



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**INTEGRACIÓN DE DIFERENTES ENERGÍAS
RENOVABLES EN ESTACIONES
DEPURADORAS DE AGUAS RESIDUALES.**

Autor: Elena Gallego Monge

Directores: María del Mar Cledera Castro

Carlos Morales Polo

Madrid

Julio, 2016

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESINAS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. Elena Gallego Monge

DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra:

Integración de diferentes energías renovables en estaciones depuradoras de aguas residuales
que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor CEDE a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar "marcas de agua" o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducirla en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que

podieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.

- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

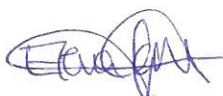
6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a ...8... de ...Julio... de ...2016...

ACEPTA



Fdo. ...Elena Gallego Nonge...

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
**INTEGRACIÓN DE DIFERENTES ENERGÍAS RENOVABLES EN
ESTACIONES DEPURADORAS DE AGUAS RESIDUALES**
en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el
curso académico 2015/2016 es de mi autoría, original e inédito y
no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es
plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada
de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Elena Gallego Monge

Fecha: 8 / 7 / 2016

Autorizada la entrega del proyecto
LOS DIRECTORES DEL PROYECTO



Fdo.: Mª del Mar CLEDERA CASTRO

Fecha: 8 / 7 / 2016



Fdo.: Carlos MORALES POLO

Fecha: 8 / 7 / 2016

Vº Bº del Coordinador de Proyectos

Fdo.: Fernando de CUADRA GARCÍA

Fecha: / /



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA
(ICAI)

INGENIERO ELECTROMECAÁNICO

**INTEGRACIÓN DE DIFERENTES ENERGÍAS
RENOVABLES EN ESTACIONES
DEPURADORAS DE AGUAS RESIDUALES.**

Autor: Elena Gallego Monge

Directores: María del Mar Cledera Castro

Carlos Morales Polo

Madrid

Julio, 2016

INTEGRACIÓN DE DIFERENTES ENERGÍAS RENOVABLES EN ESTACIONES DEPURADORAS DE AGUAS RESIDUALES

Autor: Gallego Monge, Elena.

Directores: Cledera Castro, María del Mar. / Morales Polo, Carlos.

Entidad colaboradora: ICAI-Universidad Pontificia Comillas

RESUMEN DEL PROYECTO

1. INTRODUCCIÓN.

Hoy en día, el contexto energético mundial está basado en la gran explotación de combustibles fósiles, ya presente en el siglo XX. Esta forma de obtención de energía no es posible a largo plazo debido a su carácter no renovable. Por este motivo, se está incrementando cada vez más el uso de fuentes de energía renovable, aumentando así, la conciencia social a nivel mundial con respecto al cuidado y preservación del planeta.

El excesivo uso de las energías convencionales ha desencadenado en una fuerte dependencia energética de los países productores, lo que ha impulsado, ya desde hace años, la construcción de centrales térmicas, hidroeléctricas, nucleares, etc. Asimismo, ha originado un notable aumento de la contaminación, así como de los gases de efecto invernadero y el agujero de la capa de ozono. Por ello, se acordó en el año 1997 la creación del Protocolo de Kioto en el Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC). Sus objetivos se centran en la reducción de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero a causa de las actividades humanas: metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), hexafluoruro de azufre (SF₆), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC) y perfluorocarbonos (PFC).

De este modo, los principales países desarrollados, entre ellos, Estados Unidos y algunos países de la Unión Europea, se han centrado en la implantación de las energías renovables como principio básico en un futuro cercano para así, conseguir avanzar desde el punto de vista ambiental, social y económico. En España, durante los últimos años se ha incrementado el uso de todas las energías renovables, principalmente eólica y solar.

Sin embargo, la producción de energía a partir de fuentes de energía renovables no sólo se trata de un intento de mejora del medioambiente, sino que se origina por la inmediata necesidad de cambiar la situación actual. Por consiguiente, el objetivo del proyecto es estudiar la implantación de un sistema de energías renovables basado en la combinación

de energía eólica y energía solar fotovoltaica para el abastecimiento de energía eléctrica en una estación depuradora de aguas residuales.

