo.

10.3.2 El hidrógeno como forma de almacenamiento energético

Los sistemas de almacenamiento basados en el hidrógeno han recibido una gran atención en estos años recientes. Parte de dicho atractivo se debe a alta energía gravimétrica en comparación con otros combustibles y por su fácil adapatación/producción y alta eficiencia con los recursos energéticos renovables (Bhogilla et al. 2017).

Dentro de sus múltiples oportunidades de generación estacionaria y transporte, tanto en la industria como en los sectores comercial y residencial, en este caso se hace uso de la electrólisis de agua para la integración de energías renovables (Melaina and Eichman 2015). En este proceso, el agua es el reactivo, que se disocia a hidrógeno y oxígeno bajo la influencia de la corriente continua (Chi and Yu 2018).

Ánodo: $H_2O \rightarrow ½\ O_2 + 2H^+ + 2e^-$
Cátodo: $2H^+ + 2e^- \rightarrow H_2$
En general: $H_2O \rightarrow H_2 + ½\ O_2$

Las principales tecnologías de la electrólisis de agua, son las células de electrólisis alcalina (AEC), las células de electrólisis de membrana de intercambio iónico de protones (PEMEC) y las células de electrólisis de óxido sólido (SOEC) (Schmidt et al. 2017) (ver figura y tabla de características a continuación). La mayor parte de las plantas de demostración de sistemas de energía renovable-hidrógeno emplean los dos primeros tipos de electrolizadores mencionados (Miland and Ulleberg 2012; Chávez-Ramírez et al. 2013). El costo de capital del electrolizador alcalino es menor que el de tipo PEMEC; Sin embargo, la principal ventaja del tipo PEMEC es su diseño de proceso simple, ya que no hay electrolito líquido circulante. Esta ventaja hace que la respuesta del electrolizador PEMEC sea muy rápida para la puesta en marcha y las variaciones de carga, y por lo tanto adecuado para integrarse con fuentes de energía intermitentes (Bhogilla et al. 2017).

No obstante, el electrolizador alcalino es una tecnología muy madura y la más extendida comercialmente (Loisel et al. 2015), además de que, estudios de Fell et al., demuestran que estos sistemas se adaptan muy bien a las turbinas eólicas (siendo este el principal actor del excedente energético en los meses de verano) pues tienen la capacidad de capturar las rápidas variaciones propias de la producción de energía eólica con un tiempo de respuesta rápido (<1s) y un amplio rango operativo (10% -100%). Por su parte, los trabajos de Khalilnejad et al., también emplean este tipo de electrolizador en sistemas híbridos solar/ eólico, con potencias de 7,9 y 11 kW aportadas por cada tecnología respectivamente (Loisel et al. 2015).

Ambas investigaciones nos confirman la selección de esta tecnología, pues las fluctuaciones encontradas en la potencia renovable ofertada por el sistema albergan un rango de entre 5kW (6 de febrero a las 24:00 horas) y 959 kW (3 de julio a las 19:00 horas). Considerando estos 959 kW como pico de potencia, la empresa Hydrogenics aconseja a su vez la tecnología alcalina, dejando los PEMEC para unidades más grandes (1MW o superior).

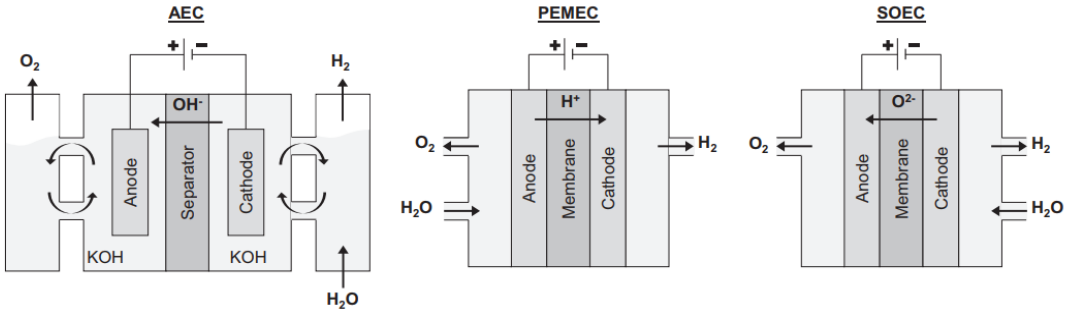


Figura 174: Configuración conceptual de tres tecnologías de celdas de electrólisis de agua. (Fuente: O. Schmidt et al.)

	AEC	*PEMEC*	*SOEC*
Electrolito	KOH Aq. (20-40 wt% KOH)	Membrana polimérica	Zirconia estabilizada con itria (ZEI)
Cátodo	Aleaciones Ni, Ni-Mo	Pt, Pt-Pd	Ni/ZEI
Ánodo	Aleaciones Ni, Ni-Co	RuO_2, IrO_2	$La_{0,8}Sr_{0,2}MnO_3$/ZEI
Densidad de corriente ($A \cdot cm^{-2}$)	0,2-0,4	0,6-2,0	0,3-2,0
Voltaje de la celda (V)	1,8-2,4	1,8-2,2	0,7-1,5
Eficiencia de voltaje (% $_{HHV}$)	60-80	67-82	<110
Área de celda (m^2)	<4	<0,3	<0,01
T^a de funcionamiento (^oC)	60-80	50-80	650-1000
P de funcionamiento (bar)	<30	<200	<25
Producción ($m^3_{H2}\ h^{-1}$)	<760	<40	<40
Energía de pila (kWh m^{3-1}_{H2})	4,2-5,9	4,2-5,5	>3,2
Energía del sistema (kWh m^{3-1}_{H2})	4,5-6,6	4,2-6,6	>3,7
Pureza del gas (%)	>99,5	99,9	99,9
Tiempo de arranque en frío (min)	<60	<20	<60
Respuesta del Sistema	Segundos	Milisegundos	Milisegundos
Vida útil (h)	60.000-90.000	20.000-60.000	<10.000
Madurez	Comercial	Comercial	Demostración
Coste capital (€ kW^{-1})	1.000-1.200	1.860-2.320	>2.000

Tabla 92: Principales características de los sistemas AEC, PEMEC y SOEC. (Fuente: adaptado de O. Schmidt et al)

El hidrógeno producido se puede introducir en diversos segmentos del mercado de la energía. Se puede inyectar en una red de gasoductos de gas natural, puede alimentar plantas de energía de gas natural o ser un biocombustible de segunda generación; también puede ser utilizado como un combustible en el transporte, pero en este caso se almacenará y posteriormente se empleará para producir electricidad, transformándolo nuevamente a través de una pila de combustible (ver apartado 9.2.5.1).

Las opciones de almacenamiento de hidrógeno albergan el gas comprimido, el estado líquido y el estado sólido. La selección del método de almacenamiento depende de varios factores, como la aplicación, el requisito de densidad energética, el tiempo de almacenamiento, el mantenimiento, los costes de capital y mantenimiento.

Para las aplicaciones estacionarias, el peso del sistema no es un factor clave. El almacenamiento de hidrógeno gaseoso representa el método más simple. El gas hidrógeno comprimido se almacena en tanques de acero o tanques de composite.

El almacenamiento de hidrógeno licuado garantiza una mayor densidad de energía que la forma gaseosa. En este caso se precisa de sofisticados tanques criogénicos y deben de restringirse con medidas apropiadas las pérdidas por ebullición. En ambos casos, la seguridad es la principal preocupación.

El almacenamiento de hidrógeno en forma sólida implica fisisorción o quimisorción de hidrógeno en materiales de almacenamiento adecuados que incluyen zeolitas, carbón activo, estructuras orgánicas metálicas e hidruros metálicos. Algunas zeolitas pueden adsorber hidrógeno en el rango de temperatura 20-200^{o}C y presiones de 25-100 bares. Sin embargo, la capacidad de almacenamiento máxima sigue siendo demasiado baja en comparación con otros sistemas de almacenamiento. El carbón activo y los metales orgánicos, por su parte, adsorben hidrógeno a temperaturas muy bajas, por lo general entre -208 y -195^{o}C. Por su parte, los hidruros metálicos pueden absorber hidrógeno a temperatura ambiente y tienen una gran capacidad de almacenamiento de hidrógeno volumétrico. Para aplicaciones sólidas este último material es el más eficiente, pues opera con presiones y temperaturas cercanas al ambiente durante un largo período de tiempo (Bhogilla et al. 2017).

Los sistemas de mejores prestaciones desde el punto de vista del hidrógeno almacenado por unidad de peso son el hidrógeno líquido y el comprimido (Hurtado and Soria 2007). De las tres alternativas enunciadas, se ha seleccionado el almacenamiento de hidrógeno en estado gaseoso, pues es el estado más manipulado e integrado en el mercado insular, el más económico, y el que mejor se adapta para la futura reconversión del mismo en electricidad, usando como tecnología las pilas de combustible. El almacenamiento como gas comprimido es el más sencillo, aunque las densidades energéticas conseguidas son las menores a menos que se emplee alta presión, ya que la densidad energética depende linealmente de la presión si se asume un comportamiento como gas ideal. Las presiones de trabajo actuales son de 200 bares, llegando a 700 bares en los equipos más avanzados.

La tecnología de compresión y almacenamiento de hidrógeno comprimido es una tecnología madura, y dentro de las diversas aplicaciones, la que se ajusta al diseño establecido en el trabajo es la instalación estacionaria, la cual, busca una solución de compromiso entre el coste, empleando para los equipos estándares, el volumen y la masa. Se suelen utilizar botellas de acero estándar con presión de 200 bares, y volúmenes de 10 ó 50 litros.

Una vez almacenado el hidrógeno producido, y tal y como se comentó con anterioridad, se hará uso de la pila de combustible para la reconversión del hidrógeno en energía eléctrica cuando el sistema se encuentre en momentos de déficit energético y dispone de flujo de hidrógeno en el sistema de almacenamiento. El sistema de almacenamiento definitivo se plantea, por tanto, de la siguiente manera.

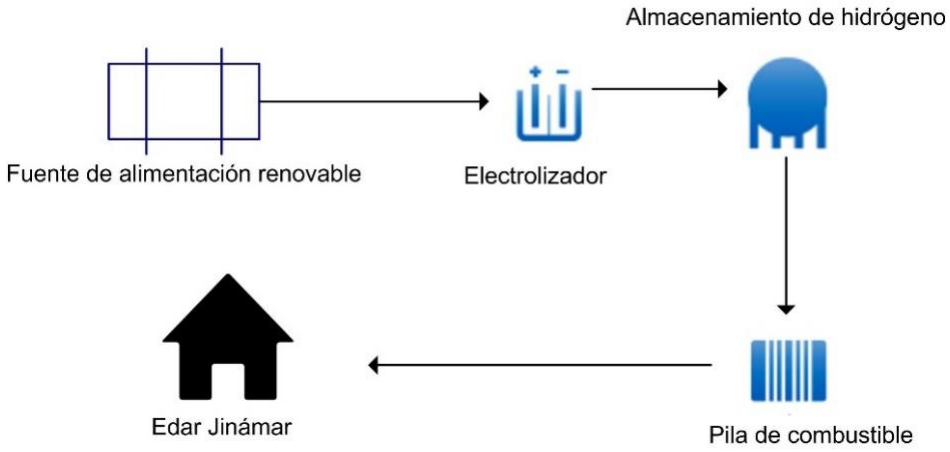


Figura 175: Sistema de almacenamiento implantado en la Edar de Jinámar. (Fuente: elaboración propia)

10.3.3 Simulación del sistema de almacenamiento.

En este apartado se vuelve a hacer uso del lenguaje matemático Matlab, para analizar la cantidad de hidrógeno que se puede producir a partir del excedente energético horario propio del escenario 4. Dentro de las múltiples tecnologías que confiere dicho escenario, y haciendo uso del protocolo de prioridades estipulado con anterioridad (las tecnologías internas se anteponen a las externas), es de suponer que cuando se produce el excedente energético, dicha energía proviene de los dos aerogeneradores instalados. Esta situación favorece el almacenamiento, pues solo se ha de trabajar con una de las tecnologías, además de que pone de antecedente la manipulación de corriente alterna (propia de los aerogeneradores).

A) Selección del electrolizador

A la hora de seleccionar el electrolizador a instalar, se ha de tener en cuenta la potencia pico que se ha conseguido producir en este escenario, restándole al mismo la energía demandada por la planta. Este valor, tal y como se comentó con anterioridad, se alcanza el 3 de julio a las 19:00 horas y representa unos 959 kW. Del análisis teórico se seleccionó el electrolizador alcalino como equipo óptimo para esta simulación. Dentro de la gama de electrolizadores de la empresa Hydrogenics, se ha seleccionado el equipo HySTAT®100-10. La tensión de alimentación se corresponde con la del aerogenerador (440 V), el equipo trabaja directamente en corriente alterna y con una frecuencia de 50 Hz. El consumo ronda los 5,3 kWh/Nm^3 de hidrógeno producido.

El equipo tiene una producción mínima 6 Nm^3/h, por lo que como mínimo se debe de aportar 33 kW a la unidad para iniciar la producción de hidrógeno. En el caso de un aporte inferior, la unidad no producirá hidrógeno, pero se configurará en modo de espera (para lo que necesita aproximadamente 0,5 kW).

La máxima producción de hidrógeno de la unidad seleccionada será de 100 Nm^3/h, con un consumo de 530 kW. Lo cual nos indica que, al disponer en algunos meses de una producción mayor, se necesita instalar dos equipos, cuya sumatoria de potencia máxima, cubre la potencia pico del sistema (959 kW).

La empresa Hydrogenics ofrece la posibilidad de comprar el equipo provisto con los complementos auxiliares de los que no disponga la Edar, de forma compacta dentro de un contenedor. Dicha configuración incluye el sistema de refrigeración y climatización, así como un sistema de tratamiento de agua de osmosis Inversa, el cuál empleará 1,5 litros del agua ultra filtrada sobrante del tratamiento del biorreactor de membrana por metro cúbico de hidrógeno producido. La calidad del agua desmineralizada aportada por la osmosis, y necesaria para el funcionamiento del equipo, se expone a continuación.

Temperatura	10-30ºC	**Na^+**	<200 mg/l	**$HCO3^-$**	<100 mg/l
Presión	2-4 bar	**K^+**	<50 mg/l	**Fe**	<30 µg/l
Conductividad	<1000µS/cm	**Ba^{2+}**	<50 µg/l	**Al**	<50 µg/l
Cloro libre	<20 µg/l	**Ca^{2+}**	20-50 mg/l	**SiO_2**	<3mg/l
pH	< 8,0	**Mg^{2+}**	10-30 mg/l	**Mn**	<50 µg/l
$CO3^{2-}$	<50 µg/l	**Cl^-**	<150 mg/l		
Solidos en suspensión	<50 µg/l	**$SO4^{2-}$**	<150 mg/l		

Tabla 93: Caracterización del agua de entrada en el electrolizador. (Fuente: Hydrogenics)

A su vez, también agrega un compresor que alcanza los 200 bares seleccionados para el almacenamiento de hidrógeno en botellas de gas comprimido; puesto que la presión de producción de electrolizador estándar es de 10 bares. El presupuesto aproximado del sistema completo (contenerizado) aportado por la propia empresa asciende a 980.000 euros. El costo de remplazo ronda el 75% del total invertido al tener una mayor durabilidad los equipos auxiliares. El tiempo de vida media lo marcan las celdas con un total de 50.000 horas de funcionamiento. El manteniminento suele estar a cargo de la misma empresa y ronda el 3% del costo invertido, anualmente. La ficha técnica del equipo se encuentra en el anexo número 7.1.

Figura 176: Electrolizador HySTAT-100. (Fuente: Hydrogenics)

B) Producción de hidrógeno

Una vez seleccionados los equipos, se debe de realizar un barrido de los datos obtenidos como resultado de la diferencia de la energía ofertada frente a la energía demandada. Dicho barrido irá contabilizando los datos negativos consecutivos, pues es necesario analizar el periodo de tiempo que el electrolizador se encuentra en parada al no haber excedente energético. En el caso de que acumulen mas de 48 datos progresivos (48 horas en frío), se producirá una merma de rendimiento del electrolizador en la primera hora de producción tras dicha parada.

Esto es debido a que cuando el electrolizador deja de producir, se mantiene bajo presión durante un tiempo prolongado (48 horas aproximadamente), listo para reiniciarse en cualquier momento. Pero, posteriormente a eso, si la unidad está fría se iniciará de inmediato y consumirá energía produciendo una calidad de gas que podría ser inferior a la estimada por la ficha técnica. Este fenómeno, producido durante los primeros 10-15 minutos, es detectado por el equipo, el cual eliminará dicho volumen de gas. A partir de ese momento, la unidad producirá gas como siempre, a no ser que la temperatura de funcionamiento óptima no se haya alcanzado debido al paro prolongado, por lo que la reducción de la eficiencia puede llegar a alcanzar el 25%.

Por tanto, en el barrido de datos se irán contabilizado los valores negativos, hasta alcanzar uno positivo, en el cual se reinicia dicha cuantificación. En el caso de que este valor sea superior a los 33 kW, el equipo empezará a producir consumiendo 5,3 kWh/Nm^3 a pleno rendimiento, a no ser que se haya superado el tiempo máximo de parada, donde se aplicará en descenso de la eficiencia del equipo que trabaja con una eficacia del 75%.

En el caso de que la potencia útil sea superior a la máxima alcanzada por el electrolizador (530 kW), el segundo electrolizador entrará en marcha; siempre y cuando se disponga de los 33kW para el arranque del mismo, es decir al alcanzar los 563 kW. Se trata de un equipo similar que, al colocarse en serie con el primer electrolizador, son capaces de trabajar con la potencia pico alcanzada por el excedente energético renovable (959 kW). Además, servirá como equipo de respeto (suplente) en el caso de que el primer equipo precise de una parada o mantenimiento en periodos de producción de hidrógeno. El protocolo de operación a seguir será, por tanto, similar al del primer equipo con las mermas de rendimiento considerables al alcanzar las 48 horas de parada.

A continuación, se exponen una serie de figuras que represetan el mecanismo de operación anual de ambos electrolizadores por separado. En ellos se puede observar como el primer electrolizador trabaja a un ritmo mucho más constante que el segundo, además de que suele

operar al 100% de su rendimiento. En cambio, el segundo electrolizador presenta muchos mas puntos de operación al 75% de su rendimiento.

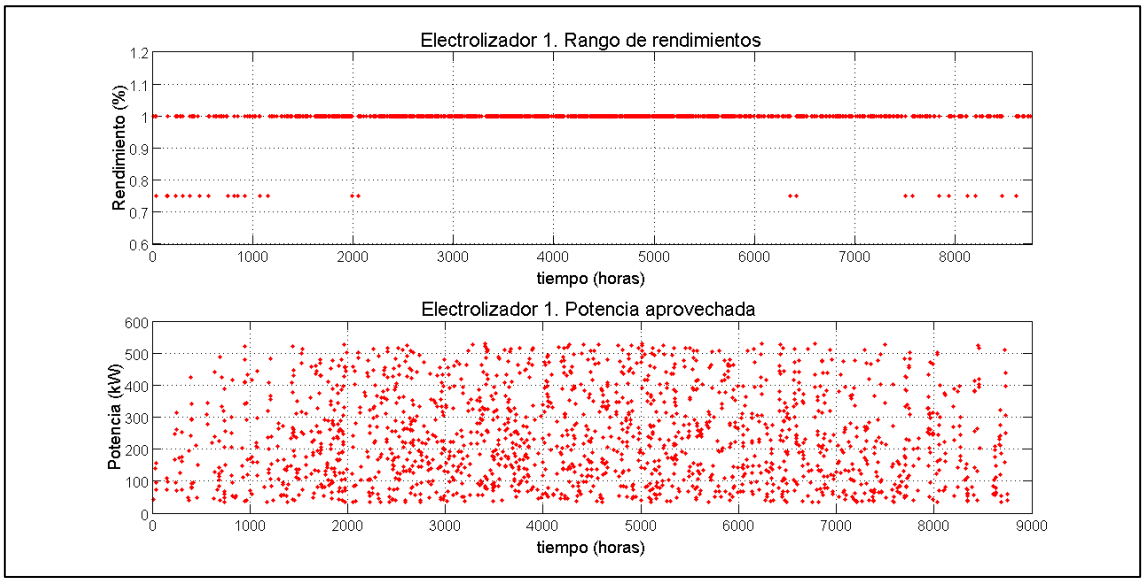


Figura 177: Modo de operación del primer electrolizador. (Fuente: Elaboración propia)

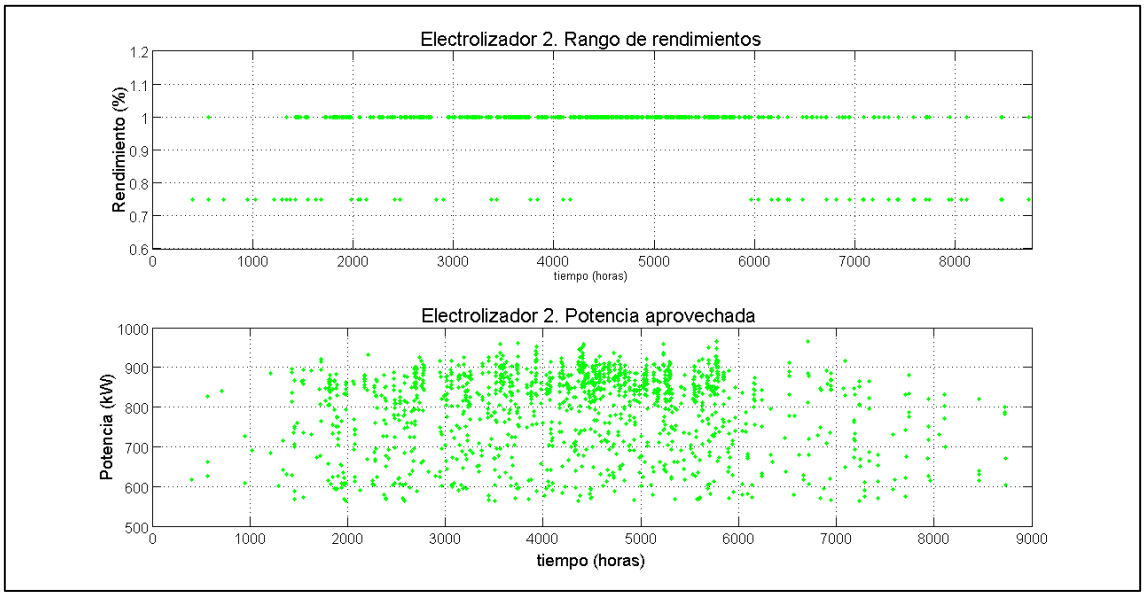


Figura 178: Modo de operación del segundo electrolizador. (Fuente: Elaboración propia)

La siguiente figura, muestra una comparativa de la energía disponible para el almacenamiento, frente a la energía aprovechada para dicho uso. La diferencia radica en el rendimiento de los electrolizadores y en la necesidad de consumir una cierta cantidad de energía en el arranque de dichos equipos.