Además, el objetivo se centra en una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR), dado que deben funcionar a plena carga y sin parada todos los días del año, lo que conlleva que buena parte del consumo eléctrico del municipio esté destinado para el abastecimiento de la EDAR.

El emplazamiento seleccionado se ubica en las Islas Canarias, en la provincia de Las Palmas, y más concretamente, en el oeste de la isla de Lanzarote, en el municipio de Tinajo. Dicha ubicación viene motivada por el hecho de que España, y sobre todo, las Islas Canarias, poseen una enorme dependencia energética de los países productores, lo que origina riesgos económicos, sociales y ecológicos para la zona. En el caso de la Península Ibérica, tal dependencia viene dada por los escasos recursos energéticos no renovables, lo que origina que la dependencia exterior sea del 70% siendo, mayoritariamente, el gas natural y el petróleo y derivados los productos importados. Y en relación a las Islas Canarias, dicha dependencia es aún más crítica, dado que carece completamente de recursos energéticos no renovables. En adición, el transporte del petróleo y sus derivados a las islas debe realizarse mediante buques, lo que supone un gran incremento económico, además de los posibles riesgos que conlleva el transporte de crudo en caso de accidente. Por este motivo, se ha promovido el uso de las energías renovables para reducir la dependencia energética exterior e incrementar la autonomía en las Islas Canarias, siendo el Objetivo 2020 de España que el 20% del consumo de energía provenga de fuentes renovables. Dicha implantación de energías renovables supone para la región unas muy buenas oportunidades de desarrollo y competitividad, lo que las haría ser un referente mundial, y daría una nueva imagen de sostenibilidad y respeto al medioambiente.

En conclusión, el objetivo es implantar un sistema combinado de energía eólica y energía solar fotovoltaica para abastecer de energía eléctrica a la EDAR, teniendo en cuenta que la energía generada está destinada para el propio autoconsumo de la depuradora, lo que conlleva la necesidad del uso de dispositivos de almacenamiento para la energía que no esté siendo utilizada en ese momento.

2. METODOLOGÍA DE TRABAJO.

Para llevar a cabo el dimensionado de la instalación, se deben tener en cuenta los datos meteorológicos de la zona donde se ha decidido asentar la EDAR. Para ello, se realiza un estudio de la radiación y la velocidad del viento del emplazamiento, cuyos datos se obtienen de estaciones meteorológicas, atlas solares, tablas y bases de datos, y modelos matemáticos.

Se debe destacar que España es uno de los países de Europa con mayor potencial solar y eólico. Esto se debe a la privilegiada situación del país y su climatología, destacando las Islas Canarias, emplazamiento seleccionado para el proyecto.

En relación al dimensionamiento de la instalación de renovables debe diseñarse realizando un estudio de las necesidades energéticas de la EDAR, de tal forma que se cubra la demanda de consumo. Se debe tener en cuenta que se trata de un sistema aislado de la red eléctrica, por lo que el diseño del sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico debe dimensionarse para satisfacer el 100% de la demanda eléctrica. Además, se incluye un sistema de acumulación para seguir cubriendo el consumo de la instalación en caso de que las condiciones meteorológicas no sean las favorables.

Para obtener la demanda eléctrica es necesario dimensionar la EDAR, de tal forma que se seleccionen los tratamientos de depuración necesarios para alcanzar la calidad de agua exigida y así, verter posteriormente las aguas residuales. Se debe diseñar para una población de 6.125 habitantes, cuyas actividades son, principalmente, la agricultura, la ganadería, la pesca y el turismo, por lo que las aguas residuales son urbanas, y se descartan las aguas industriales, más contaminadas, lo que supondría un proceso de depuración más elaborado, y por consiguiente, una mayor demanda de consumo eléctrico.

El consumo eléctrico de la instalación viene dado por los motores, turbinas y bombas diseñados para la EDAR. Se debe tener en cuenta que las depuradoras funcionan todos los días del año, sin parada y a plena carga, es decir, presentan un funcionamiento las 24 horas del día, los 365 días del año. De igual modo, se considera la iluminación del recinto, que se ha estimado igual todos los días, puesto que en la isla se tiene un número de horas de luz al día similar durante todo el año.