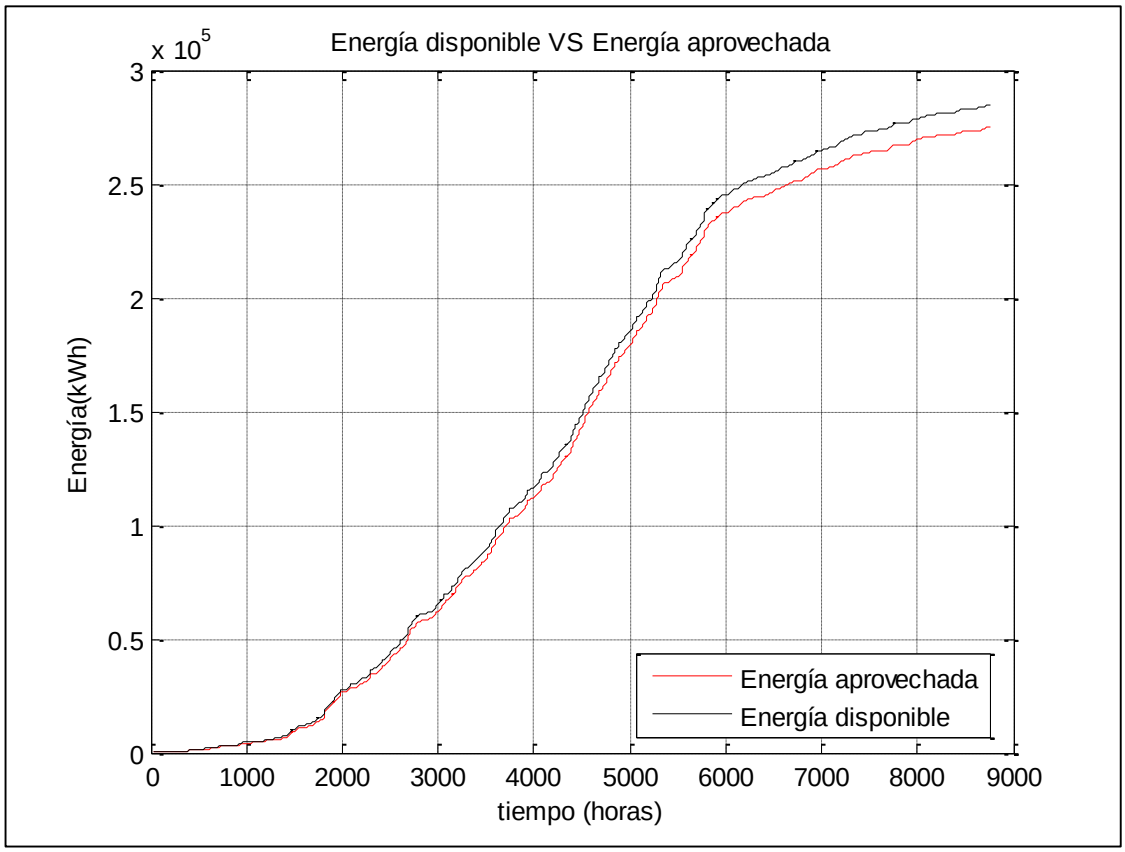


Figura 179: Energía disponible VS Energía aprovechada para el almacenamiento en forma de hidrógeno. (Fuente: elaboración propia)

Al igual que la simulación del propio escenario, se adjuntan unas gráficas que muestran la comparativa estacional característica del sistema. Como se puede comprobar, el mes de enero dispone y, por tanto, aprovecha de una pequeña cantidad de potencia al no existir un óptimo régimen de viento en esta fase del año. Es por ello, que los rangos de rendimiento no son del todo elevados y que el segundo electrolizador opera en ocasiones puntuales. En cambio, otra perspectiva muy distinta se muestra del mes de julio. En este caso ambos electrolizadores trabajan a buen ritmo con rendimientos del 100% en la mayoría de los casos y la energía aprovechada es mucho mayor.

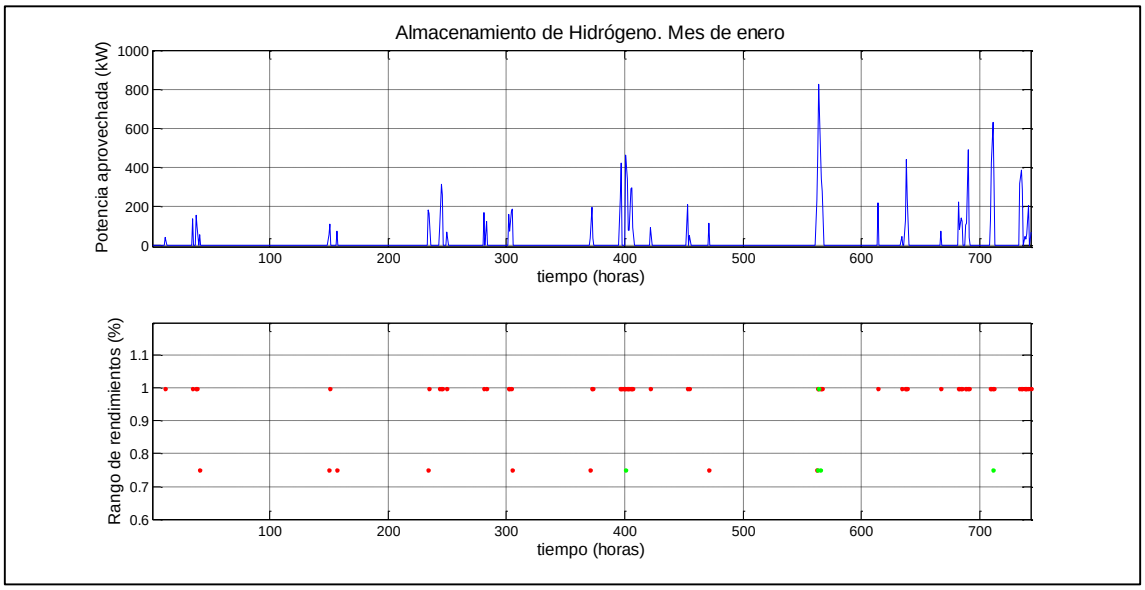


Figura 180: Almacenamiento de hidrógeno en el mes de enero. Modo de operación electrolizadores. (Fuente: elaboración propia)

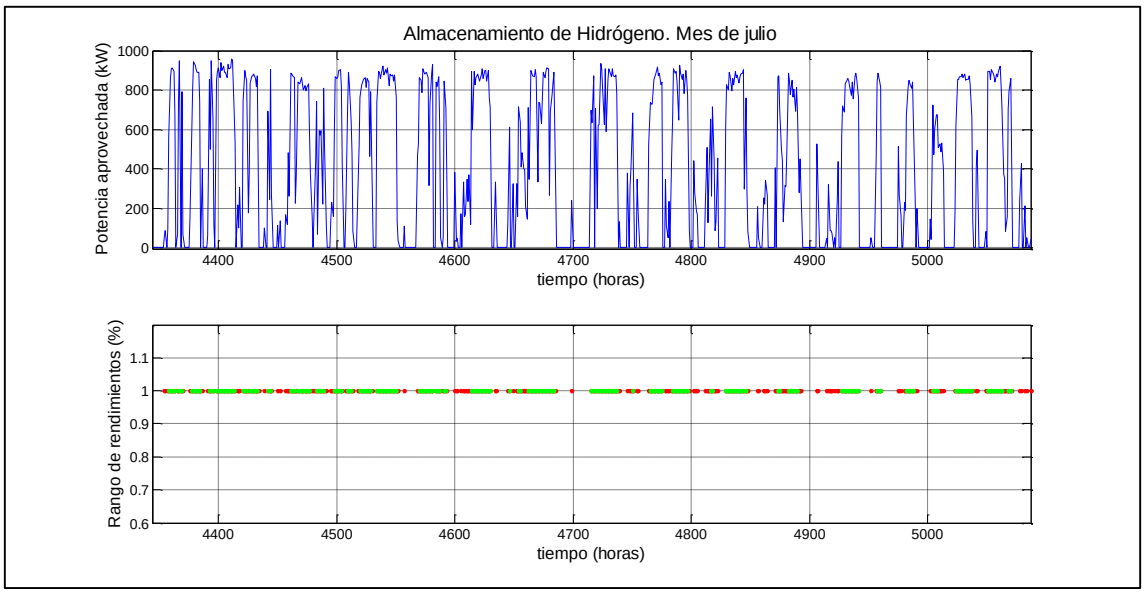


Figura 181: Almacenamiento de hidrógeno en el mes de julio. Modo de operación electrolizadores. (Fuente: elaboración propia)

C) Dimensionamiento del sistema de almacenamiento

Una vez obtenidos los metros cúbicos de hidrógeno producidos por el excedente energético se implanta el sistema de almacenamiento seleccionado. Las botellas elegidas fueron las ofertadas por un proveedor local (Sernamol Canarias S.L). Están fabricadas con un material compuesto de aluminio y fibra de carbono y disponen del Certificado de aprobación de tipo "Directiva de Equipos a Presión Transportables" otorgado por el organismo de control Aenor.

El almacenamiento se lleva a cabo a una presión de 200 bares (similar a la de la salida del compresor que se encuentra contenerizado con el electrolizador) y a una temperatura de 15^{o}C. El volumen de las botellas es de 50 litros. Las características de las botellas se encuentran ubicadas en el anexo número 8.

Figura 182: Botellas de almacenamiento de hidrógeno. (Fuente: Sernamol Canarias S.L)

La simulación oporta el caudal de hidrógeno a la presión de salida del electrolizador (10 bares), por lo que se debe de usar el factor de compresibilidad de 200 bares para saber cuantos metros cúbicos de hidrógeno caben en la botella de 50 litros a esa presión. El valor obtenido con el factor de compresibilidad de 1,132 es de 8,8 Nm^3. Valor que se aleja bastante a los 0,49 Nm^3 que podríamos almacenar en esa misma botella de 50 litros a la presión de 10 bares.

Con este dato, podremos calcular el número de botellas necesarias para el escenario simulado. El diseño de botella seleccionado tiene un precio de alquiler por 3 años de 610,00 € + igic. El sistema de alquiler es el más ampliamente utilizado, pues a los tres años las botellas han de pasar por un control hidráulico severo, del que se suele encargar la empresa proveedora remplazando las botellas por unas nuevas/revisadas.

Como el escenario requiere de un número elevado de botellas, se decide emplear una configuración estipulada por el proveedor. Se trata de bloques de 18 botellas con un precio de alquiler por 3 años de 9.955,00 €/bloque + igic. Por lo tanto, la oferta proporciona un ahorro de 57€ /botella.

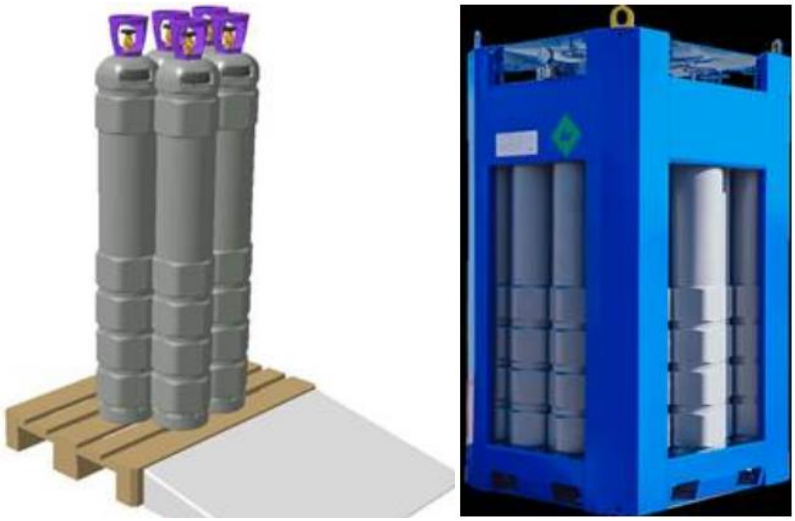


Figura 183: Disposición de botellas de hidrógeno por bloques. (Fuente: Sernamol Canarias S.L)

Una vez discretizados por meses los valores anuales obtenidos en el apartado D) de esta misma sección, en cuanto la cantidad de hidrógeno producido, se obtiene la siguiente relación de botellas de 50 listros.

Mes	*Botellas*	*Bloques*
Enero	12	1
Febrero	16	1
Marzo	69	4
Abril	87	5
Mayo	102	6
Junio	101	6
Julio	143	8
Agosto	122	7
Septiembre	53	3
Octubre	49	3
Noviembre	32	2
Diciembre	24	2
TOTAL	810	48

Tabla 94: Relación de botellas necesarias para el almacenamiento de hidrógeno producido por electrolizador. (Fuente: elaboración propia)

Ante esta cantidad exacerbada de botellas, se deben de plantear diferentes sub-escenarios, dentro del escenario 4, para diseñar el sistema que mejor optimice el excedente energético.

1.- Almacenar el total del excedente y hacer uso del mismo en los momentos de déficit.

2.- Reinyectar a red el excedente energético de forma directa (sin almacenamiento).

D) Producción de electricidad a partir del hidrógeno almacenado

Para producir electricidad a partir del hidrógeno en el subescenario 1, se hará uso de una pila de combustible (tecnología explicada en el capítulo nueve del presente trabajo). El modelo de pila que se seleccionará será función del mayor valor de déficit energético a cubir, el cual, se localiza a las tres de la mañana del 30 de diciembre y alcanza el valor de 406,3 kW.

La pila de combustible, por tanto, deberá tener una potencia nominal de 400 kW y trabajar en un rango que disponga de un mínimo de 10 kW. El uso de este tipo de equipo, reducirá la cantidad de potencia útil empleada para suplir el déficit pues cuenta con un consumo propio necesario para su funcionamiento. Se tendrá en cuenta el rendimiento de la pila para realizar el cálculo de la producción energética final.

Otras de las opciones planteadas, es la de almacenar el hidrógeno producido en los meses en los que el excedente energético no sea puntual, sino que realmente la producción neta de energía renovable, supere la demanda menusal. El principal inconveniente es que se debe de desplegar el mismo volumen de equipos, viéndose exculivamente el ahorro en el número de botellas de almacenamiento de hidrógeno, por lo que no se tuvo en cuenta este sistema.

Tras diversas conversaciones con empresas líderes en el sector (Ballard Power Systems, Fuel Cell Energy, UTC Fuel Cells, Doosan; Plug Power; Proton Power y NedStack) se concluye con que la tecnología a gran escala (potencias superiores a 100 kW) se encuentran mayoritariamente en fase de desarrollo e investigación por lo que las características técnicas son de difícil acceso. No obstante, todas ellas concuerdan con que el valor del rendimiento se encuentra en torno a un 40%, y disponen de unas horas de operación que alcanzan e incluso exceden las 20.000 horas.

El costo asciende a 4.030€ el kW instalado. En cuanto al costo de reemplazo, operación y mantenimiento, se siguieron las mismas restricciones que en las pilas usadas en el tratamiento del lodo de depuradora. A todo ello hay que sumarle la necesidad de instalar un inversor, que trabaje a la misma potencia de la pila, conviertiendo la corriente continua a conrriente alterna. El costo del inversor, así como su reemplazo y mantenimiento se ha dispuesto de la misma forma que en el diseño de otro inversor empleado en la pila de combustible que transforma el hidrógeno reformado de la digestión anaerobio de los lodos de Edar.

El sub-escenario dos, reinyección a red, tiene unas características muy distintas. La mayoría de aerogeneradores funcionan a una velocidad casi constante con conexión directa a red. Sin embargo, con conexión indirecta a red, que es el caso que se ocupa, el generador de la turbina eólica funcionará a una velocidad variable comprendida entre 18 y 34,5 rpm, en su propia mini-red separada de corriente alterna. Esta mini-red por tanto, puede disponer de variaciones de frecuencia de giro, por lo que también variará la tensión y la frecuencia, así como la forma de onda, la cual no está en consonancia con la red por lo que no puede ser vertida directamente. Se debe, por tanto, rectificar, es decir, convertirla en corriente continua (DC) utilizando tiristores o grandes transistores de potencia, por ejemplo.

Posteriormente se convierte la corriente continua (fluctuante) a corriente alterna (utilizando un inversor) de exactamente la misma frecuencia que la de la red eléctrica pública (50 Hz). A primera vista, la clase de corriente alterna que se obtiene del inversor tiene un aspecto bastante desdentado, (nada que ver con la suave curva sinusoidal típica de la corriente alterna); En lugar de eso, lo que se tiene es una serie de saltos bruscos en la tensión y en la corriente. Sin embargo, las formas de onda rectangulares pueden ser suavizadas, corrigiendo los armónicos con los denominados filtros (utilizando las inductancias y condensadores apropiados). Se adjunta figura que describe el proceso completo de transformación (Danish Wind Industry Associattion 2003).

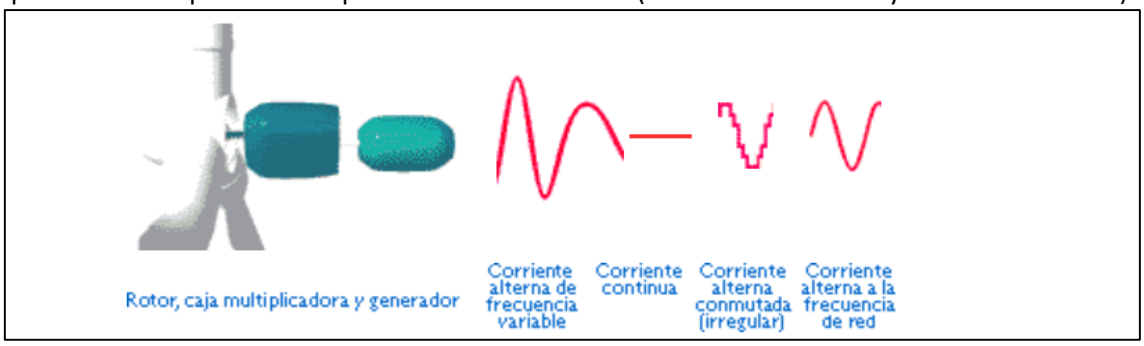


Figura 184: Conexión indirecta a red de aerogeneradores. (Fuente: Danish Wind Industry Association)

Todo este procedimiento explicado con anterioridad se puede compactar en un equipo denomiando convertidor, los cuales son elementos capaces de alterar las características de tensión y corriente que reciben, transformándola de manera optimizada. El convertidor funcionará básicamente como un conjunto rectificador-inversor, en el que el rectificador transforma la corriente a continua (DC) para que más tarde el inversor la vuelva a transformar a alterna (AC). De esta manera, se logra eliminar las imperfecciones que pueda tener la corriente al transformarla a DC, y se obtiene una señal AC de buena calidad.

El convertidor fijará la tensión de salida a 690V (de los 440V propios del aerogenerador) y la frecuencia a 50 Hz. A continuación habrá un transformador elevador de tensión para adecuarse a la línea de distribución propia de la isla (20 kV). Quedando el Sistema de la siguiente manera (Correonero Bordería 2015).

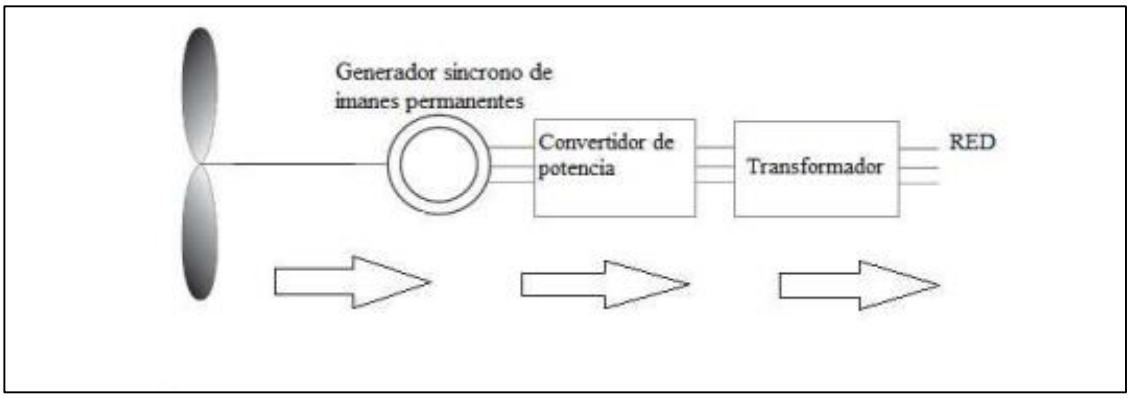


Figura 185: Esquema básico de generación de un convertidor. (Fuente: Javier Correonero: Circuitos eléctricos de un aerogenerador offshore, 2015)

Estas conversiones pueden provocar una pequeña pérdida de potencia que se debe de valorar; no obstante, observando las fichas técnicas de los equipos seleccionados, los rendimientos no descienden por debajo del 98% aun cuando se encuentran a un 50% de carga. Por lo tanto, no se ha tenido en cuenta a la hora de realizar los cálculos del excedente energético vendido a la red.

Muchos sistemas necesitan también un compensador de potencia reactiva que iría situado entre el generador y el transformador, pero en este caso se prescindirá del equipo; puesto que el convertidor seleccionado dispone del mismo.

Para la elaboración del presupuesto y del análisis de viabilidad económica, se mantuvieron conversaciones con la empresa Supsonik S.L en lo referente al convertidor y con la empresa Ormazabal (sede de Las Palmas) para el transformador. El presupuesto aportado por un convertidor de tensión de 600kW, y tension 440V con característica P-Q alcanza los 165.000€, representando un 1,75% los costos de operación y mantenimiento y un 90% los costos de reemplazo. En el caso del siguiente equipo, la oferta del transformador trifásico de distribución, 630 kVA, 20kV hermético de llenado integral, para la instalación en exterior, con refrigeración natural en aceite mineral y pintura de máxima protección C5M (al encontrarse situada la Edar en una zona de gran corrosióna salina) ronda los 10.800€. Los gastos de operación, mantenimiento y reemplazo, se rigen a lo estipulado en el convertidor. Las fichas técnicas de ambos equipos se encuentran en los anexos 7.3 y 7.4.

Capítulo 11. Análisis de viabilidad económica

11.1 Capital total invertido (TIC)

El estudio que se muestra a continuación, es necesario e imprescindible para comprobar si el proyecto que se ha realizado tiene una rentabilidad económica, confirmando la posibilidad de una amortización positiva.

En primer lugar, se calculará el capital total invertido (TIC), que representa el gasto que se realiza una sola vez para el diseño, construcción y arranque de una nueva instalación o para la modificación o ampliación de una ya existente (como es el caso objeto a estudio). Este capital consta de dos partidas presupuestarias, el primero representa el capital total inmovilizado (I), el cual representa el capital necesario para costear los equipos del proceso instalado con todos los elementos auxiliares que sean necesarios para iniciar el funcionamiento del mismo (representa un capital despreciable, en el sentido de que va perdiendo valor con el tiempo). La otra partida esta formada por el capital circulante, que se refiere a la inversión adicional que se necesita para el arranque y operación de la planta hasta que existan ingresos. Incluye costes de arranque, cargas iniciales, materias primas necesarias etc (capital totalmente recuperable al final de vida del proyecto); se suele estimar como el 15% del capital inmovilizado.

TIC = 1,15. Inmovilizado

De la mayoría de los equipos, como son el aerogenerador, los paneles solares, así como las turbinas, el conversor, y la pila de combustible, los datos se han obtenido mediante catálogos o poniéndose en contacto con el fabricante, (capital inmovilizado, costos de reemplazo, costos de mantenimiento y tiempo de vida de cada equipo). En el caso de los digestores anaeróbios, los costos se obtuvieron a través de una petición de presupuesto a la compañía Shenzhen Puxin Technology, con las características prediseñadas. Las pictorurbinas XL modelo 100-A también fueron solicitadas a la empresa Tecnoturbines. Todos estos datos, han ido introduciendose en capítulos anteriores, recopilándose en la tabla que se adjunta a continuación.

Equipo	Capital inmovilizado (€)	Capital total invertido (€)	Operación y mantenimiento (€/año)	Reemplazo (€)	Vida útil (años)
Digestores	37.385,5	42.993,3	748	26.169,5	30
Reformado de vapor (pre/post-tto)	74.052,95	85.160,89	3.000	51.837,04	10
Pilas de combustible lodos	1.269	1.459,35	507,6	1.142,1	2,5
Inversor pila combustible	2.348,44	2.700,71	N/A	1.878,75	25
Microturbinas Hydro-eKIDS	5.110	5.876,5	350	4.701,2	17
Fotovoltaica (100kW)	150.000	172.500	N/A	120.000	25

Inversores fotovoltaica	6.715,9	7.723,28	N/A	5.372,72	25
Aerogenerador (600kW)	443.300	509.795	7.757,75	354.640	25
Picoturbinas XL 100-A	4.996,08	5.745,49	700	4.496,47	30

Tabla 95: Tabla resumen del análisis económico de cada equipo. (Fuente: elaboración propia)

CAPITAL TOTAL INVERTIDO (TIC)		
Escenario 1	653.731	€
Escenario 2	833.954	€
Escenario 3	1.014.177	€
Escenario 4	1.343.750	€

Tabla 96: Capital total invertido en cada uno de los escenarios simulados. (Fuente: realización propia)

11.2 Costes de producción

Para obtener los costes de producción se le debe de añadir al capital total invertido (TIC), los costos de operación y mantenimiento, teniendo en cuenta que el tiempo de vida media del proyecto se estipula en unos 25 años.

COSTES DE PRODUCCIÓN		
Escenario 1	1.100.111	€
Escenario 2	1.280.334	€
Escenario 3	1.460.558	€
Escenario 4	1.984.073	€

Tabla 97: Costes de producción de cada uno de los escenarios simulados. (Fuente: realización propia)

11.3 Costes por unidad de generación eléctrica

Este coste dependerá del rendimiento energético (kWh/kW) de cada una de las tecnologías instaladas. Se podrá calcular a partir de la siguiente ecuación.

$$\eta_e = \frac{Energía_{eléctrica}\ /año}{Potencia_{instalada}}$$

Con este dato es posible calcular el coste por unidad de generación o coste específico, siguiendo la siguiente ecuación.

$$C_{u.generación} = \frac{C_{Inv.\ I}}{\eta_e \cdot V} + C_{o\&m}$$

Donde V, es el tiempo de vida medio de cada equipo. $C_{inv.\ I}$ representa el coste de inversión por kW eléctrico instalado y $C_{o\&m}$ se corresponde con el coste de operación y mantenimiento por kWh. Antes de todo se deben de establecer los costos de inversión inicial y de operación y manteniento de cada equipo, los cuales se han obtenido de diversas fuentes de información, como son el informe técnico realizado por el Instituto de Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) sobre la evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables, 2011-2020 o el informe sobre la economía energética elaborado por el banco de inversión Lazard en 2013. Posteriormente a ello, se procede a la elaboración de una tabla, donde se introduce cada

una de las tecnologías con su correspondiente rendimiento energético y coste de unidad por generación.

Equipo	$C_{inv.\ I}$ (€/kW)	$C_{o\&m}$ (€/kWh)	V (horas)
Eólica	1.200	0,08	219.000
Fotovoltaica	1.400	0,23	219.000
Tto lodos	13.700	0,09	262.800
Hidráulica externa	1.900	0,072	262.800
Hidráulica interna	1.900	0,075	178.920

Tabla 98: Costes de inversion, opración y manetniemiento por kW intalado. (Fuente: realización propia)

COSTE POR UNIDAD DE GENERACIÓN ELÉCTRICA		
SISTEMA	***RENDIMIENTO ENERGÉTICO (kWh/kW)***	***COSTE (€/kWh)***
Eólica (un aerogenerador)	2.561,66	0,088
Eólica (dos aerogeneradores)	2.561,66	0,089
Fotovoltaica (100 kW)	2.129,29	0,232
Fotovoltaica (200 kW)	2.129,29	0,232
Sist. Biogás	8.760	0,089
Hidráulica externa	4.674	0,073
Sist. Hidráulica interna	8.760	0,075

Tabla 99: Coste específo o coste por unidad de generación eléctrica. (Fuente: realización propia).

11.4 Cómputo económico

El cómputo, o balance económico, analizará el nuevo coste de producción de la energía eléctrica a partir de las energías renovables, concluyendo con una valoración del ahorro obtenido. Para ello, se ha de saber en primer lugar, la demanda eléctrica anual de la planta, la cual se ha calculado en capítulos anteriores y es la siguiente: 2.956.313 kWh.

El coste específico medio de producción anual de instalación renovable, viene dado por la siguiente ecuación.

$$C_{esp_renov} = \frac{C_{esp_eólica} \cdot E_{eólica} + C_{esp_fv} \cdot E_{fv} + C_{esp_biogas} \cdot E_{biogas} + C_{esp_Hext} \cdot E_{H.ext} + C_{esp_Hint} \cdot E_{H.int}}{E_{renov}}$$

Dónde:

- C_{esp_renov}: Coste esecífco medio anual de generación de energía eléctrica para la instalación renovable (€/kWh).
- $C_{esp_eólica}$, C_{esp_fv}, C_{esp_biogas}, $C_{esp_H.ext}$, $C_{esp_H.int}$: Costos por unidad de generación eléctrica, calculados en el apartado anterior (€/kWh).
- $E_{eólica}$, E_{fv}, E_{biogas}, $E_{H.ext}$, $E_{H.int}$: Energía anual generada por cada tecnología renovable (kWh).
- E_{renov}: Energía anual generada por el sistema renovable.

El resultado de la ecuación, es decir, el coste específico medio de producción anual de instalación dependerá de los diferentes escenarios estudiados en el sistema de control de la simulación y, por tanto, de la energía aportada por cada uno de los sistemas que conforman cada uno de los mismos.

COSTE ESPECÍFICO DEL SISTEMA RENOVABLE (€/kWh)			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
0,087	0,10	0,11	0,088

Tabla 100: Coste específico de cada uno de los escenarios simulados con su respectivo remix energético renovable. (Fuente: realización propia)

Como se puede observar, se tienen resultados bastante competitivos con respecto al coste energético convencial que sostiene la economía actualmente. No obstane, se debe de tener en cuenta que a falta de datos que identifiquen la tranformación de biogás a hidrógeno, así como el bajo tiempo de vida media de las pilas de combustible, el coste de inversión ha sido inferior al correspondiente, por lo que se debe de asumir una cierta incertidumbre que incrementaría un poco los valores obtenidos.

11.5 Cálculo de viabilidad económica. Escenarios de producción energética renovable

El cálculo de la viabilidad económica se puede subdividir a su vez en dos estudios, en primer lugar, se realiza un estudio sin tener en cuenta intereses de ningún tipo, el cual sirve como pre-estudio, para establecer el nivel de riesgo que acarrea la instalación renovable. Esta evaluación económica se debe de desarrollar antes y durante la realización de las instalaciones en la planta, pues es un indicativo de si se ha de continuar con el mismo o en caso negativo, abandonarlo. Posteriormente, se procede al cálculo del estudio con intereses obteniendo así una fiabilidad mas completa del sistema a instalar. En ambos casos los costes que representa el personal se reducen a cero debido a la automatización del sistema integrado y a la existencia de personal en planta.

11.5.1 Viabilidad económica sin intereses.

En este análisis se tienen en cuenta los gastos de capital total invertido, mantenimiento y remplazo de cada uno de los equipos que forman parte de la instalación de los diferentes escenarios.

Con ellos se pudieron obtener los gastos totales, los cuales, al no haber intereses, mantienen la constancia de los gastos de mantenimiento anual, salvo los años en los que se debe de reemplazar algún equipo. Cada dos años y medio se cambian las pilas de combustible, cada 10 años se reemplaza el reformado de vapor y en el año 17 la microturbina interna Hidro e-kids.

Para la obtención de los ingresos, se multiplicaron los kWh de energía que se producen en cada escenario por el costo específico renovable de cada uno de ellos. Una vez obtenidos los gastos y beneficios, se calcula el flujo de capital, mas bien conocido como cash flow, que expresa la cantidad neta de dinero que sale o entra de una compañía debido a la inversión; es el resultado de la diferencia entre los ingresos y los gastos totales.

$$\text{Cash Flow} = \text{Ingresos} - \text{Gastos totales}$$

Uno de los puntos a tener en cuenta en este apartado, es que en el escenario 4, solo se emplea la parte de la energía usada, de toda la energía instalada para generar los ingresos, pues, como se analizó en el capítulo de sistema de control, este escenario base dispone de un gran excedente energético en los meses de verano, que, sin sistema de almacenamiento, no se puede estimar como energía útil o ahorro económico.

Otro factor a calcular es el flujo de capital acumulado (CF acumulado), que nos es más que la sumatoria anual de todos los flujos de capital que se tienen en los 25 años de vida media de los que dispone el proyecto.

$$CF_{acumulado\ (año_j)} = \sum_{i=1}^{j} CF\ (año_i)$$

Restando el capital total invertido a este flujo, se obtiene la denominada amortización, la cual nos indica en que año se dejan de tener pérdidas y se consigue obtener únicamente beneficios. A continuación, se adjuntan unas gráficas en las que se representa el diagrama de flujo capital de cada escenario, mostrando el flujo de capital acumulado durante el periodo de vida del proyecto. Como se puede comprobar, cada escenario tiene diferente amortización (distintos periodos de tiempo). Diferencia que se debe a las distintas aplicaciones o equipos impuestos en cada escenario, además de los respectivos costes de generación.

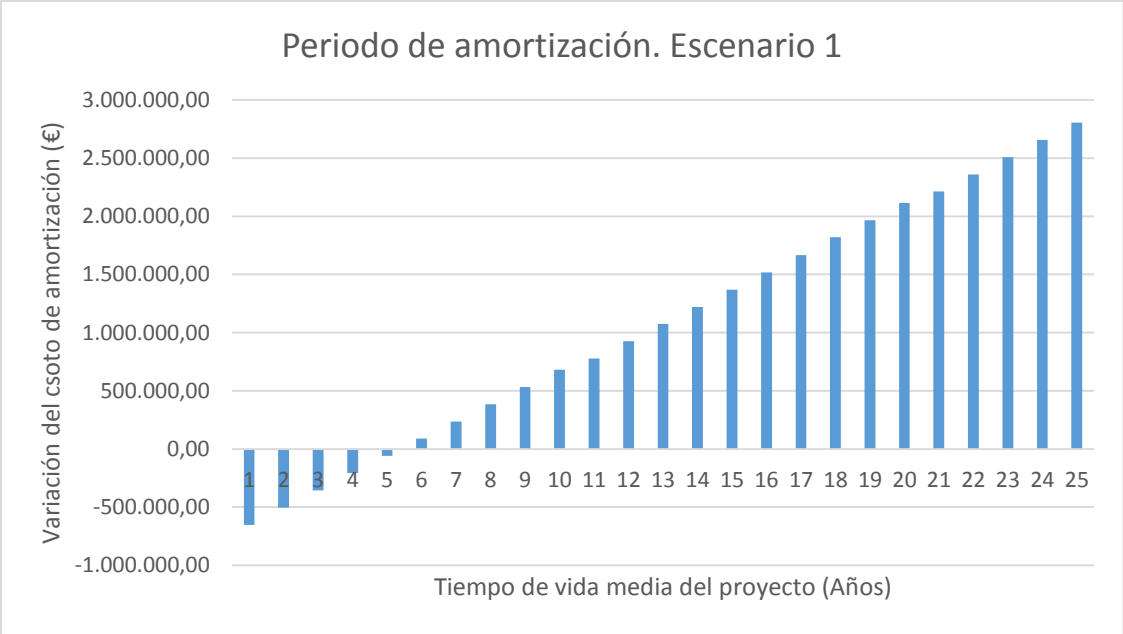


Figura 186: Periodo de amortización del escenario 1 sin intereses. (Fuente: elaboración propia)

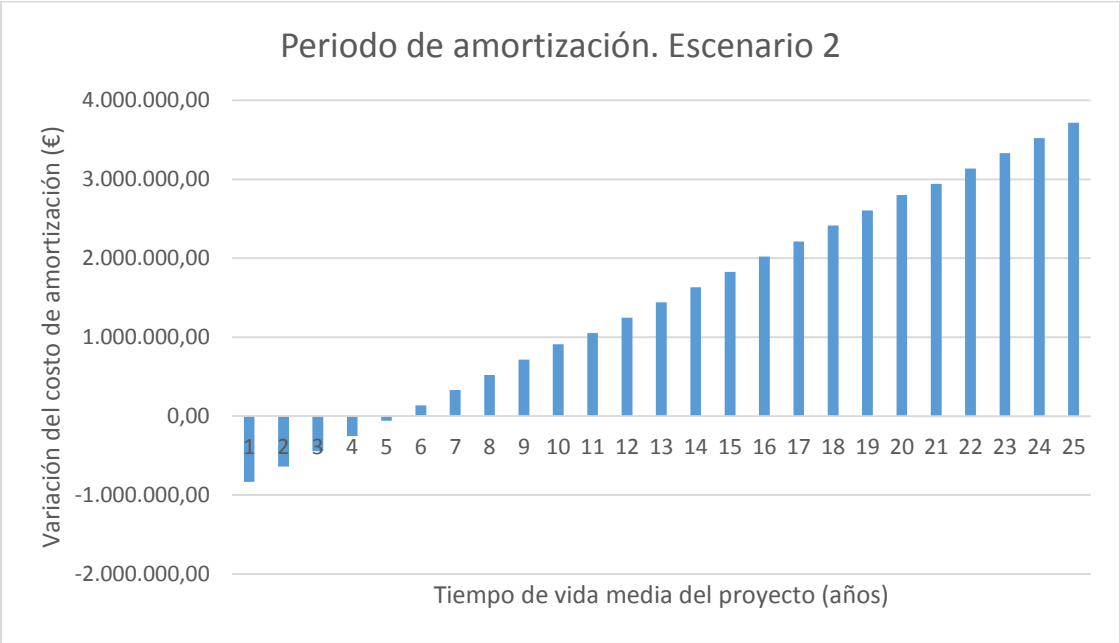


Figura 187: Periodo de amortización del escenario 2 sin intereses. (Fuente: elaboración propia)

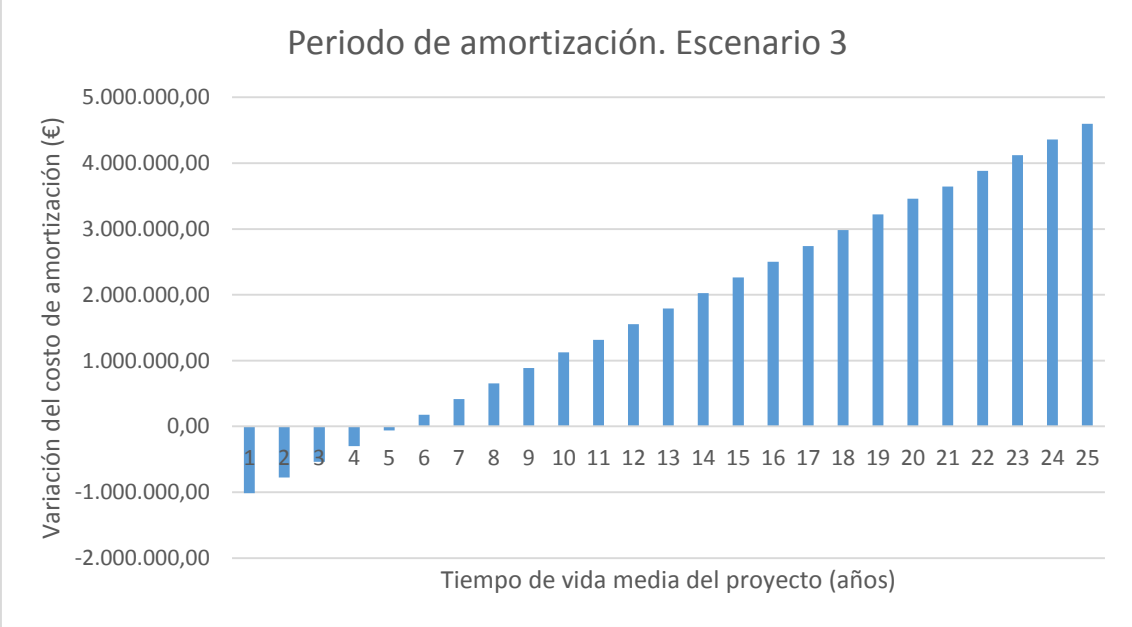


Figura 188: Periodo de amortización del escenario 3 sin intereses. (Fuente: elaboración propia)