El dimensionamiento de la instalación híbrida de energías renovables se realiza teniendo en cuenta los cálculos de consumo de la EDAR, obtenidos a partir del diseño de ésta, así como el estudio de viento y radiación solar durante un año en el emplazamiento donde se asienta la instalación. Asimismo, el dimensionamiento, tanto de la instalación eólica como la instalación solar, se ha realizado en base a las especificaciones técnicas de los equipos requeridos, que se encuentran en los catálogos proporcionados por los fabricantes. El diseño se ha llevado a cabo seleccionando la opción más económica entre todas las posibles, cumpliendo las características necesarias para cada situación.

A partir de los diseños realizados, se obtienen los costes correspondientes a los equipos necesarios para la instalación híbrida eólica-solar fotovoltaica. Asimismo, se realiza un estudio de rentabilidad para conocer si el proyecto es viable, dado que los sistemas de renovables se consideran una inversión a largo plazo en la que se obtienen beneficios en un futuro. El análisis se lleva a cabo para un período de 20 años, que es el tiempo que se suele emplear para determinar la rentabilidad de este tipo de instalaciones.

3. RESULTADOS.

A partir de los diseños realizados para el correcto dimensionamiento de la instalación eólica-solar fotovoltaica se obtienen los costes que se muestran a continuación.

En relación a la instalación eólica, se debe tener en cuenta que debe estar prevista además del aerogenerador, por un regulador y un rectificador. Sin embargo, el regulador viene incorporado dentro del aerogenerador, tal y como especifica el catálogo del fabricante, y el rectificador se encuentra fuera del alcance de estudio ante la falta de datos. Ambas afirmaciones se han justificado en la Memoria del proyecto. Así, el coste total de la instalación eólica es 275.670€.

Coste total aerogenerador [€]	275.670,00
Coste total rectificador (eólica: ca-cc) [€]	-----
COSTE TOTAL (EQUIPOS) INSTALACIÓN EÓLICA [€]	275.670,00

La instalación solar fotovoltaica consta de los módulos fotovoltaicos y los reguladores necesarios, siendo su coste total de 546.866€.

Coste total módulos fotovoltaicos [€]	481.750,00
Coste total reguladores (solar) [€]	65.116,00
COSTE TOTAL (EQUIPOS) INSTALACIÓN SOLAR [€]	546.866,00

Y por último, son necesarios las baterías e inversores, dado que las baterías permiten la acumulación de la energía eléctrica que no se usa en el momento, siendo fundamental para asegurar el suministro de electricidad a la EDAR en las situaciones en que sean necesarias, y los inversores se encargan de convertir la corriente continua en corriente alterna para el suministro de la instalación. El coste total de baterías e inversores es 2.628.464€.

Coste total baterías [€]	2.594.640,00
Coste total inversores [€]	33.824,00
COSTES (EQUIPOS) BATERÍAS+INVERSORES[€]	2.628.464,00

El coste de las baterías es muy superior al resto de equipos, por lo que existe la posibilidad de incorporar un generador diésel, de tal forma que el número de baterías se reduce, y por consiguiente, su coste. Sin embargo, un generador diésel emite CO₂ a la atmósfera, y el objetivo del proyecto es alcanzar una instalación 100% renovable con cero emisiones a la atmósfera, consiguiendo de este modo reducir lo máximo posible el impacto medioambiental. Por este motivo, se decide no incluir un generador diésel en la instalación.

Así, el coste total de la instalación híbrida eólica-solar fotovoltaica, formado por la instalación eólica, la instalación solar y las baterías e inversores es 3.451.000€. Dicho coste no incluye mantenimiento de la instalación, ejecución, compra de licencias, etc.

4. CONCLUSIONES.

Las energías renovables suponen una gran apuesta para la generación de energía, que cada vez está teniendo un papel más fundamental en el panorama eléctrico mundial. Este hecho permite al país una mayor independencia energética, y como consecuencia una reducción de dichos costes de combustible fósil, obteniendo así, una energía más barata y sostenible a largo plazo.

El acuerdo que tuvo lugar en París en Diciembre del año 2015 (COP21), puso de manifiesto un llamamiento a todos los países para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente el CO₂. De este modo, los gobiernos tienen la obligación de preparar unos planes antes del año 2030, cuyo nombre son las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (siglas INDC en inglés). Asimismo, deben planear antes del 2050 las Estrategias de Desarrollo con Bajas Emisiones (siglas LEDS en inglés). Todo ello supone que los proyectos de energías renovables puedan instalarse en todos los países y sea un referente mundial. Tal y como se concluyó en la COP21, los países desarrollados tienen que realizar un mayor esfuerzo, dado que se han comprometido a otorgar un fondo de 100.000 millones de dólares anuales en financiamiento a partir de 2020.

De este modo, resulta necesario que los países inviertan en programas de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación) para conseguir que estas tecnologías puedan emplearse de una manera más generalizada. Es decir, se debe mejorar la eficiencia de los equipos para las instalaciones de generación de energías renovables, consiguiendo así que las inversiones en estas tecnologías presenten una mayor rentabilidad.

INTEGRATION OF DIFFERENT RENEWABLE ENERGIES IN WASTEWATER TREATMENT PLANTS

ABSTRACT

1. INTRODUCTION.

Today, the global energy context is based on the great exploitation of fossil fuels, already present in the twentieth century. This form of energy production is not possible in the long term because of their non-renewable nature. For this reason, it is increasing more and more use of renewable energy sources, thus, increasing social awareness at the global level with respect to the care and preservation of the planet.

Excessive use of conventional energy sources has triggered a strong energy depending on the producing countries, which has already for years, construction of thermal, hydroelectric, nuclear power plants, etc. Also it has resulted in a remarkable increase of pollution and greenhouse gases and the hole in the ozone layer. Therefore, the creation of the Kyoto Protocol in the framework Convention was agreed in 1997 on climate change of the United Nations (UNFCCC). Their objectives are focused on the reduction of emissions of six gases greenhouse because of human activity: methane (CH₄), carbon dioxide (CO₂), sulphur hexafluoride (SF₆), nitrous oxide (N₂O), hydrofluorocarbons (HFCs) and perfluorocarbons (PFCS).

In this way, the main countries developed, between them, United States and some countries of the European Union, is have centered in the implementation of the renewable energies as principle basic in a future close to so, get advance from the point of view environmental, social and economic. In Spain, during the last few years has increased the use of all renewable energy sources, mainly wind and solar.

However, the production of energy from renewable energy sources is not only an attempt to improve the environment, but is originates by the immediate need of change the current situation. Therefore, the objective of the project is studying the introduction of a renewable energy system based on the combination of wind energy and photovoltaic solar energy for the supply of electric power in a wastewater treatment plants.

In addition, the focus is on a wastewater treatment plant (WWTP), as they must operate at full load and non-stop every day of the year, which means that much of the power consumption of the municipality is intended for the supply of the WWTP.

The place selected is located in Canary Islands, in the province of Las Palmas, and more specifically, in the West of the island of Lanzarote, in the municipality of Tinajo. This location is motivated by the fact that Spain, and above all, the Canary Islands, has a huge

energy dependence of the producing countries, resulting in economic, ecological and social risks for the area. In the case of Iberian Peninsula, such dependence is given by the scarce non-renewable energy resources, which causes that the external dependency is 70%, being mainly natural gas and oil and derived products imported. And in relation to the Canary Islands, this dependence is even more critical, as it completely lacks non-renewable energy resources. In addition, the transportation of petroleum and its derivatives to the Islands must be using ships, representing a huge economic boost, in addition to possible risks involved the transport of crude oil in case of accident. For this reason, the use of renewable energy has been promoted to reduce foreign energy dependence and increasing autonomy in the Canary Islands, being the 2020 goal of Spain 20% of energy consumption from renewable sources. The implementation of renewable energy supposes to the region some very good opportunities for development and competitiveness, what would make them to be a world leader, and would give a new image of sustainability and respect for the environment.

In conclusion, the objective is to introduce a combined system of wind power and photovoltaic solar energy to supply electricity to the WWTP, given that the energy generated is intended for the own consumption of the sewage plant, which entails the use of storage devices for the energy that is not being used at the time.