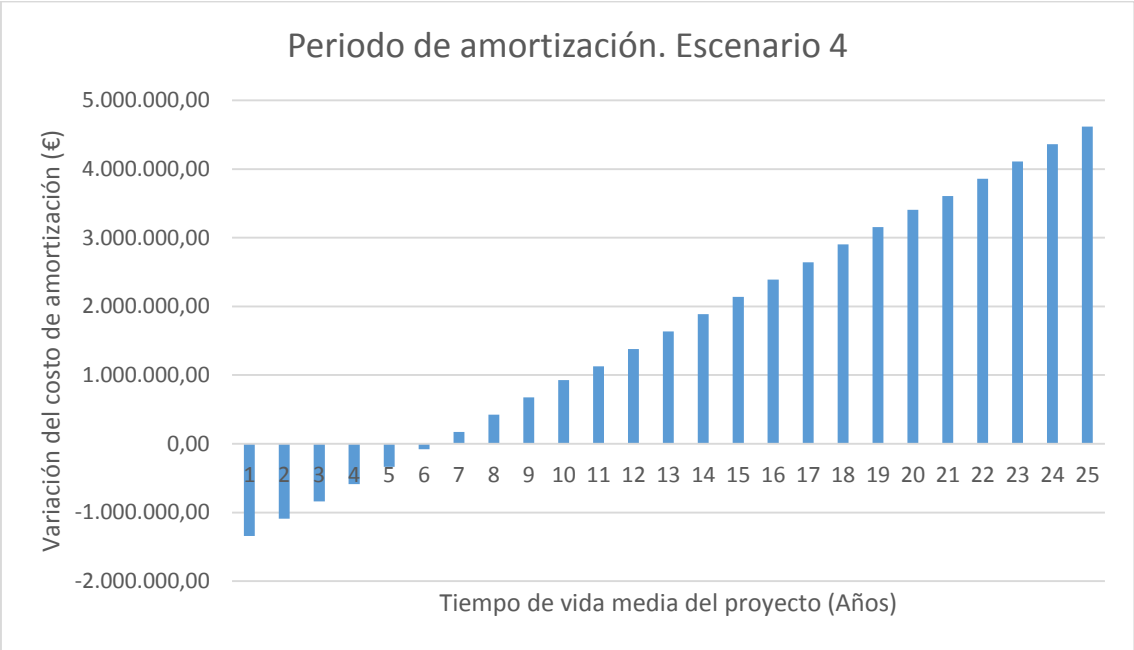


Figura 189: Periodo de amortización del escenario 4 sin intereses. (Fuente: elaboración propia)

Posteriormente se calculan otras dos medidas de rentabilidad aproximada, a saber, la relación de retorno de capital (ROR) y el periodo de recuperación de la inversión (PRI). El primero de ellos realiza un cálculo rápido de concepto sencillo cuyo valor es indicativo de rentabilidad; cuanto mayor sea, más rentable es. No osbtante, supone que la planta trabaja siempre a la capacidad máxima y el mismo número de días al año, por lo que considera que las ventas y los costes de producción se mantienen constantes a lo largo de la vida del proyecto. Además, no considera el tamaño del proyecto como una variable.

$$ROR = \frac{\sum_{i=1}^{t} CF(año_i)}{TIC \cdot t}$$

Donde t: vida del proyecto.

RELACIÓN DE RETORNO DE CAPITAL (ROR)			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
0,21	0,21	0,22	0,18

Tabla 101: ROR de cada uno de los diferentes escenarios simulados. (Fuente: realización propia)

El PRI, es el periodo temporal necesario para recuperar la inversión. Expresa el momento exacto del año en que se realiza la amortización.

$$PRI = \frac{TIC}{Flujos\ de\ capital\ promedio}$$

PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)			
Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
4,7	4,6	4,5	5,6

Tabla 102: PRI de cada uno de los diferentes escenarios simulados. (Fuente: realización propia)

11.5.2 Viabilidad económica con intereses.

Antes de proceder al estudio de los diferentes escenarios, se deben de incluir las hipótesis que se han tenido en cuenta con respecto a los intereses y tasas de descuento, los cuales, son necesarios para que el estudio económico sea veraz y viable. Estos valores han sido proporcionados por diversas fuentes como son la Organización del Mercado Eléctrico (OMEL) y el banco de España.

- Incremento del precio de la energía: 1, 7%.
- Inflación: 0, 8%.
- Tasa de descuento: 5%.

Las medidas de rentabilidad vistas hasta ahora dan únicamente una visión puntual en el tiempo. Para medidas más estrictas es necesario tener en cuenta el valor temporal del dinero, pues una cantidad de dinero en el presente (capital presente), no tiene el mismo valor que en el futuro (capital futuro). La diferencia está en los intereses cuya definición es la compensación por usar el dinero durante un periodo de tiempo.

En el cálculo del estudio se introdujo el término de inflación (0,8%) en los gastos totales, mientras que en los ingresos se introdujo el tanto por ciento del incremento de la energía a lo largo del tiempo (1,7%). A partir de aquí los cálculos del cash flow y cash flow acumulado, varían conforme pasan los años de vida del proyecto. Para tener en cuenta el tiempo en el valor del dinero, el flujo de capital que se obtiene al año “n”, se traslada al momento presente, obteniéndose el valor presente neto, net present value en inglés (NPV).

$$NPV(\text{año}_n) = \frac{CF_n}{(1+i)^n}$$

Donde:

i = Tasa de descuento (5%).

Realizando la sumatoria de todos los valores presentes netos de cada año y restando este valor al capital total invertido se obtiene un valor, el cual ha de ser positivo para verificar que el proyecto es viable. En todos los casos estudiados se obtiene una confirmación positiva, por tanto, cualquiera de los escenarios es viable de instalar económicamente hablando.

También se puede realizar el cálculo acumulado para saber exactamente el año de amortización del proyecto teniendo en cuenta los intereses. Se anexan las siguientes gráficas de amortización de los diferentes escenarios.

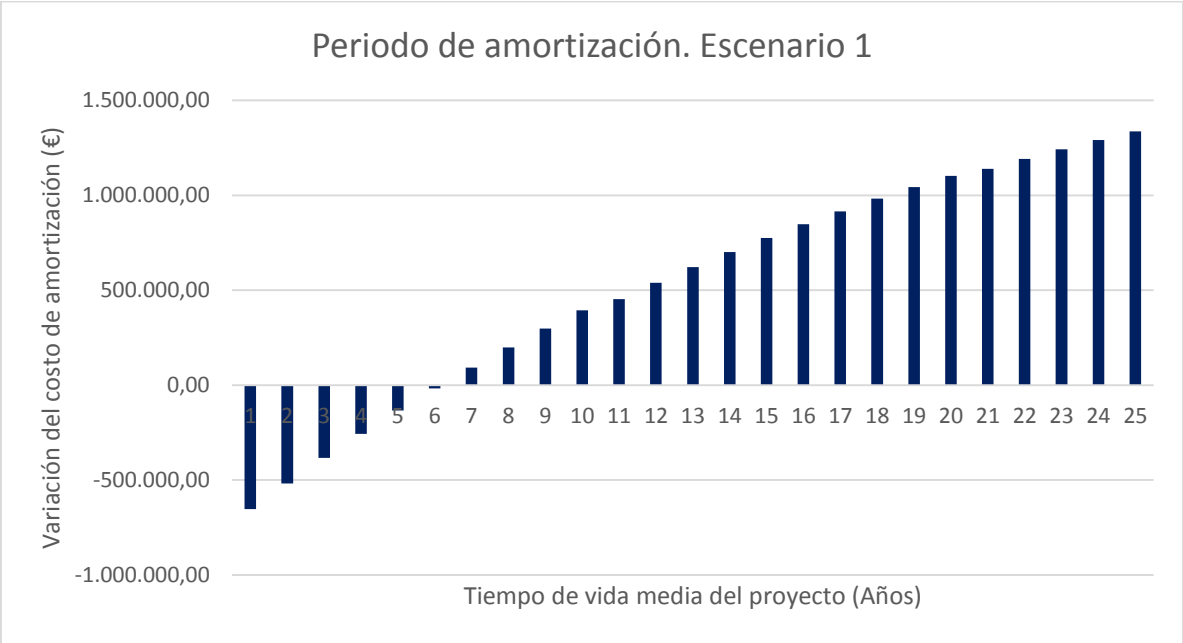


Figura 190: Periodo de amortización del escenario 1 con intereses. (Fuente: elaboración propia)

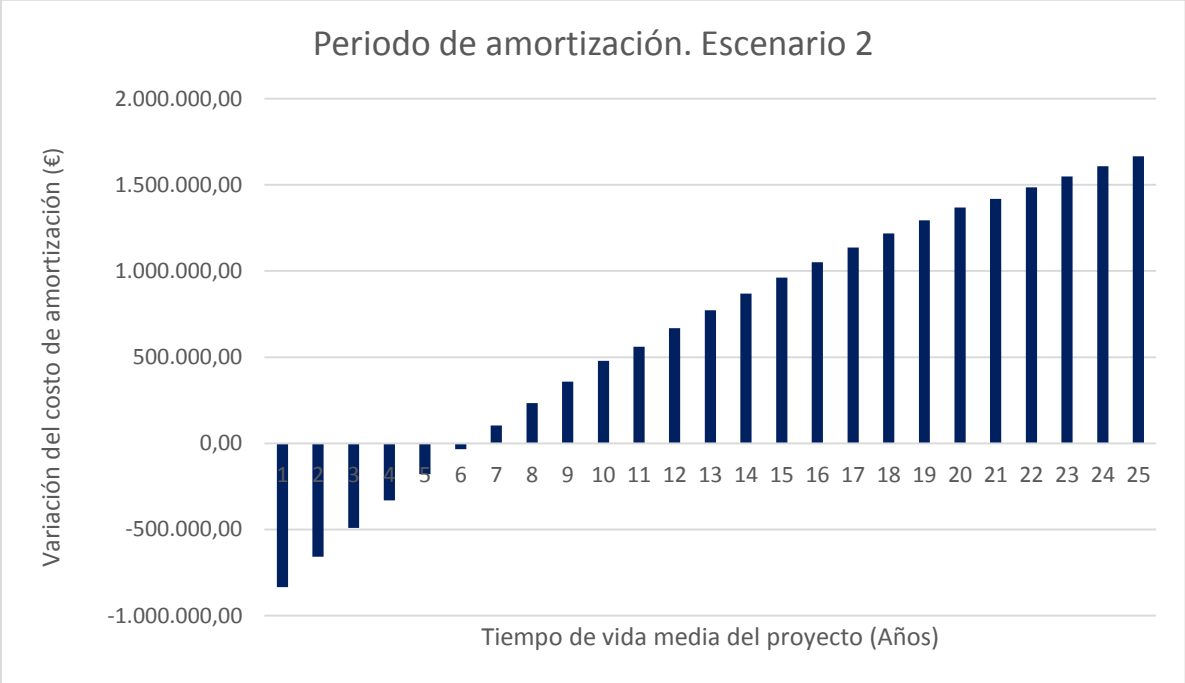


Figura 191: Periodo de amortización del escenario 2 con intereses. (Fuente: elaboración propia)

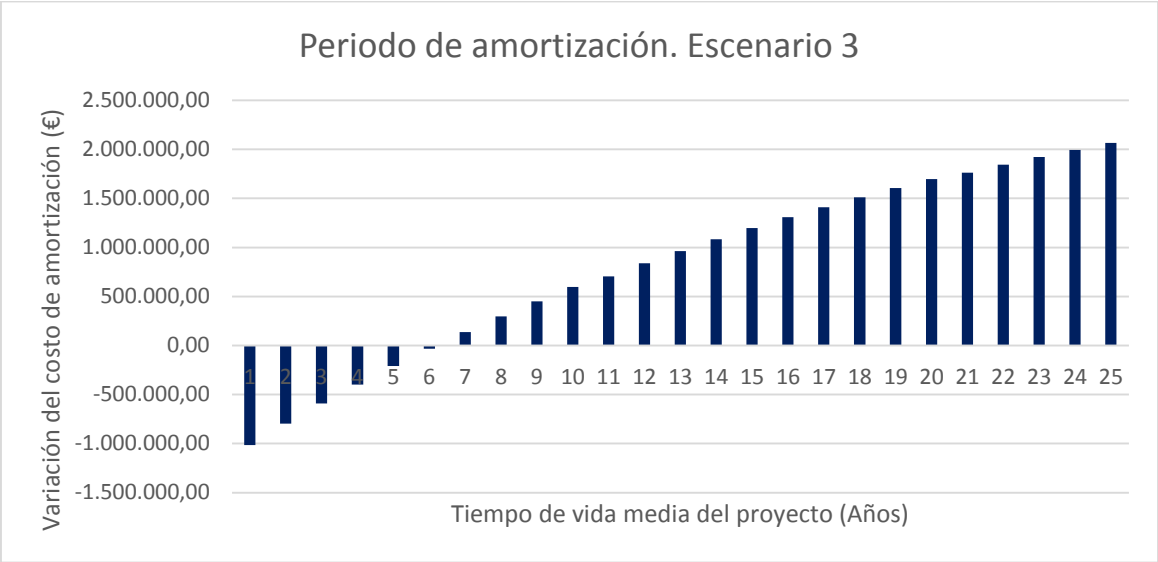


Figura 192: Periodo de amortización del escenario 3 con intereses. (Fuente: elaboración propia)

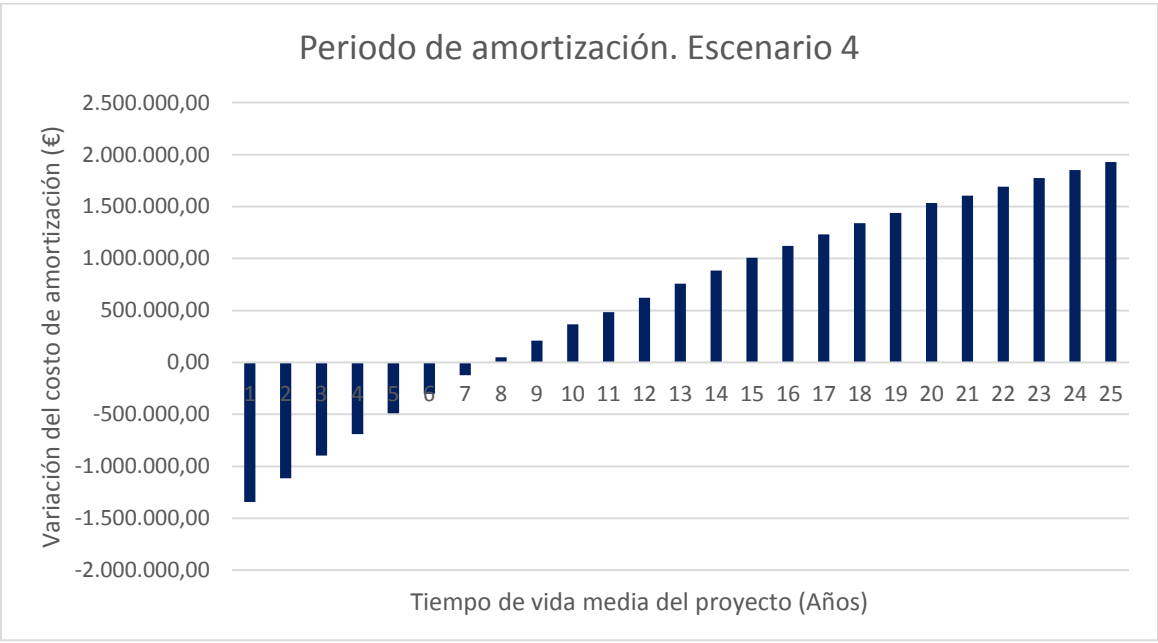


Figura 193: Periodo de amortización del escenario 4 con intereses. (Fuente: elaboración propia)

11.6 Cálculo de viabilidad económica. Escenarios 4. Aplicaciones de tratamiento al excedente energético

En este apartado se desarrollará el mismo análisis económico del escenario cuatro, incorporando en el mismo los diferentes sub-escenarios susceptibles de tratamiento del excedente energético. En general, provocarán un aumento del costo de capital invertido, así como de operación y mantenimiento, debido a la incorporación de los equipos necesarios para llevarlo a cabo. El segundo sub-escenario, repercutirá positivamente en los ingresos (con la venta del excedente energético), limitando, sin embargo, y por completo, el almacenamiento propio estacional.

En el primer caso se tendrán en cuenta, por tanto, el total de botellas necesarias para almacenar todo el excedente energético anual a lo largo del año. Así mismo se contabilizarán los costos propios de los ecletrolizadores, la pila de combustible y el inversor.

Por otra parte, el segundo caso conllevará la reinyección directa de la energía generada por el aerogenerador a red, situación que supone la compra de un convertidor y un transfromador. Además, en este punto y tal y como se dijo con anterioridad, se debe de considerar que reinyectar a red siginifica vender la energía excedente en el libre mercado de la electricidad, generando así un ingreso extra. En este aspecto, se debe de tener en cuenta que los precios de la electricidad en Europa se fijan diariamente mediante subasta (todos los días del año) a las 12:00 horas, para las veinticuatro horas del día siguiente, en lo que se conoce como “Mercado Diario”. El precio y el volumen de energía en una hora determinada se establecen por el cruce entre la oferta y la demanda, siguiendo el modelo marginalista adoptado por la UE, en base al algoritmo aprobado para todos los mercados europeos (EUPHEMIA) y de aplicación actualmente además de España y Portugal (conocido como mercado Ibérico), en Alemania, Austria, Bélgica, Eslovaquia, Eslovenia, Estonia, Francia, Holanda, Hungría, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Finlandia, Suecia, Dinamarca, Noruega, Polonia, Reino Unido, República Checa y Rumania (OMIE 2018).

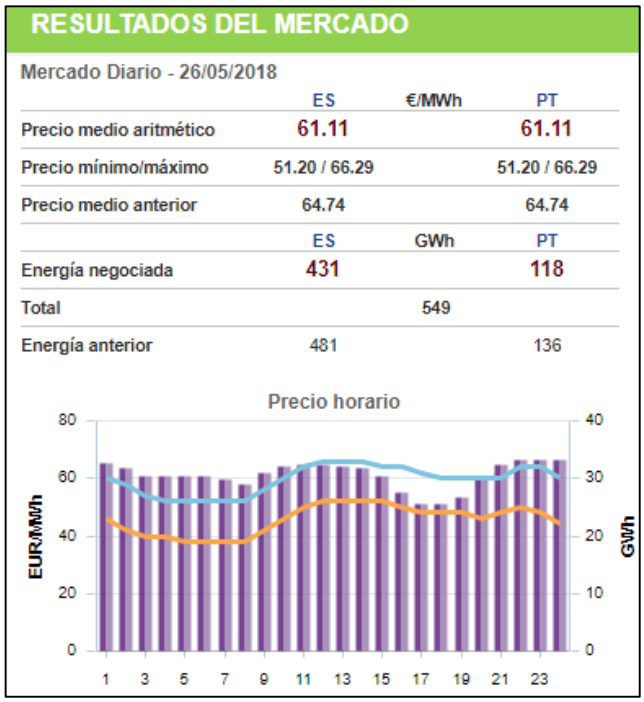


Figura 194: Ejemplo del Mercado diario Ibérico el día 26/05/2016. (Fuente: OMIE, 2018)

Para estimar un precio medio del mercado diario en la zona española se hará uso del informe de precios del año 2017 elaborado por la OMIE, cuyo valor alcanza los 54,24€/MWh. En este caso, se hará un remix de ingresos en el que el excedente vendido se estipulará al precio del mercado libre y la energía generada y consumida por la planta, emplea el cómputo económico calculado.

	Precio Medio Mensual (€/MWh)		Energía Adquirida (GWh)	
	2017	2016	**2017**	2016
Ene	71,49	36,53	17.753	15.561
Feb	51,74	27,50	14.935	16.003
Mar	43,19	27,80	14.722	15.291
Abr	43,69	24,11	13.783	13.653
May	47,11	25,77	15.532	13.981
Jun	50,22	38,90	17.053	14.325
Jul	48,63	40,53	17.696	15.979
Ago	47,46	41,16	16.569	15.669
Sep	49,15	43,59	15.029	15.382
Oct	56,77	52,83	15.589	14.719
Nov	59,19	56,13	16.557	16.390
Dic	57,94	60,49	16.997	17.018
Año	**52,24**	**39,67**	**192.214**	**183.970**

Tabla 103: Valores del precio medio mensual y anual del mercado de la electricidad en el año 2017. (Fuente: OMIE)

A continuación, se equematiza en una tabla los modificiaciones e incorporaciones de equipos en el escenario 4, en función del sub-sistema seleccionado. Posteriormente se representará la evolución del periodo de amortización, siguiendo las directrices de la sección anterior.