2. METHODOLOGY.

To carry out the dimensioning of the installation, the meteorological data of the area where it was decided to establish the WWTP must take into account. For it, a study is made of the radiation and the wind speed of the place, whose data are obtained from meteorological stations, solar atlas, tables and databases, and mathematical models.

It should be noted that Spain is one of the European countries with more solar and wind potential. This is due to the privileged situation of the country and its climate, highlighting the Canary Islands location selected for the project.

In relation to the size of the installation of renewable must design doing a study of the energy of the wastewater treatment plant needs, so that consumer demand to be covered. It must take into account that it is a system isolated from the power supply, so the design of wind-solar photovoltaic hybrid system should be sized to meet 100% of the electricity demand. It also includes an accumulation system to continue to meet the consumption of the installation where the weather conditions are not favorable.

To obtain electricity demand it is necessary to dimension the WWTP, to select the purification treatments necessary to achieve the required water quality. It should be designed for a population of 6.125, whose activities are mainly agriculture, livestock, fishing and tourism, so sewage are urban, and are discarded industrial, more polluted, waters what would be a more elaborate process of purification, and consequently, a greater demand for electricity consumption.

The power consumption of the installation is given for engines, turbines and pumps designed for the WWTP. It should be aware that water treatment plants operate every day of the year, without stop and full load, that is, present operation 24 hours a day, 365 days a year. Similarly, is the illumination of the enclosure, which has been estimated to equal every day, since the island has a number of daylight hours a similar day throughout the year.

Dimensioning of hybrid renewable energy installation is carried out by taking into account estimates of consumption of the WWTP, obtained from the design of this, as well as the study of wind and solar radiation for a year on the place where the installation is located. Also, it has been based on the technical specifications of equipment required, which are found in the catalogues provided by the manufacturers. The design is carried out by selecting the most economical choice among all possible, fulfilling the characteristics necessary for each situation.

From the designs made, the necessary equipment for the wind-solar photovoltaic hybrid system costs are obtained. Also, a profitability study is done to check if the project is viable, since renewable systems are considered to be a long-term investment that benefits in the future. Analysis is carried out for a period of 20 years, which is the time that is often used to determine the profitability of this type of plants.

3. RESULTS.

From the designs made for the correct dimensioning of the wind-solar system are obtained the costs which are shown below.

In relation to the wind installation, must take into account that it must be provided in addition to the wind turbine, by a regulator and rectifier. However, the regulator comes built-in within the wind turbine, as specifies the catalog of the manufacturer, and the rectifier is outside the scope of study in the absence of data. Both claims have justified in the memory of the project. As well, the cost total wind installation is €275.670.

Total cost wind turbine [€]	275.670,00
Rectifier total cost (wind: AC-DC) [€]	-----
TOTAL COST (EQUIPMENT) WIND INSTALLATION [€]	275.670,00

The solar photovoltaic system consists of photovoltaic modules and regulators, being its total cost of €546.866.

Total cost photovoltaic modules [€]	481.750,00
Regulatory total cost (solar) [€]	65.116,00
TOTAL COST (EQUIPMENT) SOLAR INSTALLATION [€]	546.866,00

And finally, batteries and inverters are necessary. Batteries allow the accumulation of the electrical energy that is not used at the time, being fundamental to ensure the supply of electricity to the WWTP in situations in which it may be necessary, and investors are responsible for convert DC power into AC power for the supply of the installation. The total cost of batteries and inverters is €2.628.464.

Total cost batteries [€]	2.594.640,00
Cost total investors [€]	33.824,00
COSTS (EQUIPMENT) BATTERIES+INVESTORS [€]	2.628.464,00

The cost of batteries is much higher than the rest, by which there is the possibility of incorporating a diesel generator, so that the number of batteries is reduced, and therefore its cost. However, a generator diesel emits CO₂ to the atmosphere, and the objective of the project is reaching an installation 100% renewable with zero emissions to the atmosphere, getting of this mode reduce it maximum possible the impact environmental. For this reason, it not included a diesel generator in the installation.

Thus, the total cost of the wind-solar hybrid system, formed by wind installation, solar installation and batteries and inverters, is €3.451.000. This cost not included maintenance of installation, execution, purchase of licenses, etc.