Equipo	*Capital inmovilizado (€)*	*Capital total invertido (€)*	*O&M (€/año)*	*Reemplazo (€)*	*Vida útil (años)*
SUB-ESCENARIO 4.1 (ALMACENAMIENTO CON HIDRÓGENO)					
Digestores	37.385,5	42.993,3	748	26.169,5	30
Reformado de vapor (pre/post-tto)	74.052,95	85.160,89	3.000	51.837,04	10
Fuel Cell (lodos)	1.269	1.459,35	507,6	1.142,1	2,5
Inversor Fuel Cell	2.348,44	2.700,71	N/A	1.878,75	25
Microturbinas Hydro-eKIDS	5.110	5.876,5	350	4.701,2	17
Aerogenerador (600kW)	443.300	509.795	7.757,75	354.640	25
Picoturbinas XL 100-A	4.996,08	5.745,49	700	4.496,47	30
Electrolizadores	1.960.000	2.254.000	58.800	1.470.000	7
Botellas hidrógeno	477.840	549.516	N/A	477.840	3
Fuel Cell almacenamiento	1.612.000	1.853.800	644.800	1.449.188	3
Inversor Fuel Cell	14.395,86	16.555,24	N/A	11.516,69	25
SUB-ESCENARIO 4.2 (REINYECCIÓN A RED)					
Digestores	37.385,5	42.993,3	748	26.169,5	30
Reformado de vapor (pre/post-tto)	74.052,95	85.160,89	3.000	51.837,04	10
Fuel Cell (lodos)	1.269	1.459,35	507,6	1.142,1	2,5
Inversor pila combustible	2.348,44	2.700,71	N/A	1.878,75	25
Microturbinas Hydro-eKIDS	5.110	5.876,5	350	4.701,2	17

Aerogenerador (600kW)	443.300	509.795	7.757,75	354.640	25
Picoturbinas XL 100-A	4.996,08	5.745,49	700	4.496,47	30
Convertidor	165.000	189.750	2.887,5	148.500	25
Transformador	10.800	12.420	189	9.720	30

Tabla 104: Tabla resumen del análisis económico de cada equipo en los diversos sub-sistemas. Escenario 4 (Fuente: realización propia)

CAPITAL TOTAL INVERTIDO (TIC)		
Sub-escenario 1	5.837.397,5	€
Sub-escenario 2	1.545.919,5	€

Tabla 105: Capital total invertido en cada uno de los sub-escenarios simulados. (Fuente: realización propia)

COSTES DE PRODUCCIÓN		
Sub-escenario 1	23.947.925	€
Sub-escenario 2	2.263.155,8	€

Tabla 106: Costes de producción de cada uno de los sub-escenarios simulados. (Fuente: realización propia)

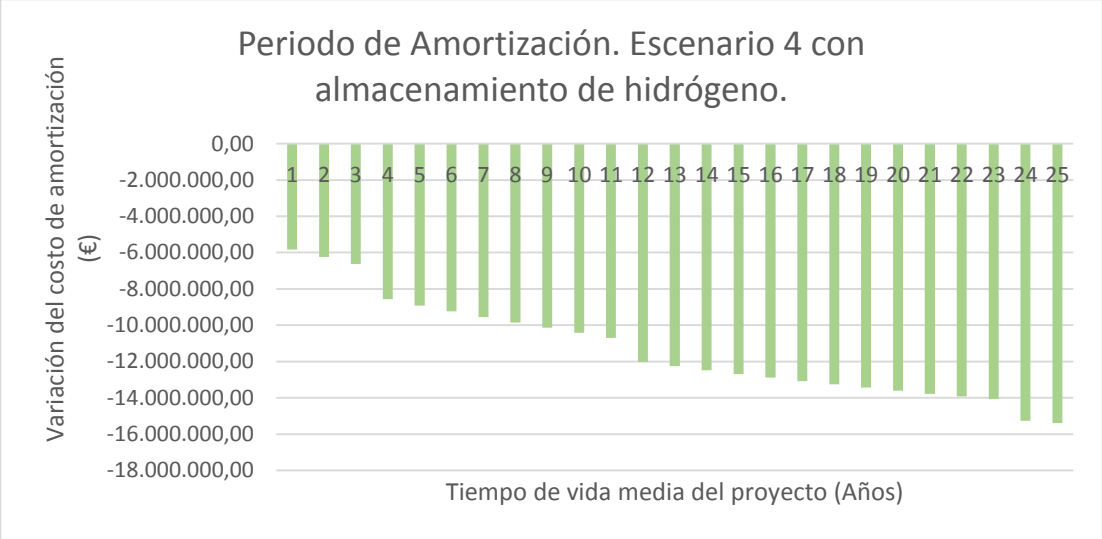


Figura 195: Periodo de amortización del escenario 4. Almacenamiento de hidrógeno. (Fuente: elaboración propia)

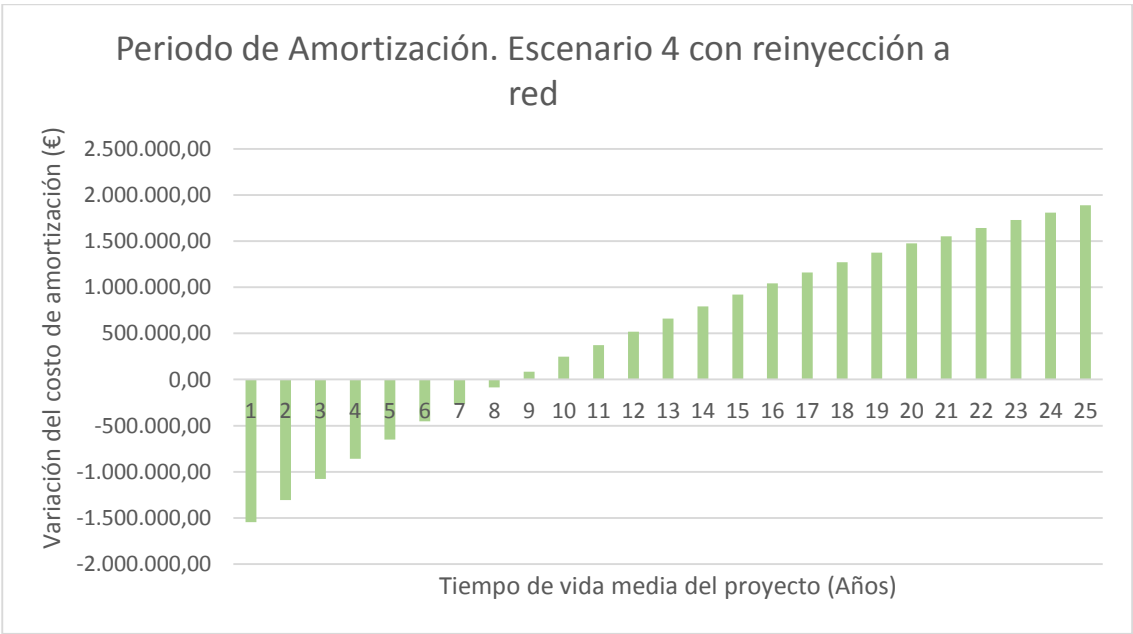


Figura 196: Periodo de amortización del escenario 4 con reinyección a red. (Fuente: elaboración propia)

Capítulo 12. Conclusiones

Este trabajo sienta sus bases en la implantación de soluciones a la problemática que el nexus agua-energía- medio ambiente provoca debido a su interdependencia y su intensiva demanda a escala global.

Al término del trabajo de investigación se consigue eliminar el concepto tradicional de las plantas de tratamiento de aguas residuales como meras consumidoras de energía, e instaurar el nuevo concepto de depuradora conocido como factoría verde. Este nuevo concepto se ha consolidado a través del uso de las energías intrínsecas de la planta (química, cinética y potencial) acompañadas de otra serie de energías renovables externas, consiguiendo mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero y generar a partir de los residuos, productos de segunda generación que contribuyen con la economía circular del entorno.

A continuación, se expone un compendio de las conclusiones más relevantes, extraídas de cada uno de los capítulos que componen este documento.

Se ha analizado la interdependencia del agua-energía y su consecuente contribución al cambio climático en todas las etapas del ciclo integral del agua.

Se ha seleccionado las plantas de tratamiento de aguas residuales como modelo de implantación al ser una de las etapas del ciclo con mayor consumo energético por metro cúbico de agua tratado, además de producir una elevada cantidad de residuos, siendo todo ello causa directa e indirecta del cambio climático.

Se ha realizado un análisis exhaustivo de los procedimientos del cálculo de la huella de carbono, así como de las respectivas herramientas de cuantificación, seleccionado el programa WWEST debido a su capacidad de adaptación en cuanto a las necesidades y requisitos del presente trabajo.

Del estudio preliminar que hace uso del protocolo desarrollado por el Panel Intergubernamental del Cambio climático, se confirma que independientemente del tamaño y ubicación de las Edars del archipiélago canario, todas ellas contribuyen con las emisiones de gases de efecto invernadero.

Se lleva a cabo un análisis de viabilidad en la implantación de las posibles energías renovables internas y externas a las plantas que coteja el Consejo Insular de Aguas de la isla de Gran Canaria, siendo la estación de tratamiento de Jinámar la depuradora con mejores resultados para la integración múltiple de las diferentes tecnologías alternativas.

La demanda energética anual de la planta de Jinámar, de 10.000 m^3/día, es del orden de 2.956.313kWh_e, los cuales equivalen según IDAE (0,811kg CO_2 equivalente/kWh_e) a una emisión de 2.397,6 toneladas de CO_2 equivalente.

Comparando este dato que aporta exclusivamente la emisión producida por el consumo energético en la Edar, con el obtenido tras haber realizado el cálculo de la huella de carbono de la depuradora (herramienta de cálculo WWEST), se pone de manifiesto que las emisiones pueden llegar a alcanzar las 9.741,8 toneladas de CO_2 equivalente.

La causa de que este resultado cuadriplique el obtenido anteriormente se debe a la consideración de ciclo de vida completo y, por tanto, el consumo energético necesario para la producción de la demanda de la planta (que es aproximadamente tres veces el consumo real de la Edar). De igual modo, también se considera la construcción de la misma, el transporte de los diversos equipos y reactivos, así como la deposición de los lodos en el vertedero.

Con el objetivo de conseguir la nulidad en las emisiones de gases de efecto invernadero, y, por tanto, la mitigación del cambio climático, se desarrolla la instalación de tecnologías alternativas que consigan suplir la demanda energética de la planta a través de la energía química proveniente de los lodos, la energía cinética obtenida mediante micro turbinas en tuberías, la energía potencial aprovechada en los saltos de agua de la planta y las energías renovables externas eólico y fotovoltaica.

De los cuatro escenarios simulados con diferentes configuraciones tecnológicas para visualizar la posible disminución del consumo de electricidad convencional, y la consecuente recesión de emisiones a la atmósfera, se extraen las siguientes conclusiones:

- El escenario uno dispone de una producción energética alternativa neta de 1.859.332,8 kWh anuales, lo cual evitaría la emisión de 1.508 toneladas de dióxido de carbono, reduciendo dicho valor a 889 toneladas de CO_2 anuales propios del consumo convencional de 1.096.980kWh/año. Con un costo de inversión de 653.731€, este sistema se amortiza en torno a los seis años.

- El escenario dos consigue alcanzar una producción energética anual de 2.072.261,7 kWh que acabaría con las emisiones de 1.681 toneladas de dióxido de carbono equivalente, emanando a la atmósfera un total de 716 toneladas anuales al consumir de forma convencional el 30% de la demanda. En este caso el sistema se amortiza a los seis años y medio y necesita de un capital de 833.954€.

- El escenario tres evita una emisión de 1.853 toneladas de gases de efecto invernadero a través de la producción de 2.285.190,6kWh /año, lo cual se acerca notoriamente a las necesidades de demanda de la planta con un capital invertido de 1.014.177€ que se amortiza en el sexto año de operación. Este escenario desciende su emisión anual a 544 toneladas de CO_2 producidas por el consumo de 671.123kWh convencionales.

- El escenario cuatro confirma la posibilidad técnica y económica de reducir en un 100% el consumo energético proveniente de red, mitigando por tanto la emisión anual de 2.754 toneladas de gases de efecto invernadero con una producción de 3.396.326,39 kWh/año. Disponiendo de un capital total invertido de 1.343.750€ el periodo de amortización se encuentra a mediados del séptimo año. Además, tecnología eólica se consolida como la principal causante de dicha posibilidad.

Debido a las características discontinuas y estacionales de la energía eólica, es necesario implantar un sistema de almacenamiento energético. Para ello, y siguiendo la misma línea en el empleo de tecnologías limpias, se proponen dos alternativas:

1. Almacenamiento de energía usando el hidrógeno unidad de almacenamiento
2. Reinyección en red.

1. Almacenamiento de energía usando el hidrógeno unidad de almacenamiento

Los resultados de la simulación de almacenamiento determinan que la implantación de la economía del hidrógeno no es inmediata y aún se debe avanzar y mejorar para dar respuesta a importantes retos tecnológicos, económicos y sociales. Factores como el número de botellas de hidrógeno presurizadas para el almacenamiento del mismo (810), o el capital total invertido (5.837.397€) que no se amortiza en el tiempo de vida media de la planta (25 años) así lo confirman. Por tanto, y aunque técnicamente se consiga un resultado positivo, donde más del 90% de la energía renovable disponible es almacenada en forma de hidrógeno a través del sistema de electrolizadores, el factor de conversión de hidrógeno a electricidad empleando pilas de combustible a gran escala todavía no es muy óptimo (las pilas disponen de un rendimiento del 40%), pudiendo disponer un total de 177.205kWh de energía útil final, cuando el excedente energético anual alcanzaba los 443.013kWh. Asimismo, el elevado costo de las pilas de combustible que operan en este orden de magnitud energética, aseguran la necesidad de seguir investigando esta vía y crea nuevas líneas futuras de investigación.

2. Reinyección en red.

Por otro lado, la reinyección a red aporta resultados económicamente viables, donde teniendo en cuenta el mercado energético diario del sistema ibérico, se consigue amortizar a los ocho/nueve años el capital total invertido (1.545.919€) para esta compra/venta de energía pudiendo vaticinar un punto de partida para la integración de las energías renovables en este tipo de plantas.

Como conclusión final, y extrapolando los resultados obtenidos al archipiélago canario, y partiendo de la clasificación por rangos de volumen tratado (especificado en el capítulo 6) se confirma la posibilidad de mitigar el cambio climático en este tipo de plantas, eliminando anualmente una media de 2.716,24 toneladas de CO_2 equivalente en las depuradoras de gran tamaño, 1.261 toneladas en las plantas de tamaño medio y unas 133 y 165 toneladas en estaciones de tratamiento de aguas residuales pequeñas y muy pequeñas, respectivamente. Todo ello, llevando a cabo un análisis particular a cada una de las depuradoras para evaluar la mejor configuración de tecnologías limpias, que consiga cubrir la demanda energética de la planta. Para lo cual se puede prever que todas ellas aseguran una fácil implantación del recurso eólico en las zonas costeras observando la velocidad media de los regímenes de viento, y un elevado potencial fotovoltaico, más acusado en las islas orientales.

En el caso de aplicar los escenarios simulados en este trabajo, los resultados serías los siguientes:

- Depuradoras de gran tamaño: teniendo un consumo anual estándar de 3.349.248kWh, el escenario uno consigue reducir el empleo de energía convencional a 1.489.915,2kWh evitando unas 1.508 toneladas de CO_2 a la atmósfera. En el escenario dos y tres la reducción de consumo convencional se ajustaría a 1.276.986,3 y 1.064.057kWh, con un ahorro de 1.681 y 1.853

toneladas de CO_2 respectivamente, mientras que en el cuarto escenario la producción renovable supera la demanda siendo capaz de producir 38.180 kWh extra.

- Las depuradoras de tamaño medio, que se caracterizan por tener un consumo anual de 1.554.870 kWh consigue ser autoabastecida por cada uno de los escenarios simulados. Observando cada uno de ellos, el excedente de energía renovable, que puede ser almacenado o vertido a red, alcanzan los 304.462kWh, 517.391kWh, 730.320kWh y 1.841.456kWh, pudiendo evitar la emisión a la atmósfera en cualquier emplazamiento en el que finalmente se emplee esta energía de unas 246, 419, 592 y 1493 toneladas de CO_2 equivalente.

- En el caso de las plantas de tratamiento de aguas residuales pequeñas (consumo aproximado de 163.995kWh/año) y muy pequeñas (consumo convencional de 203.452kWh/año) todos los escenarios suplen con creces la demanda de la planta, llegando a producir una cantidad extra de energía limpia de 2.621.420,73kWh/año y 4.442.710,68kWh/año respectivamente. Por lo tanto, se consigue mitigar por completo el cambio climático de las plantas y cambiar el concepto de proceso energéticamente intensivo a productor energético renovable que, en el mejor de los casos (escenario 4), logra evitar fuera de su ubicación unas 2.621 y 4.442 toneladas de dióxido de carbono equivalente, usando su excedente energético en otros procesos y aplicaciones.

Chapter 12. Conclusions

This work is based on the implementation of solutions to the problems that the water-energy-environment nexus causes due to their interdependence and intensive demand on a global scale.

At the end of the research work it has been possible to eliminate the traditional concept of wastewater treatment plants as mere energy consumers, and establish a new treatment plant concept known as 'green factory'. This new concept has been consolidated through the use of the intrinsic energies of the plant (chemical, kinetic and potential) accompanied by another series of external renewable energies. In this way, a reduction of greenhouse gas emissions has been achieved as well as the generation from waste matter of second generation products that contribute to the circular economy of the environment.

The following is a summary of the most important conclusions, drawn from each of the chapters that make up this doctoral thesis.

The interdependence of water-energy and its consequent contribution to climate change in all stages of the integral water cycle has been analysed.

Wastewater treatment plants have been selected as implementation model since they are one of the stages of the cycle with the highest energy consumption per cubic meter of treated water, in addition to producing a high amount of waste, all of which is a direct and indirect cause of climate change.

A thorough analysis of the carbon footprint calculation procedures, as well as the respective quantification tools, has been carried out. The WWEST program was chosen due to its adaptability to the needs and requirements of this work.

From a preliminary study that made use of the protocol developed by the Intergovernmental Panel on Climate Change, it was confirmed that all the WWTPs in the Canary Islands archipelago, regardless of their size or location, contribute to greenhouse gas emissions.

A feasibility analysis was carried out on the implementation of the possible internal and external renewable energies in plants supervised by the Gran Canaria Water Council, with the Jinámar WWTP giving the best results for the multiple integration of different alternative technologies.

The annual energy demand of the Jinámar plant, treating around 10,000 m^3/day, is in the order of 2,956,313 kWh_e. Using the emission factor of 0.811kg CO_2 equivalent/kWh_e as published by the Spanish Institute for the Diversification and Saving of Energy (IDAE), this is equivalent to an emission of 2,397.60 tons of CO_2 equivalent.

Comparing this data, which only gives the emissions produced as a result of the energy consumption of the WWTP, with the data obtained after calculating the carbon footprint of the treatment plant (using the WWEST calculation tool), it became clear that overall emissions could be as high as 9,741.8 tons of CO_2 equivalent.

The quadrupling of the original emissions value took place as a consequence of taking into account the complete life cycle of the plant and, therefore, the real energy consumption necessary for the plant (which is approximately three times the actual consumption of the WWTP). Likewise, construction of the plant, transport of the various pieces of equipment and reagents, as well as landfill sludge dumping were also considered.

With the aim of achieving zero greenhouse gas emissions and, therefore, climate change mitigation, the potential installation was developed of alternative technologies able to meet the energy demand of the plant through sludge-based chemical energy, kinetic energy obtained by means of pipe systems with micro-turbines, potential head energy of the plant and external wind and solar renewable energies.

From the four scenarios simulated with different technological configurations to visualize possible decreases in conventional electricity consumption and the consequent reduction of atmospheric emissions, the following conclusions were drawn:

- Scenario one gave a net alternative energy production of 1,859,332.8 kWh per year, which would avoid the emission of 1,508 tons of CO_2 equivalent, reducing the emission value to 889 tons of CO_2 per year from a conventional consumption of 1,096,980 kWh/year. With an investment cost of € 653,731 this system would pay for itself in around six years.

- Scenario two gave an annual energy production of 2,072,261.7 kWh, which would avoid the emission of 1,681 tons of CO_2 equivalent, with the emission into the atmosphere of a total of 716 tons per year after reducing the conventional energy demand of the plant by 70%. In this case, the system would be amortized within six and a half years after a capital investment of € 833,954.

- Scenario three avoided the emission of 1,853 tons of greenhouse gases through the production of 2,285,190.6 kWh/year, which is remarkably close to the demand needs of the plant, with a capital

investment of € 1,014,177 which would be amortized in the sixth year of operation. This scenario reduced the annual emission rate to 544 tons of CO_2 produced by the conventional consumption of 671,123 kWh.

- Scenario four confirmed the technical and economic possibility of reducing power consumption from the grid by 100%, thus eliminating the annual emission of 2,754 tons of greenhouse gases with a production of 3,396,326.39 kWh/year. With a total capital investment of € 1,343,750, the amortization period would in the middle of the seventh year. This possibility was mainly due to the consolidated use of wind technology.

Due to the intermittent and seasonal characteristics of wind energy it was necessary to implement an energy storage system. For this, and following the same line in the use of clean technologies, two alternatives were proposed:

1. Energy storage using hydrogen as an energy storage medium
2. Grid reinjection.

1. Energy storage using hydrogen as an energy storage medium

The results of the storage simulation showed that immediate implementation of the hydrogen economy is not feasible, and that advances and improvements are still required to find answers to important technological, economic and social challenges. Factors such as the number of pressurized bottles for hydrogen storage (810), or a total capital investment (€ 5,837,397) which is not amortized over the average life time of the plant (25 years), confirm this. Therefore, even if a positive result is achieved technically with more than 90% of the available renewable energy stored in the form of hydrogen through the electrolyser system, the conversion factor of hydrogen to electricity using large-scale fuel cells is still far from optimal (the fuel cells have a yield of 40%), attaining a total of 177,205 kWh of final useful energy when the annual energy surplus is 443,013 kWh. In addition, the high cost of fuel cells operating in this order of energy magnitude underlines the need for further research on this question and the creation of new lines of research.

2. Grid reinjection

Reinjection into the grid, however, did offer economically viable results. Taking into account the daily energy market of the Iberian system, the total capital investment (€ 1,545,919) is amortized after eight/nine years for such an energy trading system which could be seen as a starting point for the integration of renewable energies in this type of plant.

As a final conclusion, after extrapolating the results obtained to the Canary archipelago and based on the classification by volume ranges treated (specified in chapter 6), the possibility of mitigating climate change in this type of plant has been confirmed through the annual elimination of an average of 2,716.24 tons of CO_2 equivalent in large-scale WWTPs, 1,261 tons in medium-sized plants and about 133 and 165 tons in small and very small WWTPs. All these values were calculated after carrying out an individual analysis of each of the WWTPs to assess the best clean technology configuration which can satisfy the energy demand of the plant. There is high potential for the implementation of these clean technology

configurations in the archipelago due to the excellent wind resource in coastal zones and the high photovoltaic possibilities in all the islands, and in particular the eastern ones.

Applying the scenarios simulated in this work, the results would be as follows:

- Large-scale treatment plants: with a standard annual consumption of 3,349,248 kWh, scenario one is able to reduce the use of conventional energy to 1,489,915.2 kWh, avoiding the emission of 1,508 tons of CO_2 into the atmosphere. In scenarios two and three, the reductions in conventional consumption would be 1,276,986.3 and 1,064,057 kWh, respectively, with corresponding respective savings of 1,681 and 1,853 tons of CO2, while in the fourth scenario renewable production exceeds demand as it is capable of producing 38,180 extra kWh.

- The medium-sized treatment plants, which are characterized by an annual consumption of 1,554,870 kWh, are self-sufficient in each of the simulated scenarios. According to the results of the four scenarios, the surplus of renewable energy which can be stored or dumped into the grid amounts to 304,462 kWh, 517,391kWh, 730,320 kWh or 1,841,456 kWh, avoiding the respective emission into the atmosphere at any site where this energy is finally used of about 246, 419, 592 or 1,493 tons of CO_2 equivalent.

- In the case of small (approximately 163,995 kWh/year) and very small WWTPs (conventional consumption of 203,452 kWh/year), all the scenarios far more than satisfy plant demand, with the fourth scenario producing surplus amounts of clean energy of 2,621,420.73 kWh/year and 4,442,710.68 kWh/year, respectively. Therefore, it is possible to completely mitigate climate change as a result of plant activity and change the conception of the plant as an energy-intensive process to that of a renewable energy producer that manages to avoid the emission of 2,621 and 4,442 tons of CO_2 equivalent, using its energy surplus in other processes and applications.

Bibliografía

Acosta, Yaniris Lorenzo and Ma Cristina Obaya Abreu. 2005. "La Digestión Anaerobia. Aspectos Teóricos. Parte I" ICIDCA.Sobre Los Derivados De La Caña De Azúcar 39 (1): 35-48.

Alianza por el agua. Monográficos agua en Centroamérica. 2008. Manual De Depuración De Aguas Residuales Urbanas: Ideasamares.

Almeida, Andrés. 2010. Gasificación De Lodos De Estaciones Depuradoras De Aguas Residuales Urbanas (EDAR). Tesis Doctoral. Industriales

American Public Health Association, American Water Works Association, Water Pollution Control Federation, and Water Environment Federation. 1915. Standard Methods for the Examination of Water and Wastewater. Vol. 2 American Public Health Association.

Anaya-Durand, Alejandro Isaías, Guillermo Israel Cauich-Segovia, Oliver Funabazama-Bárcenas, and Víctor Alfonso Gracia-Medrano-Bravo. 2014. "Evaluación De Ecuaciones De Factor De Fricción Explícito Para Tuberías." Educación Química 25 (2): 128-134.

Appelgren, B. and W. Klohn. 1999. "Management of Water Scarcity: A Focus on Social Capacities and Options." Physics and Chemistry of the Earth, Part B: Hydrology, Oceans and Atmosphere 24 (4): 361-373.

Appleby, AJ. 1996. "Fuel Cell Technology: Status and Future Prospects." Energy 21 (7-8): 521-653.

Arpad Horvath et al.,. "WESTWeb. Water Energy Sustainability Tool. University of California (Berkeley).", accessed 02/20, 2017, http://west.berkeley.edu/.

Asociación española de abastecimiento de aguas y saneamiento. 2002. El Suministro De Agua Potable Y Saneamiento En España 2000.

Ayodele, TR and ASO Ogunjuyigbe. 2015. "Mitigation of Wind Power Intermittency: Storage Technology Approach." Renewable and Sustainable Energy Reviews 44: 447-456.

Babel, Sandhya and Dominica del Mundo Dacera. 2006. "Heavy Metal Removal from Contaminated Sludge for Land Application: A Review." Waste Management 26 (9): 988-1004.

Ballard Power Systems. "Fuel Cell Products. Putting Fuel Cells to Work.", accessed 01/31, 2018, http://www.ballard.com.

Bani Shahabadi, M., L. Yerushalmi, and F. Haghighat. 2010. "Estimation of Greenhouse Gas Generation in Wastewater Treatment Plants - Model Development and Application." Chemosphere 78 (9): 1085-1092. doi:10.1016/j.chemosphere.2009.12.044.

Bar-On, Isa, Randy Kirchain, and Richard Roth. 2002. "Technical Cost Analysis for PEM Fuel Cells." Journal of Power Sources 109 (1): 71-75.

Battistoni, Pavan, P. Pavan, M. Prisciandaro, and F. Cecchi. 2000. "Struvite Crystallization: A Feasible and Reliable Way to Fix Phosphorus in Anaerobic Supernatants." Water Research 34 (11): 3033-3041.

Benmoussa, H., RD Tyagi, and PGC Campbell. 1997. "Simultaneous Sewage Sludge Digestion and Metal Leaching using an Internal Loop Reactor." Water Research 31 (10): 2638-2654.

Bhogilla, Satya Sekhar, Hiroshi Ito, Takehiko Segawa, Atsushi Kato, and Akihiro Nakano. 2017. "Experimental Study on Laboratory Scale Totalized Hydrogen Energy Utilization System using Wind Power Data." International Journal of Hydrogen Energy 42 (19): 13827-13838.

Decreto 101/2002, De 26 De Julio, Por El Que Se Aprueba El Plan Hidrológico Insular De La Gomera. Consejería De Obras Públicas, Vivienda Y Aguas Del Cabildo Insular De La Gomera. (2002).

Decreto 166/2001, De 30 De Julio, Por El Que Se Aprueba El Plan Hidrológico Insular De La Palma. Consejería De Obras Públicas, Vivienda Y Aguas Del Cabildo Insular De La Palma. (2001).

Real Decreto 738/2015, De 31 De Julio, Por El Que Se Regula La Actividad De Producción De Energía Eléctrica Y El Procedimiento De Despacho En Los Sistemas Eléctricos De Los Territorios no Peninsulares (2015).

Bogner, J., R. Pipatti, S. Hashimoto, C. Diaz, K. Mareckova, L. Diaz, P. Kjeldsen, et al. 2008. "Mitigation of Global Greenhouse Gas Emissions from Waste: Conclusions and Strategies from the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) Fourth Assessment Report. Working Group III (Mitigation)." Waste Management & Research : The Journal of the International Solid Wastes and Public Cleansing Association, ISWA 26 (1): 11-32.

Bosque Maurel, Joaquín and J. Vila Valenti. 1990. "Geografía De España." Ariel, Barcelona, 10.

Bove, Roberto and Piero Lunghi. 2006. "Electric Power Generation from Landfill Gas using Traditional and Innovative Technologies." Energy Conversion and Management 47 (11): 1391-1401.

Boyden, Brace H. and Abdellah A. Rababah. 1996. "Recycling Nutrients from Municipal Wastewater." Desalination 106 (1): 241-246.

Braojos Ruiz, Juan José, Farrujia De la Rosa, Isabel, and Jose Fernandez Bethencourt. 2006. "Los Recursos Hídricos En Tenerife Frente Al Cambio Climático." Consejo Insular De Aguas De Tenerife.

Brar, Satinder K., Mausam Verma, RD Tyagi, and RY Surampalli. 2009. "Value Addition of Wastewater Sludge: Future Course in Sludge Reutilization." Practice Periodical of Hazardous, Toxic, and Radioactive Waste Management 13 (1): 59-74.

Bridle, TR and D. Pritchard. 2004. "Energy and Nutrient Recovery from Sewage Sludge Via Pyrolysis." Water Science and Technology 50 (9): 169-175.

Cao, Yucheng and Artur Pawłowski. 2012. "Sewage Sludge-to-Energy Approaches Based on Anaerobic Digestion and Pyrolysis: Brief Overview and Energy Efficiency Assessment" Renewable and Sustainable Energy Reviews 16 (3): 1657-1665.

Capua, Marissa. 2014. "Reclamation of Power in Wastewater Treatment Facilities." Worcester Polytechnic Institute.

Capua, Marissa, J. Dzwonkoski, and C. Harris. 2014. Reclamation of Power in Wastewater Treatment Facilities.

Chae, Kyu-Jung and Jihoon Kang. 2013. "Estimating the Energy Independence of a Municipal Wastewater Treatment Plant Incorporating Green Energy Resources." Energy Conversion and Management 75: 664-672.

Chaleomrum, Nitinard, Kannika Chookietwattana, and Somchai Dararat. 2014. "Production of PHA from Cassava Starch Wastewater in Sequencing Batch Reactor Treatment System." APCBEE Procedia 8: 167-172.

Chan, LC, XY Gu, and JWC Wong. 2003. "Comparison of Bioleaching of Heavy Metals from Sewage Sludge using Iron-and Sulfur-Oxidizing Bacteria." Advances in Environmental Research 7 (3): 603-607.

Chávez-Ramírez, A. U., J. C. Cruz, R. Espinosa-Lumbreras, J. Ledesma-García, S. M. Durón-Torres, and L. G. Arriaga. 2013. Design and Set Up of a Hybrid Power System (PV-WT-URFC) For a Stand-Alone Application in Mexico. Vol. 38.

Chen, H., SH Yan, ZL Ye, HJ Meng, and YG Zhu. 2012. "Utilization of Urban Sewage Sludge: Chinese Perspectives." Environmental Science and Pollution Research 19 (5): 1454-1463.

Chen, H. P., L. X. Zhou, S. M. Wang, and J. R. Liang. 2009. "Recovery of Copper from Sewage Sludge by Bioleaching-Solvent Extraction-Electrodeposition Process." Huan Jing Ke Xue= Huanjing Kexue 30 (11): 3364-3370.

Cheng, Jay J. and Anne-M Stomp. 2009. "Growing Duckweed to Recover Nutrients from Wastewaters and for Production of Fuel Ethanol and Animal Feed." Clean–Soil, Air, Water 37 (1): 17-26.

Chi, Jun and Hongmei Yu. 2018. "Water Electrolysis Based on Renewable Energy for Hydrogen Production." Chinese Journal of Catalysis 39 (3): 390-394.

Choi, OK, JS Song, DK Cha, and JW Lee. 2014. "Biodiesel Production from Wet Municipal Sludge: Evaluation of in Situ Transesterification using Xylene as a Cosolvent." Bioresource Technology 166: 51-56.

Choulot, Aline, Vincent Denis, and Petras Punys. 2012. "Integration of Small Hydro Turbines into Existing Water Infrastructures." .

Christopher B. Field el all. 2014. "Cambio Climático: Impactos, Adaptación Y Vulnerabilidad." IPCC.

Consejo Insular De Aguas De Gran Canaria, accessed 05/16, 2015, http://www.aguasgrancanaria.com/.

Connor, Richard. 2015. The United Nations World Water Development Report 2015: Water for a Sustainable World. Vol. 1 UNESCO Publishing.

Consejería de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento. 2016. Anuario Energético De Canarias 2015.

Consejería de Infraestructuras, Transportes y Vivienda and Dirección General de Aguas. 2006. Programa De Control De Las Aguas Subterráneas Directiva Marco Del Agua, 2006., edited by Gobierno de Canarias.

Cornejo, Pablo K., Mark VE Santana, David R. Hokanson, James R. Mihelcic, and Qiong Zhang. 2014. "Carbon Footprint of Water Reuse and Desalination: A Review of Greenhouse Gas Emissions and Estimation Tools." Journal of Water Reuse and Desalination: jwrd2014158.

Correonero Bordería, Javier. 2015. "Circuitos Eléctricos De Un Aerogenerador Offshore" .

Daniel Ramirez. 2016. Conversación personal y aporte de información sobre la Recolección de agua de la EDAR De Jinámar, edited by Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria.

Danish Wind Industry Associattion. "Conexión Indirecta a Red De Aerogeneradores.", accessed 05/20, 2018, http://www.windpower.org/es/tour/wtrb/indirect.htm.

Danso-Boateng, Eric, RG Holdich, G. Shama, Andrew D. Wheatley, M. Sohail, and SJ Martin. 2013. "Kinetics of Faecal Biomass Hydrothermal Carbonisation for Hydrochar Production." Applied Energy 111: 351-357.

Danso-Boateng, Eric, Gilbert Shama, Andrew D. Wheatley, Simon J. Martin, and RG Holdich. 2015. "Hydrothermal Carbonisation of Sewage Sludge: Effect of Process Conditions on Product Characteristics and Methane Production." Bioresource Technology 177: 318-327.

Dasliva, Natalia. 2012. "El Palamento Europeo Pide Eliminar Gradualmente Los Vertederos Y La Incineración De Materiales Reciclables." Parlamento Europeo. Prensa.

De Andres, Juan Manuel, Adolfo Narros, and María Encarnación Rodríguez. 2011. "Air-Steam Gasification of Sewage Sludge in a Bubbling Bed Reactor: Effect of Alumina as a Primary Catalyst." Fuel Processing Technology 92 (3): 433-440.

de los Milagros Skansi, María, Manola Brunet, Javier Sigró, Enric Aguilar, Juan Andrés Arevalo Groening, Oscar J. Bentancur, Yaruska Rosa Castellón Geier, Ruth Leonor Correa Amaya, Homero Jácome, and Andrea Malheiros Ramos. 2013. "Warming and Wetting Signals Emerging from Analysis of Changes in Climate Extreme Indices Over South America." Global and Planetary Change 100: 295-307.

de Terán, Manuel and Lluís Solé i Sabarís. 1968. Geografía Regional De España. Ediciones Ariel.

del Río Gamero, Beatriz, Inés Prieto Prado, Sebastián Ovidio Pérez Báez, and Antonio Gómez Gotor. 2016. "Desalination Plants (Reverse Osmosis) to Improve Thermal Power Station. Yield and Life Cycle." Desalination and Water Treatment 57 (48-49): 23420-23429.

Delgadillo, Oscar. 2010. Depuración De Aguas Residuales Por Medio De Humedales Artificiales Nelson Antequera.

Delgado, Angel Cajigas. 2012. "La Evolución De La Depuración De Las Aguas Residuales Urbanas En España." Ingeniería Civil (168): 9-20.

Deublein, Dieter and Angelika Steinhauser. 2011. Biogas from Waste and Renewable Resources: An Introduction. John Wiley & Sons.

Di Felice, R. and P. Pagliai. 2015. "Prediction of the Early Breakthrough of a Diluted H 2 S and Dry Gas Mixture when Treated by Sulfatreat Commercial Sorbent." Biomass and Bioenergy 74: 244-252.

Directiva 2009/28/CE Del Parlamento Europeo Y Del Consejo, De 23 De Abril De 2009, Relativa Al Fomento Del Uso De Energía Procedente De Fuentes Renovables Y Por La Que Se Modifican Y Se Derogan Las Directivas 2001/77/CE Y 2003/30/CE, Public Law 5, Diario Oficial De La Unión Europea (2009): 06.

Dou, Binlin, Weiguo Pan, Jianxing Ren, Bingbing Chen, Jungho Hwang, and Tae-U Yu. 2008. "Removal of Tar Component Over Cracking Catalysts from High Temperature Fuel Gas." Energy Conversion and Management 49 (8): 2247-2253.

Edenhofer, Ottmar, Ramón Pichs-Madruga, Youba Sokona, Ellie Farahani, Susanne Kadner, Kristin Seyboth, Anna Adler, Ina Baum, Steffen Brunner, and Patrick Eickemeier. 2014. "Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change." Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change: 511-597.

Elicker, C., PJ Sanches Filho, and KRL Castagno. 2014. "Electroremediation of Heavy Metals in Sewage Sludge." Brazilian Journal of Chemical Engineering 31 (2): 365-371.

Empresa Metropolitana de Abastecimiento y Saneamiento de Aguas de Sevilla (EMASESA). 2014. Inventario De Emisiones De Gases De Efecto Invernadero En El Ciclo Urbano Del Agua, 2014.

ENERCON GmbH. "ENERCON E-40/ 500 Wind Turbine.", accessed 02/06, 2018, https://www.enercon.de.

Enos, DG. 2014. "Lead-Acid Batteries for Medium-and Large-Scale Energy Storage." In Advances in Batteries for Medium and Large-Scale Energy Storage, 57-71: Elsevier.

Environmental Protection Agency. 2007. "Opportunities for and Benefits of Combined Heat and Power at Wastewater Treatment Facilities." EPA, Chp.

Environmental Protection Agency.2002. Wastewater Technology Fact Sheet. Anaerobic Lagoons. Washington DC.

Environment Protection Agency. U.S. 1974. Development Documentfor Eflfluent Limitations Guidelines and New Source Performance Standars Fot the Feedlots. Washington, D.C.

Environmental Protection Agency. 2008. Water and Energy: Leveraging Voluntary Programs to Save both Water and Energy. Washington DC.

EPRI, 2010. "Electricity Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs and Benefits." December Report.

Etacheri, Vinodkumar, Rotem Marom, Ran Elazari, Gregory Salitra, and Doron Aurbach. 2011. "Challenges in the Development of Advanced Li-Ion Batteries: A Review." Energy & Environmental Science 4 (9): 3243-3262.

Eurelectric. 2011. Life Cycle Assessment of Electricity Generation. Renewables Action Plan. France: Union of the Electricity Industry.

European Small Hydropower Association. 2006. Guía Para El Desarrollo De Una Pequeña Central Hidroeléctrica.

Fatih Birol. 2014. "World Energy Outlook.".

Ferreira P. 2005. "The use of Biogas in Fuel Cell Systems." Luzern, July 4- 8, .

Ferreira-Aparicio, P., MJ Benito, and JL Sanz. 2005. "New Trends in Reforming Technologies: From Hydrogen Industrial Plants to Multifuel Microreformers." Catalysis Reviews 47 (4): 491-588.

Field, Christopher B. 2012. Managing the Risks of Extreme Events and Disasters to Advance Climate Change Adaptation: Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change Cambridge University Press.

Fonts, I., M. Azuara, G. Gea, and MB Murillo. 2009. "Study of the Pyrolysis Liquids obtained from Different Sewage Sludge." Journal of Analytical and Applied Pyrolysis 85 (1): 184-191.

Forget, Astrid. 2011. "Manual Para Ayudar La Comprensión Del Diseño De Microcentrales Hidroeléctricas Aisladas" .

Franzen, Stefan and Reinhard Madlener. 2017. "Optimal Expansion of a Hydrogen Storage System for Wind Power: A Real Options Analysis". Energy Procedia 105: 3816.

Fuentes Santos, Alejandro. 2012.Diseño Y Cálculo De La Obra De Llegada Y Pretratamiento De Una EDARU. Tesis de licenciatura.

Fundación Observatorio de Prospectiva Tecnológica Industrial. 2010. Tecnologías Del Agua. Estudio De Prospectiva. Consumo Energético En El Sector Del Agua: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

Furusawa, Takeshi, Katsuhiko Saito, Yoshihiko Kori, Yasutomo Miura, Masahide Sato, and Noboru Suzuki. 2013. "Steam Reforming of Naphthalene/Benzene with various Types of Pt-and Ni-Based Catalysts for Hydrogen Production" Fuel 103: 111-121.

Furusawa, Takeshi and Atsushi Tsutsumi. 2005. "Comparison of Co/MgO and Ni/MgO Catalysts for the Steam Reforming of Naphthalene as a Model Compound of Tar Derived from Biomass Gasification." Applied Catalysis A: General 278 (2): 207-212.