4. CONCLUSIONS.

Renewable energies are a great bet for the generation of energy, which increasingly is having a more fundamental role in the electrical world. This fact allows the country greater independence energy, and as a result a reduction of these costs of fossil fuel, getting a cheapest and long-term sustainable energy.

The agreement which took place in Paris in December 2015 (COP21), became clear an appeal to all countries to limit emissions of greenhouse gases, especially CO₂. Thus, governments have an obligation to prepare plans by the year 2030, whose name is INDC.

They must also plan before 2050 low emissions development strategies (LEDS). All this means that renewable energy projects can be installed in all countries and it is a world leader. As it was concluded in the COP21, developed countries must make a greater effort, given that are committed to provide a fund of 100,000 million dollars a year from 2020.

In this way, it is necessary that countries invest in R & D programs (research, development and innovation) to get these technologies can be used in a more general way. That is must be improved the efficiency of equipment for installations of renewable energy generation, getting so investment in these technologies present a greater profitability.

Contenido

CAPÍTULO 1- INTRODUCCIÓN.	13
CAPÍTULO 2- ESTADO DEL ARTE.	17
CAPÍTULO 3- ENERGÍAS RENOVABLES.	21
3.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL. PERSPECTIVAS DE FUTURO. 21	
3.1.1. Uso más eficiente de la energía.....	21
3.1.2. Fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles.	22
3.2. HISTORIA-EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.	24
3.2.1. Plan de Energías Renovables 2005-2010.	24
3.2.2. Transición hacia otro Plan de Energías Renovables.	25
3.2.3. Plan de Energías Renovables 2011-2020.	25
CAPÍTULO 4- ENERGÍA EÓLICA.	27
4.1. INTRODUCCIÓN.	27
4.2. TIPOS DE AEROGENERADORES.	29
4.3. PARTES DE UN AEROGENERADOR.	38
CAPÍTULO 5- ENERGÍA SOLAR.	41
5.1. INTRODUCCIÓN.	41
5.2. RADIACIÓN SOLAR.	42
5.3. COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR.	42
5.4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.	45
5.4.1. Efecto fotovoltaico.	46
5.4.2. Tecnología fotovoltaica.....	48
CAPÍTULO 6- ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)	53
6.1. INTRODUCCIÓN.	53
6.2. TRATAMIENTOS DE AGUAS RESIDUALES URBANAS.	54
6.2.1. Tratamiento primario.....	56
6.2.2. Tratamiento secundario.	56
6.2.3. Tratamiento terciario.	57
CAPÍTULO 7- SISTEMAS HÍBRIDOS (EÓLICA-SOLAR FOTOVOLTAICA) AISLADOS/CONECTADOS A LA RED.	61
7.1. SISTEMAS AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA.	61
7.2. SISTEMAS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.	65

CAPÍTULO 8- TRATAMIENTO DE DATOS METEOROLÓGICOS.....	67
CAPÍTULO 9- MOTIVACIÓN.	69
9.1. ORIGEN DEL PROYECTO.	69
9.2. OBJETIVO DEL PROYECTO.....	71
CAPÍTULO 10- CÁLCULOS INSTALACIÓN.	73
10.1. DESCRIPCIÓN DE LA EDAR.....	73
10.1.1. EMPLAZAMIENTO.	73
10.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA EDAR.....	77
10.3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.	79
10.3.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LA INSTALACIÓN.....	79
10.3.2. HIPÓTESIS ADOPTADAS PARA EL CÁLCULO DEL CONSUMO. ...	80
10.3.3. POTENCIA INSTALADA Y CONSUMOS CONSIDERADOS.	81
10.3.4. CONSUMO ELÉCTRICO DIARIO, MENSUAL Y ANUAL.....	82
10.4. CÁLCULO DE LAS CONDICIONES METEOROLÓGICAS: VIENTO-RADIACIÓN SOLAR.	84
10.4.1. MEDICIÓN DEL VIENTO.	84
10.4.2. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.....	88
<i>10.4.2.1. Cálculo de la radiación solar en la zona.</i>	<i>88</i>
<i>10.4.2.2. Elección del ángulo de inclinación y de la orientación de los paneles.</i>	<i>89</i>
<i>10.4.2.3. Factor de corrección k para superficies inclinadas.</i>	<i>91</i>
<i>10.4.2.4. Cálculo de HSP.....</i>	<i>93</i>
10.5. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA DE RENOVABLES.....	95
10.5.1. SITUACIÓN MÁS DESFAVORABLE.	96
10.5.2. ELECCIÓN DE LA PROPORCIÓN ABASTECIDA POR LA EÓLICA Y LA FOTOVOLTAICA.....	97
10.5.3. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN EÓLICA.	98
<i>10.5.3.1. Aerogenerador.</i>	<i>98</i>
<i>10.5.3.2. Número de aerogeneradores.</i>	<i>102</i>
<i>10.5.3.3. Regulador de carga.....</i>	<i>103</i>
<i>10.5.3.4. Rectificadores.....</i>	<i>103</i>
10.5.4. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.	104
<i>10.5.4.1. Elección de la tensión de funcionamiento de la instalación.....</i>	<i>104</i>