Galván Rico, Luis, Rosa Reyes Gil, Carolin Guédez Mozur, and Desirée De Armas. 2007. "Los Macroprocesos De La Industria Petrolera Y Sus Consecuencias Ambientales." Universidad, Ciencia Y Tecnología 11: 91.

García, Jacinto Guillén. 2002. "Las Energías Renovables." Universidad-Verdad: 269.

García, M. 2011. "Presencia Y Eliminación De Siloxanos En El Biogás De Una EDAR Con Fines Al Diseño Y Optimización Del Proceso De Valorización Energética."PhD Thesis, University of Alicante, Spain.

Ghoneim, W. A. M., A. A. Helal, and M. G. A. Wahab. 2016. "Renewable Energy Resources and Recovery Opportunities in Wastewater Treatment Plants.". doi:10.1109/REDEC.2016.7577509.

Gil, Antoni, Marc Medrano, Ingrid Martorell, Ana Lázaro, Pablo Dolado, Belén Zalba, and Luisa F. Cabeza. 2010. "State of the Art on High Temperature Thermal Energy Storage for Power Generation. Part 1—Concepts, Materials and Modellization." Renewable and Sustainable Energy Reviews 14 (1): 31-55.

Gleick, P. H. 1994. Annual Review of Energy and Environment 19: 267.

Gobierno de Canarias. 2013a. "Desarrollo del Plan Estratégico del sector de la Valorización Energética de Residuos".

Gobierno de Canarias. 2013b. "Desarrollo Del Plan Estratégico Del Sector De La Valorización Energética De Residuos".

Gobierno de Canarias. 2007. Dirección General De Industria Y Energía. Plan Energético De Canarias.

Goce Vasileski. 2007. Beneficial Uses of Municipal Wastewater Residuals – Biosolids. Ottawa: Canadian Water and Wastewater Association.

Gómez García, José Javier, Joseluis Samaniego, and Mariana Antonissen. 2008. Consideraciones Ambientales En Torno a Los Biocombustibles Líquidos. CEPAL.

Gomez Gotor, Antonio. 1998. Optimization of RO Desalination Systems Powered by Renwable Energies (OPRODES). Funded Under: Joule Program. General Direction (Spain). Porject ID: JOR3-CT98-0274.

GRAFCAN. "Sistema De Información Territoral De Canarias. IDECanarias.", accessed 03/22, 2015, http://visor.grafcan.es/visorweb/.

Graham, VA and KGT Hollands. 1990. "A Method to Generate Synthetic Hourly Solar Radiation Globally." Solar Energy 44 (6): 333-341.

Gu, Yifan, Ya-nan Dong, Hongtao Wang, Arturo Keller, Jin Xu, Thomas Chiramba, and Fengting Li. 2016. "Quantification of the Water, Energy and Carbon Footprints of Wastewater Treatment Plants in China Considering a Water–energy Nexus Perspective." Ecological Indicators 60: 402-409. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.ecolind.2015.07.012.

Guzzo, Daniela LO. 2017. Diseño de un digestor de fangos anaerobio con producción de biogás. Estudio de cogeneración. 2017. Tesis Doctoral.

Hamiche, A. M., A. B. Stambouli, and S. Flazi. 2016. "A Review of the Water-Energy Nexus." Renewable and Sustainable Energy Reviews 65: 319-331. doi:10.1016/j.rser.2016.07.020.

Hardy, Laurent, Alberto Garrido, and Luis Juana Sirgado. 2010. "Análisis Y Evaluación De Las Relaciones Entre El Agua Y La Energía En España". Fundación Marcelino Botín. Santander, Spain.

He, Chao, Apostolos Giannis, and Jing-Yuan Wang. 2013. "Conversion of Sewage Sludge to Clean Solid Fuel using Hydrothermal Carbonization: Hydrochar Fuel Characteristics and Combustion Behavior." Applied Energy 111: 257-266.

Henrich, RA. 1983. "Advances in Biogas to Fuel Conversion." BioCycle; (United States) 24 (4).

Hii, Kevin, Saeid Baroutian, Raj Parthasarathy, Daniel J. Gapes, and Nicky Eshtiaghi. 2014. "A Review of Wet Air Oxidation and Thermal Hydrolysis Technologies in Sludge Treatment." Bioresource Technology 155: 289-299.

Hii, Kevin, Raj Parthasarathy, Saeid Baroutian, Daniel J. Gapes, and Nicky Eshtiaghi. 2013. "Hydrothermal Processing of Sludge-A Review." Chemeca 2013: Challenging Tomorrow: 491.

Hordeski, Michael F. 2003. New Technologies for Energy Efficiency The Fairmont Press, Inc.

Hospido, Almudena, Teresa Moreira, María Martín, Miquel Rigola, and Gumersindo Feijoo. 2005. "Environmental Evaluation of Different Treatment Processes for Sludge from Urban Wastewater Treatments: Anaerobic Digestion Versus Thermal Processes" The International Journal of Life Cycle Assessment 10 (5): 336-345.

Hu, Mian, Lan Gao, Zhihua Chen, Caifeng Ma, Yan Zhou, Jian Chen, Shu Ma, Mahmood Laghari, Bo Xiao, and Beiping Zhang. 2016. "Syngas Production by Catalytic in-Situ Steam Co-Gasification of Wet Sewage Sludge and Pine Sawdust." Energy Conversion and Management 111: 409-416.

Hulshorst, Walter. 2009. "Manual Práctico Energía Eólica." Leonardo Energy.

Hurtado, José Ignacio Linares and Beatriz Yolanda Moratilla Soria. 2007. El Hidrógeno Y La Energía Asociación Nacional de Ingenieros del ICAI.

Iagua. , accessed Febrero/7, 2015, www.iagua.es.

International Energy Agency (IEA). 2012. "Chapter 17. Water for Energy is Energy Becoming a Thirstier Resource?" World Energy Outlook 2012.

International Energy Agency. 2014. "World Energy Outlook".

International Energy Agency (IEA). 2015. "Medium-Term Renewable Energy Market Report 2015, OECD/IEA, Paris".

International Energy Agency. 2011. "World Energy Outlook, 2011". 1st ed. France.

International Energy Agency. 2016. "World Energy Outlook, 2016". Resumen ejecutivo.

Instituto Nacional de Estadística. "Datos Estadísticos Del Proceso De Depuración a Nivel Nacional", accessed Febrero/10, 2015, www.ine.es.

Instituto nacional de estadística (INE). Gobierno de España. "Revisión Del Padrón Municipal a 1 De Enero De 2012", accessed 01/28, 2015, http://www.ine.es.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2014. Factores De Emisión De CO_2 Y Coeficientes De Paso De a Energía Primaria De Diferentes Fuentes De Energía Final Consumidas En El Sector Edificios En España.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2011. "Plan De Energías Renovables, 2011-2020." Evaluación Ambiental Estratégica, Ministerio De Industria, Turismo Y Comercio.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDEA). 2014. "Plan De Acción De Eficiencia Energética 2014-2020." Secretaría de Estado de Energía Español.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2014. Factores De Emision De CO_2 Y Coeficientes De Paso a Energía Primaria De Diferentes Fuentes De Energía Final Consumidas En El Sector De Edificios En España. España.

Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). 2011. "Plan De Ahorro Y De Eficiencia Energética 2011-2020. Segundo Plan De Acción Nacional." .

Instituto Tecnológico de Canarias. 2004. Características Principales Del Parque Generador Térmico En Canarias. Cogeneración En El Sector Terciario.

Instituto Tecnológico de Canarias. 2012. Proyecto ISLEPACT. Plan De Acción Insular Para La Sostenibilidad Energética. .

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2008. "El Cambio Climático Y El Agua. Documento Técnico VI".

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006a. "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Waste Generation, Composition and Management Data" 5 (2).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006b. "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Wastewater Treatment and Discharge." 5 (6).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2006c. "Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories.N_2O Emissions from Managed Soils, and CO_2 Emissions from Lime and Urea Application." 4 (11).

Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). 2013. "The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change".

ISTAC. 2013. Indicators for Years on Water Supply and Treatment in Canary Islands. Total Volume of Water Controlled and Distributed to Users, 2013., edited by Canary Islands Institute of Statistics.

ITC. "Estimación De La Energía Producida Por Un Aerogenerador.", accessed 02/06, 2018, http://www.itccanarias.org/recursoeolico/.

ITC. El Recurso Eólico De Canarias Y Su Uso Para La Valoración De Proyectos De Parques Eólicos En Las Canarias., edited by Instituto Tecnológico de Canarias.

Janse, Th and P. Wiers. 2007. "The Climate Footprint: A Practical Tool to Address Climate Change." Water Science and Technology 56 (4): 157-163.

Jaramillo Suárez, Mauricio. 2011. "Estudio Del Impacto De Los Conceptos Fundamentales De La Termodinámica En El Desarrollo De La Máquina Térmica Y El Surgimiento De La Revolución Industrial." .

Jaume, Arturo Trapote. 2013. Depuración Y Regeneración De Aguas Residuales Urbanas. Monografía. Universidad de Alicante.

Johnston, Anthony Hampton. 2012. "Developing a Greenhouse Gas Emissions Calculation Tool for Water Utilites."Clemson University.

Johnston, T. and Tanju Karanfil. 2013. "Calculating the Greenhouse Gas Emissions of Water Utilities" Journal of American Water Works Association 105 (7): E363-E371.

Jorge, Fernando Caldeira and Maria Alzira P. Dinis. 2013. "Sewage Sludge Disposal with Energy Recovery: A Review." ICE Publishing.

Kalinci, Yildiz, Ibrahim Dincer, and Arif Hepbasli. 2017. "Energy and Exergy Analyses of a Hybrid Hydrogen Energy System: A Case Study for Bozcaada." International Journal of Hydrogen Energy 42 (4): 2492-2503. doi:https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.048.

Kevin Watkins et all, ed. 2006. Informe Sobre Desarrollo Humano 2006. "Más Allá De La Escasez: Poder, Pobreza Y La Crisis Mundial Del Agua". Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo ed. Communications Development Incorporated, Washington, D.C: Mc Graw Hill.-PNUD sede Paraguay.

Khanna, Shilpi and Ashok K. Srivastava. 2005. "Recent Advances in Microbial Polyhydroxyalkanoates." Process Biochemistry 40 (2): 607-619.

Khosravi, A., RNN Koury, L. Machado, and JJG Pabon. 2018. "Energy, Exergy and Economic Analysis of a Hybrid Renewable Energy with Hydrogen Storage System." Energy 148: 1087-1102.

Larrosa Guerrero, A. 2012. Pilas De Combustibles Microbianas De Agua Residual. Un Poco De Historia. Fundación para el conocimiento. Madrid.

Lee, Uisung, Jun Dong, and JN Chung. 2016. "Production of Useful Energy from Solid Waste Materials by Steam Gasification". International Journal of Energy Research 40 (11): 1474-1488.

Li, C., F. Xie, Y. Ma, T. Cai, H. Li, Z. Huang, and G. Yuan. 2010. "Multiple Heavy Metals Extraction and Recovery from Hazardous Electroplating Sludge Waste Via Ultrasonically Enhanced Two-Stage Acid Leaching". Journal of Hazardous Materials 178 (1-3): 823.

Li, Wen-Wei and Han-Qing Yu. 2011. "From Wastewater to Bioenergy and Biochemicals Via Two-Stage Bioconversion Processes: A Future Paradigm". Biotechnology Advances 29 (6): 972-982.

Lilienthal, P. 2009. HOMER® hybrid Power System Optimization Software. U.S.A.

Liu, Zhihua, Xiaoming Li, Bin Jia, Yao Zheng, Li Fang, Qi Yang, Dongbo Wang, and Guangming Zeng. 2009. "Production of Electricity from Surplus Sludge using a Single Chamber Floating-Cathode Microbial Fuel Cell." Water Science and Technology 60 (9): 2399-2404.

Liu, Y., M. Hejazi, P. Kyle, S. H. Kim, E. Davies, D. G. Miralles, A. J. Teuling, Y. He, and D. Niyogi. 2016. "Global and Regional Evaluation of Energy for Water." Environmental Science and Technology 50 (17): 9736-9745. doi:10.1021/acs.est.6b01065.

Loisel, Rodica, Laurent Baranger, Nezha Chemouri, Stefania Spinu, and Sophie Pardo. 2015. "Economic Evaluation of Hybrid Off-Shore Wind Power and Hydrogen Storage System". International Journal of Hydrogen Energy 40 (21): 6727-6739.

López Cabanes, José María. 1989. "Digestión Anaerobia De Lodos De Depuradora, Etapas Controlantes Y Cinética Del Proceso". Tesis doctoral.

López Liévano, Adolfo. "Diseño De Una Celda De Combustible De Hidrógeno Tipo Membrana De Intercambio Protónico Con Un Modelo En Elementos Finitos". Tesis doctoral.

Madurga, M. Ramón Llamas. 2005. "Los Colores Del Agua, El Agua Virtual Y Los Conflictos Hídricos." Revista De La Real Academia De Ciencias Exactas, Fisicas Y Naturales De Madrid 99: 369-389.

Mahmoud, Magdi S. and M. Fouad. 2015. Control and Optimization of Distributed Generation Systems Springer.

Mancilla, Cristian Camilo Cardona, Carlos Andrés Sánchez Ríos, and Diego Andrés Hincapié Zuluaga. 2015. Evaluación Y Caracterización De Una Microturbina Tipo Kaplan, Bajo Diferentes Condiciones De Operación. Trabajo Fin de Grado.

Mannina, Giorgio, George Ekama, Donatella Caniani, Alida Cosenza, Giovanni Esposito, Riccardo Gori, Manel Garrido-Baserba, Diego Rosso, and Gustaf Olsson. 2016a. "Greenhouse Gases from Wastewater treatment—A Review of Modelling Tools." Science of the Total Environment 551: 254-270.

Mannina, G., G. Ekama, D. Caniani, A. Cosenza, G. Esposito, R. Gori, M. Garrido-Baserba, D. Rosso, and G. Olsson. 2016b. "Greenhouse Gases from Wastewater Treatment - A Review of Modelling Tools." Science of the Total Environment 551-552: 254-270. doi:10.1016/j.scitotenv.2016.01.163.

Marea Azul del Sur. 2013. Informe Sobre Depuración En España.

Martí, N., R. Barat, A. Seco, L. Pastor, and A. Bouzas. 2017. "Sludge Management Modeling to Enhance P-Recovery as Struvite in Wastewater Treatment Plants." Journal of Environmental Management 196: 340-346.

Martínez, M. Pérez, MJ Cuesta Santianes, S. Núñez Crespí, and JA Cabrera Jiménez. 2008. Utilización De Biogás En Pilas De Combustible. Centro De Investigaciones Energéticas, Medioambientales Y Tecnológicas.Química e Industria 577.

Martínez, María Teresa Sánchez, Noelia Rodríguez Ferrero, and Manuel Salas Velasco. 2011. "La Gestión Del Agua En España. La Unidad De Cuenca." Revista De Estudios Regionales (92): 199-222.

Masemore, Sushma and Steve Piccot. 1998. Electric Power Generation using a Phosphoric Acid Fuel Cell on a Municipal Solid Waste Landfill Gas Stream. Technology Verification Resport (EPA).

Mataix, Claudio, Ranald V. Evett Giles, Jack B. Liu, Jaime Cheng Moneva, TR Ranald, Cheng Liu, David NJ Stevenazzi, NN Pashkov, and Lorenzo A. Facorro Ruiz. 1982. Mecánica De Fluidos Y Máquinas Hidráulicas Oxford University Press.

Medina Villadiego, Mauricio, Yesid Ospino Roa, and Lesly Tejeda Benítez. 2015. "Esterificación Y Transesterificación De Aceites Residuales Para Obtener Biodiesel". Revista Luna Azul (40). doi:10.17151/luaz.2015.40.3. Luna Azul ISSN 1909-2474.

Melaina, Marc W. and J. Eichman. 2015. Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services National Renewable Energy Laboratory.

Melgarejo Moreno, Joaquín. 2009. "Efectos Ambientales Y Económicos De La Reutilización Del Agua En España".Universidad de Alicante.

Metcalf & Eddy and Montsoriu, Juan de Dios Trillo. 1985. Ingeniería Sanitaria: "Tratamineto, Evacuación Y Reutilización De Aguas Residuales".

Meulepas, Roel JW, Graciela Gonzalez-Gil, Fitfety Melese Teshager, Ayoma Witharana, Pascal E. Saikaly, and Piet NL Lens. 2015. "Anaerobic Bioleaching of Metals from Waste Activated Sludge". Science of the Total Environment 514: 60-67.

Mielke, Erik, Laura Diaz Anadon, and Venkatesh Narayanamurti. 2010. "Water Consumption of Energy Resource Extraction, Processing, and Conversion". Belfer Center for Science and International Affairs.

Miland, Harald and Øystein Ulleberg. 2012. "Testing of a Small-Scale Stand-Alone Power System Based on Solar Energy and Hydrogen". Solar Energy 86 (1): 666-680.

Miller, A., R. Espanani, A. Junker, D. Hendry, N. Wilkinson, D. Bollinger, JM Abelleira-Pereira, MA Deshusses, E. Inniss, and W. Jacoby. 2015. "Supercritical Water Oxidation of a Model Fecal Sludge without the use of a Co-Fuel". Chemosphere 141: 189-196.

Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas de España. Gobierno de España. 2013. "La Política De Saneamiento Y Depuración En El Ámbito Local, Necesidad De Su Evaluación".

Ministerio de Medio Ambiente. Gobierno de España. 2007. "Plan Nacional de Calidad de las Aguas: Saneamiento y depuración 2007/2015".

Mizuta, K. and M. Shimada. 2010. "Benchmarking Energy Consumption in Municipal Wastewater Treatment Plants in Japan". Water Science and Technology 62 (10): 2256-2262. doi:10.2166/wst.2010.510.

Mo, Weiwei and Qiong Zhang. 2013. "Energy–nutrients–water Nexus: Integrated Resource Recovery in Municipal Wastewater Treatment Plants". Journal of Environmental Management 127: 255-267.

Molinos-Senante, M., F. Hernández-Sancho, R. Sala-Garrido, and G. Cirelli. 2013. "Economic Feasibility Study for Intensive and Extensive Wastewater Treatment Considering Greenhouse Gases Emissions". Journal of Environmental Management 123: 98-104.

Mondala, Andro, Kaiwen Liang, Hossein Toghiani, Rafael Hernandez, and Todd French. 2009. "Biodiesel Production by in Situ Transesterification of Municipal Primary and Secondary Sludges". Bioresource Technology 100 (3): 1203-1210.

Monteith, H., MD Bagley, MH MacLean, and Youssouf Kalogo. 2006. "An Assessment Tool for Managing Cost-Effective Energy Recovery from Anaerobically Digested Wastewater Solids". The Water Environment Research Foundation, Alexandria, VA: 235.

Montiel, Maria de Lourdes Tirado, RD Tyagi, and JR Valero. 2001. "Wastewater Treatment Sludge as a Raw Material for the Production of Bacillus Thuringiensis Based Biopesticides". Water Research 35 (16): 3807-3816.

Morales Matos, Guillermo. 2001. "Las Islas Canarias ¿Una Región Aislada?". Boletín de la A.G.E. N.32: 155-175.

Morero, Betzabet del Valle and Enrique Angel Campanella. 2014. "Comparación Técnico Ambiental De Diferentes Procesos De Purificación De Biogás". Asociación Argentina de Energía Solar; Avances en Energias Renovables y Medio Ambiente; 18; 11-2014; 17-26.

Morero, Betzabet, Eduardo Gropelli, and Enrique A. Campanella. 2010. "Revisión De Las Principales Tecnologías De Purificación De Biogás". Universidad de Palermo; Ciencia y Tecnología; 10; 8-2011; 187-201

Myers, Duane B., Gregory D. Ariff, Brian D. James, John S. Lettow, CE Thomas, and Reed C. Kuhn. 2002. "Cost and Performance Comparison of Stationary Hydrogen Fueling Appliances. The Hydrogen Program Office". Proceedings of the 2002 U.S. DOE Hydrogen Program Review NREL/CP-610-32405.

Nair, Nirmal-Kumar C. and Niraj Garimella. 2010. "Battery Energy Storage Systems: Assessment for Small-Scale Renewable Energy Integration". Energy and Buildings 42 (11): 2124-2130.

Nakhamkin, Michael and Ronald Wolk. 1999. "Compressed Air Inflates Gas Turbine Output". Power Engineering 103 (3): 38-41.

National Association of Clean Water Agencies. 2010. Renewable Energy Resources: Banking on Biosolids. Washington, DC.

National Renewable Energy Laboratory (NREL). 2003. "Consumptive Water use for U.S. Power Production". (NREL/TP-550-33905).

New York State Energy Research and Development Authority (nyserda). 2011. Hydropower from Wastewater. Final Report No 12-04.

Nobuo, Tanaka. 2008. "World Energy Outlook 2008." International Energy Agency 1.

Nomura, Noboru, Atsushi Inaba, Yutaka Tonooka, and Makoto Akai. 2001. Life-Cycle Emission of Oxidic Gases from Power-Generation Systems. Vol. 68. doi:https://doi.org/10.1016/S0306-2619(00)00046-5.

Noyola, A., M. G. Paredes, J. M. Morgan-Sagastume, and L. P. Güereca. 2016. "Reduction of Greenhouse Gas Emissions from Municipal Wastewater Treatment in Mexico Based on Technology Selection". Clean - Soil, Air, Water 44 (9): 1091-1098. doi:10.1002/clen.201500084.

Observatorio de Sostenibilidad en España. 2012. Sostenibilidad En España 2012. Capítulo Especial. Energía Sostenible Para Todos [2012, Año Internacional De La Energía]. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Secretaría General Técnica. Centro de Publicaciones.

Office of the Generalitat de Catalunya. 2015. Interdepartmental Commission on Climate Change. Practical Guide for the Calculation of Greenhouse Gas (GHG) Emissions.

Oficina Internacional del Agua. Comisión Europea, ed. 2001. Procesos Extensivos De Depuración De Las Aguas Residuales Adaptadas a Las Pequeñas Y Medias Colectividades (500-5.00 H.E). Francia: Oficina de publicaciones oficiales de la Comunidad Europea.

OMIE. "Mercado Dirario De La Electricidad". Accessed 05/25, 2018, http://www.omie.es/inicio.

Ondeo Degremont. "Proyecto De Construcción De La Estación Depuradora De Aguas Residuales En Jinámar T.M. Telde. Isla De Gran Canaria. Documento Número 1.- Memoria Y Anejos.".

ONU-Agua Conference. 2015. "Agua Y Desarrollo Sostenible: De La Visión a La Acción. La Gestión De Los Recursos Hídricos" Zaragoza, Spain.

ONU-DAES. 2013. "Decenio Internacional Para La Acción " El Agua, Fuente De Vida, 2005-2015". United Nations Water.

Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura. 2009. "Programa Mundial De Evaluación De Los Recursos Hídricos. Agua Y Biocombustibles".

Organización para la Cooperación y Desenvolvimiento Económico de las Naciones Unidas. 2014". Informe Sobre El Desarrollo De Los Recursos Hídricos En El Mundo".

Ortega, Enrique, Juan José Salas, Yasmina Ferrer, Lucía Sobrados, and Carlos Aragon. 2008. "La Depuración De Las Aguas Residuales En Pequeñas Poblaciones Españolas." España. Centro De Estudios Y Experimentación De Obras Públicas (CEDEX).

Pagilla, Krishna, Andrew Shaw, Thomas Kunetz, and Matthew Schiltz. 2009. "A Systematic Approach to Establishing Carbon Footprints for Wastewater Treatment Plants". Proceedings of the Water Environment Federation 2009 (10): 5399-5409.

Park, JBK, RJ Craggs, and AN Shilton. 2011. "Wastewater Treatment High Rate Algal Ponds for Biofuel Production". Bioresource Technology 102 (1): 35-42.

Parlamento Europeo. 2016. "Tratado De Funcionamiento De La Unión Europea (TFUE). Artículos 349 Y 355. Las Regiones Ultraperiféricas (Rup). Fichas Técnicas Sobre La Unión Europea".

Parshetti, Ganesh K., Zhengang Liu, Akshay Jain, MP Srinivasan, and Rajasekhar Balasubramanian. 2013. "Hydrothermal Carbonization of Sewage Sludge for Energy Production with Coal" Fuel 111: 201-210.

Pastor Alcañiz, Laura. 2008. "Estudio De La Precipitación Y Recuperación Del Fósforo Presente En Las Aguas Residuales En Forma De Estruvita ($MgNH_4PO_4 \cdot 6H_2O$)".

Pastor, Laura. 2006. Investigations on the Recovery of Phosphorus from Wastewater by Crystallization Universal-Publishers.

Pathak, Ashish, MG Dastidar, and TR Sreekrishnan. 2009a. "Bioleaching of Heavy Metals from Sewage Sludge: A Review." Journal of Environmental Management 90 (8): 2343-2353.

Pathak, Ashish, MG Dastidar, and TR Sreekrishnan. 2009b. "Bioleaching of Heavy Metals from Sewage Sludge: A Review". Journal of Environmental Management 90 (8): 2343-2353.

Picher, S., P. Drogui, R. Guay, and JF Blais. 2002. "Wastewater Sludge and Pig Manure used as Culture Media for Bioleaching of Metal Sulphides". Hydrometallurgy 65 (2): 177-186.

Pigott, Therese D. 2006. Methods of Meta-Analysis: "Correcting Error and Bias in Research Findings". Vol. 29. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.evalprogplan.2006.06.002.

Pinto, Filomena, Rui Neto André, Helena Lopes, Mário Dias, I. Gulyurtlu, and I. Cabrita. 2008. "Effect of Experimental Conditions on Gas Quality and Solids Produced by Sewage Sludge Cogasification. 2. Sewage Sludge Mixed with Biomass". Energy & Fuels 22 (4): 2314-2325.

Pittman, Jon K., Andrew P. Dean, and Olumayowa Osundeko. 2011. "The Potential of Sustainable Algal Biofuel Production using Wastewater Resources". Bioresource Technology 102 (1): 17-25.

Puig, Josep and Joaquim Corominas. 1990. "La Ruta De La Energía". Anthropos Editorial.

Qian, Lili, Shuzhong Wang, Donghai Xu, Yang Guo, Xingying Tang, and Laisheng Wang. 2016. "Treatment of Municipal Sewage Sludge in Supercritical Water: A Review". Water Research 89: 118-131.

Radcliffe, John C. 2004. Water Recycling in Australia: A Review Undertaken by the Australian Academy of Technological Sciences and Engineering. Australian Academy of Technological Sciences and Engineering.

Raschke, Roxanne A. 2005. "Distributed Energy Program". DE Quarterly Progress Report. Department of energy office od distributed energy.

Ravishanker, Parameshwaran and David Hills. 1984. Hydrogen Sulfide Removal from Anaerobic Digester Gas. Vol. 11. doi:https://doi.org/10.1016/0141-4607(84)90043-X.

Real Decreto De 7 De Diciembre, Por El Que Se Estable El Régimen Jurídico De La Reutilización De Las Aguas Depuradas. (2007): BOE 294.

Red Electrica de España. "Balance Diario Canario. Año 2017", accessed 11/24, 2017. http://www.ree.es/es/actividades/sistema-electrico-canario/balance-diario.

Reddy, Movva P. and Krishna Pagilla. 2010. "Integrated Methods for Wastewater Treatment Plant Upgrading and Optimization". Water Intelligence Online 9: 9781843395256.

Remy, C., B. Lesjean, and J. Waschnewski. 2012. "Identifying Energy and Carbon Footprint Optimization Potentials of a Sludge Treatment Line with Life Cycle Assessment". Water Science and Technology 67 (1): 63-73.

Ren, Guorui, Jinfu Liu, Jie Wan, Yufeng Guo, and Daren Yu. 2017. "Overview of Wind Power Intermittency: Impacts, Measurements, and Mitigation Solutions". Applied Energy 204: 47-65. doi:https://doi-org.bibproxy.ulpgc.es/10.1016/j.apenergy.2017.06.098.

Rijsberman, Frank R. 2006. "Water Scarcity: Fact Or Fiction?" Agricultural Water Management 80 (1–3): 5-22. Doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.agwat.2005.07.001.

Robbiani, Zeno. 2013. "Hydrothermal Carbonization of Biowaste/Fecal Sludge". Conception and Construction of a HTC Prototype Research Unit for Developing Countries.ETHZ (Dept.of Mechanical Engineering) and Eawag.

Rodríguez, Antonio, P. Letón, R. Rosal, M. Dorado, S. Villar, and J. Sanz. 2006. "Tratamientos Avanzados De Aguas Residuales Industriales". Informe De Vigilancia Tecnológica De La Universidad De Alcalá Del Círculo De Innovación En Tecnologías Medioambientales Y Energía (CITME), España.

Rodríguez, J. Rosa Marrero and Miguel A. Santana Turégano. 2008. "Competitividad Y Calidad En Los Destinos Turísticos De Sol Y Playa. El Caso De Las Islas Canarias". Cuadernos De Turismo (22): 123-143.

Rosner, Carl H. 1998. "Emerging 21st Century Markets and Outlook for Applied Superconducting Products". In Advances in Cryogenic Engineering, 1-24: Springer.

Rulkens, Wim. 2007. "Sewage Sludge as a Biomass Resource for the Production of Energy: Overview and Assessment of the various Options". Energy & Fuels 22 (1): 9-15.

Santos, JC, P. Cruz, T. Regala, FD Magalhaes, and A. Mendes. 2007. "High-Purity Oxygen Production by Pressure Swing Adsorption". Industrial & Engineering Chemistry Research 46 (2): 591-599.

Sastre, Juan Antonio Sainz. 2005. Tecnologías Para La Sostenibilidad: Procesos Y Operaciones Unitarias En Depuración De Aguas Residuales. Ed. Fundación EOI Gregorio del Amo. Madrid-España.

Savenije, H. H. G. 2000. "Water Scarcity Indicators; the Deception of the Numbers". Physics and Chemistry of the Earth, Part B: Hydrology, Oceans and Atmosphere 25 (3): 199-204. Doi:http://dx.doi.org/10.1016/S1464-1909(00)00004-6.

Schmidt, S., S. Giesa, A. Drochner, and H. Vogel. 2011. "Catalytic Tar Removal from Bio Syngas—catalyst Development and Kinetic Studies". Catalysis Today 175 (1): 442-449.

Schmidt, O., A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few. 2017. "Future Cost and Performance of Water Electrolysis: An Expert Elicitation Study". International Journal of Hydrogen Energy 42 (52): 30470-30492. doi:https://doi-org.bibproxy.ulpgc.es/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045.

Schoenung, Susan M. 2001. "Characteristics and Technologies for Long-Vs. Short-Term Energy Storage". United States Department of Energy.

Schoenung, Susan M., James M. Eyer, Joseph J. Iannucci, and Susan A. Horgan. 1996. "Energy Storage for a Competitive Power Market". Annual Review of Energy and the Environment 21 (1): 347-370.

Seggiani, M., S. Vitolo, M. Puccini, and A. Bellini. 2012. "Cogasification of Sewage Sludge in an Updraft Gasifier". Fuel 93: 486-491.

Semler G., Schlabach R., Priddy S. "Lucid Energy.", accessed January, 2013, lucidenergy.com/company/.

Senante, María Molinos, Francesc Hernández Sancho, and Ramón Sala Garrido. 2012. "Estado Actual Y Evolución Del Saneamiento Y La Depuración De Aguas Residuales En El Contexto Nacional E Internacional". Universidad Complutense de Madrid. 32 (1): 69-89.

Shanableh, A. and S. Jones. 2001. "Production and Transformation of Volatile Fatty Acids from Sludge Subjected to Hydrothermal Treatment." Water Science and Technology 44 (10): 129-135.

Sharma A, Grant AL, Grant T, Pamminger F, Opray L. 2008. "Environmental and Economic Assessment of Urban Water Services for a Green Field Development". Environmental Engenieering Science 26: 34.

Shen, Yafei, Peitao Zhao, Qinfu Shao, Dachao Ma, Fumitake Takahashi, and Kunio Yoshikawa. 2014. "In-Situ Catalytic Conversion of Tar using Rice Husk Char-Supported Nickel-Iron Catalysts for Biomass Pyrolysis/Gasification". Applied Catalysis B: Environmental 152: 140-151.

Siddiqi, A. and L. D. Anadon. 2011. "The Water-Energy Nexus in Middle East and North Africa". Energy Policy 39 (8): 4529-4540. doi:10.1016/j.enpol.2011.04.023.

Siddiquee, Muhammad N. and Sohrab Rohani. 2011. "Experimental Analysis of Lipid Extraction and Biodiesel Production from Wastewater Sludge". Fuel Processing Technology 92 (12): 2241-2251.

Silva, Bruna, Ioan Solomon, Ana M. Ribeiro, U-Hwang Lee, Young Kyu Hwang, Jong-San Chang, José M. Loureiro, and Alírio E. Rodrigues. 2013. "H_2 Purification by Pressure Swing Adsorption using CuBTC". Separation and Purification Technology 118: 744-756.

Spang, E. S., W. R. Moomaw, K. S. Gallagher, P. H. Kirshen, and D. H. Marks. 2014. "The Water Consumption of Energy Production: An International Comparison". Environmental Research Letters 9 (10). doi:10.1088/1748-9326/9/10/105002.

Spiegel, RJ and JL Preston. 2000. "Test Results for Fuel Cell Operation on Anaerobic Digester Gas". Journal of Power Sources 86 (1-2): 283-288.

Spiegel, Ronald J., SA Thorneloe, JC Trocciola, and JL Preston. 1999. "Fuel Cell Operation on Anaerobic Digester Gas: Conceptual Design and Assessment". Waste Management 19 (6): 389-399.

Stokes, Jennifer R. and Arpad Horvath. 2009. "Energy and Air Emission Effects of Water Supply". Environ. Sci. Technol. 43 (8) 2680-2687.

SUEZ, Envionment. "EDAR Jinamar (Gran Canaria)". Accessed 11/22,2017, http://www.degremont.es/es/index.php/diseno-y-construccion/edar-dyc-ref/270-edar-jinamar-gran-canaria.html.

Suez. Degremont. "O_2C Lifecarbontool. La Plataforme Cabone Des Métiers De L´eau.", accessed 02/22, 2017, www. Lifecarbontool.com.

Svanström, Magdalena, Morgan Fröling, Michael Modell, William A. Peters, and Jefferson Tester. 2004. "Environmental Assessment of Supercritical Water Oxidation of Sewage Sludge". Resources, Conservation and Recycling 41 (4): 321-338.

Tan, Cuiping and Qiang Zhi. 2016a. "The Energy-Water Nexus: A Literature Review of the Dependence of Energy on Water". Energy Procedia 88: 277-284.

Tan, Cuiping and Qiang Zhi. 2016b. "The Energy-Water Nexus: A Literature Review of the Dependence of Energy on Water". Energy Procedia 88: 277-284.

Tchobanoglous, G. and FL Burton. 1995. "Ingeniería Sanitaria Tratamiento, Evacuación Y Reutilización De Aguas Residuales" Metcalf & Eddy, Inc.

Tecnoturbines. "Precio De La Picoturbina XL 100-A Para Saltos De Agua Hidráulicos.", accessed 02/22, 2018, https://tecnoturbines.com/.

Torcellini, Paul A., Nicholas Long, and Ron Judkoff. 2003. "Consumptive Water use for US Power Production". ASHRAE Winter Meeting Anaheim, California, National Renewable Energy Laboratory Golden, CO, USA, .

Toshiba International Corporation. "Tubine Products". Accessed 02/07, 2018, https://tic.toshiba.com.

Turconi, Roberto, Alessio Boldrin, and Thomas Astrup. 2013. "Life Cycle Assessment (LCA) of Electricity Generation Technologies: Overview, Comparability and Limitations". Renewable and Sustainable Energy Reviews 28: 555-565.

Tyagi, RD, D. Couillard, and F. Tran. 1988. "Heavy Metals Removal from Anaerobically Digested Sludge by Chemical and Microbiological Methods". Environmental Pollution 50 (4): 295-316.

Tyagi, Vinay Kumar and Shang-Lien Lo. 2013. "Sludge: A Waste Or Renewable Source for Energy and Resources Recovery?". Vol. 25. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.05.029.

Úbeda, José Manuel Casas, Francisca Gea López, Esmeralda Javaloyes Tarí, Alberto Martín Peña, José Ángel Pérez Navarro, Inmaculada Triguero Sánchez, and Francisco Vives Boix. 2007. "Educación Medioambiental". Editorial Club Universitario.

ULPGC. 2007. HYMAC. Plan Para La Implantación De La Economía Del Hidrógeno En La Macaronesia, edited by INTERREG. FEDER.

Umeki, Kentaro, Seon-ah Roh, Tai-jin Min, Tomoaki Namioka, and Kunio Yoshikawa. 2010. "A Simple Expression for the Apparent Reaction Rate of Large Wood Char Gasification with Steam". Bioresource Technology 101 (11): 4187-4192.

UNESCO. 2003. "Water for People, Water for Life". Executive Summary of the UN World Water Development Report.

UN-Water, FAO. 2007. "Coping with Water Scarcity". Challenge of the Twenty-First Century.UN-Water.

Van Der Hoek, J. P. 2012. "Climate Change Mitigation by Recovery of Energy from the Water Cycle: A New Challenge for Water Management". Water Science and Technology 65 (1): 135-141. doi:10.2166/wst.2011.820.

Vargas, Fabio Emiro Sierra, Adriana Fernanda Sierra Alarcón, and Carlos Alberto Guerrero Fajardo. 2011. "Pequeñas Y Microcentrales Hidroeléctricas: Alternativa Real De Generación Eléctrica". Informador Técnico 75.

Velazquez, S. 2014. "El Aprovechamiento De La Energía Eólica, Parques Eólicos. Universidad De Las Palmas De Gran Canaria", edited by ULPGC.

Viana, Marcelo Mendes, Brites Fontoura Rangel, Alex Neves Júnior, Maura Berger Maltez Melchert, and Jo Dweck. 2016. "Semi-Pilot Scale Sewage Sludge Pyrolysis and Characterization of obtained Fractions by Thermal Analysis". Journal of Thermal Analysis and Calorimetry 123 (2): 981-991.

Wakeel, Muhammad, Bin Chen, Tasawar Hayat, Ahmed Alsaedi, and Bashir Ahmad. 2016. "Energy Consumption for Water use Cycles in Different Countries: A Review". Applied Energy 178: 868-885. doi:http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.114.

Wang, Hailong, Sally L. Brown, Guna N. Magesan, Alison H. Slade, Michael Quintern, Peter W. Clinton, and Tim W. Payn. 2008. "Technological Options for the Management of Biosolids". Environmental Science and Pollution Research-International 15 (4): 308-317.

Water Environment Federation, ed. 2010. "Energy Conservation in Water and Wastewater Facilities-MOP" 32. 1st. ed ed. United States: McGraw-Hill Education - Europe.

Weber, Adam Z., Matthew M. Mench, Jeremy P. Meyers, Philip N. Ross, Jeffrey T. Gostick, and Qinghua Liu. 2011. "Redox Flow Batteries: A Review". Journal of Applied Electrochemistry 41 (10): 1137.

Wen, Zhaoyin, Jiadi Cao, Zhonghua Gu, Xiaohe Xu, Fuli Zhang, and Zuxiang Lin. 2008. "Research on Sodium Sulfur Battery for Energy Storage". Solid State Ionics 179 (27-32): 1697-1701.

Xiang, L., LC Chan, and JWC Wong. 2000. "Removal of Heavy Metals from Anaerobically Digested Sewage Sludge by Isolated Indigenous Iron-Oxidizing Bacteria". Chemosphere 41 (1): 283-287.

Xue, Yonggang, Huajie Liu, Sisi Chen, Norbert Dichtl, Xiaohu Dai, and Ning Li. 2015. "Effects of Thermal Hydrolysis on Organic Matter Solubilization and Anaerobic Digestion of High Solid Sludge". Chemical Engineering Journal 264: 174-180.

Yang, L., X. Chen, Y. Xing, W. Wang, L. Lei, and Y. Wen. 2015. "The Classification Management System of Solid Waste in the E-Waste Dismantling Industry in Qingyuan City". Journal of Zhongshan University 54 (6): 120.

Yang, L., S. Zeng, J. Chen, M. He, and W. Yang. 2010. "Operational Energy Performance Assessment System of Municipal Wastewater Treatment Plants". Water Science and Technology 62 (6): 1361-1370. doi:10.2166/wst.2010.394.

Yergin, Daniel, Samantha Gross, Nancy Meyer, Liberty Tillemann-Dick, Atul Arya, Susanne Hounsell, IHS CERA, France Lawrence Makovich, James Rosenfield, and Roberto Bocca. 2013. "Energy Vision 2013 Energy Transitions: Past and Future". En World Economic Forum.

Zhang, Panyue, Yi Zhu, Guangming Zhang, Sai Zou, Guangming Zeng, and Zhen Wu. 2009. "Sewage Sludge Bioleaching by Indigenous Sulfur-Oxidizing Bacteria: Effects of Ratio of Substrate Dosage to Solid Content". Bioresource Technology 100 (3): 1394-1398.

Zhao, Peitao, Yafei Shen, Shifu Ge, and Kunio Yoshikawa. 2014. "Energy Recycling from Sewage Sludge by Producing Solid Biofuel with Hydrothermal Carbonization". Energy Conversion and Management 78: 815-821.

Zhao, Q., J. Jiang, and H. Yu. 2015. "Electricity Generation from Sewage Sludge and its Stabilization in Microbial Fuel Cell". In Physical, Chemical and Biological Treatment Processes for Water and Wastewater, 369: Nova Science Publishers, Inc.

Zhu, Yi, Guangming Zeng, Panyue Zhang, Chang Zhang, Miaomiao Ren, Jiachao Zhang, and Ming Chen. 2013. "Feasibility of Bioleaching Combined with Fenton-Like Reaction to Remove Heavy Metals from Sewage Sludge". Bioresource Technology 142: 530-534.

Zou, Linda Y., Yuncang Li, and Yung-Tse Hung. 2007. "Wet Air Oxidation for Waste Treatment". Advanced Physicochemical Treatment Technologies: 575-610.