10.5.4.2. <i>Cálculo del consumo que cubre la instalación solar</i>	104
10.5.4.3. <i>Cálculo del número de módulos fotovoltaicos</i>	107
10.5.4.4. <i>Cálculo de los reguladores de carga de la instalación solar fotovoltaica</i>	110
10.5.5. DIMENSIONAMIENTO BATERÍAS E INVERSORES.	113
10.5.5.1. <i>Baterías</i>	113
10.5.5.2. <i>Inversores</i>	119
CAPÍTULO 11- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES.	121
11.1. COSTES DE LA INSTALACIÓN EÓLICA	121
11.2. COSTES DE LA INSTALACIÓN SOLAR	122
11.3. COSTES DE BATERÍAS E INVERSORES	123
11.4. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA	126
11.5. CONCLUSIONES	131
CAPÍTULO 12- REFERENCIAS. BIBLIOGRAFÍA	133
CAPÍTULO 13- ANEXOS	135

ÍNDICE DE FIGURAS.

<i>Figura 1. Desglose de la potencia instalada por fuentes de energía en España en el año 2015.</i>	18
<i>Figura 2. Aerogeneradores.</i>	28
<i>Figura 3. Aerogenerador tipo Tripala.</i>	30
<i>Figura 4. Aerogenerador tipo Bipala.</i>	31
<i>Figura 5. Aerogenerador tipo Monopala.</i>	31
<i>Figura 6. Aerogenerador tipo Barlovento.</i>	32
<i>Figura 7. Aerogenerador tipo Sotavento.</i>	33
<i>Figura 8. Aerogenerador tipo Torre de Celosía.</i>	33
<i>Figura 9. Aerogenerador tipo Torre Tubular.</i>	34
<i>Figura 10. Partes de un aerogenerador.</i>	39
<i>Figura 11. Partes de un aerogenerador (parte detallada de la góndola).</i>	40
<i>Figura 12. Mapa mundial de energía solar.</i>	43
<i>Figura 13. Componentes de la radiación solar terrestre total.</i>	43
<i>Figura 14. Representación de la radiación solar recibida en la Tierra.</i>	45
<i>Figura 15. Esquema del efecto fotovoltaico.</i>	47
<i>Figura 16. Representación de un campo eléctrico.</i>	48
<i>Figura 17. Sección de una célula fotovoltaica.</i>	48
<i>Figura 18. Algunos módulos fotovoltaicos presentes en el mercado.</i>	49
<i>Figura 19. Esquema de una EDAR.</i>	59
<i>Figura 20. Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico aislado de la red eléctrica.</i>	64
<i>Figura 21. Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico-diésel aislado de la red eléctrica.</i>	65
<i>Figura 22. Sistema conectado a la red eléctrica.</i>	66
<i>Figura 23. Islas Canarias. Fuente: Google Maps.</i>	73
<i>Figura 24. Tinajo (zona Parque Nacional de Timanfaya), Lanzarote. Fuente: Google Maps.</i>	74
<i>Figura 25. Zona detallada de Tinajo. Fuente: Google Maps.</i>	74
<i>Figura 26. Parque Nacional de Timanfaya.</i>	75
<i>Figura 27. Parque Natural Los Volcanes.</i>	76
<i>Figura 28. Mapa espacios naturales protegidos de España. Fuente: MAGRAMA.</i>	76
<i>Figura 29. Mapa espacios protegidos de Lanzarote.</i>	77
<i>Figura 30. Atlas eólico. Valores estacionales a 80 m. Fuente: IDAE.</i>	84
<i>Figura 31. Atlas de radiación solar en España. Fuente: Aemet.</i>	88
<i>Figura 32. Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. Irradiación H [MJ/m²]. Fuente: IDAE (Ver tablas en ANEXOS).</i>	89
<i>Figura 33. Latitud de Las Palmas, provincia de Tinajo. Fuente: IDAE (Ver tablas en ANEXOS).</i>	91
<i>Figura 34. Factor de corrección k para superficies inclinadas. Fuente: IDAE (Ver tablas en ANEXOS).</i>	92

ÍNDICE DE TABLAS.

<i>Tabla 1. Intervalos de concentración de algunos parámetros representativos de un agua residual urbana.</i>	55
<i>Tabla 2. Calidad exigida a los efluentes depurados en una EDAR.</i>	56
<i>Tabla 3. Parámetros de partida de la EDAR.</i>	78
<i>Tabla 4. Nivel de ocupación (%) en Tinajo en el año 2015. Fuente: Asociación Insular de Empresarios de Hoteles y Apartamentos de Lanzarote (ASOLAN).</i>	81
<i>Tabla 5. Temperatura (°C) en Tinajo en el año 2015. Fuente: IDAE.</i>	81
<i>Tabla 6. Consumos considerados para el cálculo de la demanda eléctrica.</i>	82
<i>Tabla 7. Consumo eléctrico diario, mensual y anual de la EDAR.</i>	83
<i>Tabla 8. Velocidad, c y K. (el Atlas eólico proporciona los valores en verde).</i>	87
<i>Tabla 9. Valores de la irradiación solar corregidos H' [MJ/m²].</i>	93
<i>Tabla 10. Cálculo de HSP.</i>	94
<i>Tabla 11. Tabla comparativa de viento, radiación solar y consumo en la EDAR y elección del mes más desfavorable.</i>	96
<i>Tabla 12. Velocidad del viento y parámetros de Weibull.</i>	98
<i>Tabla 13. Potencia disponible, potencia de Betz y potencia del aerogenerador.</i>	100
<i>Tabla 14. Aerogenerador seleccionado.</i>	102
<i>Tabla 15. Consumo mes de Marzo.</i>	104
<i>Tabla 16. Consumo diario que abastece la solar en Marzo.</i>	105
<i>Tabla 17. Tabla del consumo que abastece la instalación solar.</i>	107
<i>Tabla 18. Módulo fotovoltaico seleccionado.</i>	109
<i>Tabla 19. Regulador de carga seleccionado.</i>	111
<i>Tabla 20. Consumo mes de Marzo.</i>	113
<i>Tabla 21. Pérdidas totales de la instalación.</i>	114
<i>Tabla 22. Tabla del consumo que abastece la instalación.</i>	115
<i>Tabla 23. Baterías seleccionadas.</i>	118
<i>Tabla 24. Inversor seleccionado.</i>	120
<i>Tabla 25. Coste total instalación eólica.</i>	122
<i>Tabla 26. Coste total instalación solar.</i>	123
<i>Tabla 27. Coste baterías e inversores.</i>	125

ÍNDICE DE ECUACIONES.

<i>Ecuación 1. Velocidad del viento a la altura del aerogenerador.</i>	<i>85</i>
<i>Ecuación 2. Cálculo de los parámetros de Weibull c y k.</i>	<i>86</i>
<i>Ecuación 3. Cálculo de los parámetros de Weibull c y k a la altura del aerogenerador.</i>	<i>87</i>
<i>Ecuación 4. Ángulo de inclinación óptimo del panel.</i>	<i>91</i>
<i>Ecuación 5. Ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico para la EDAR.</i>	<i>91</i>
<i>Ecuación 6. Valor corregido de la irradiación solar por inclinación H' [MJ/m²].</i>	<i>92</i>
<i>Ecuación 7. Cálculo de HSP.</i>	<i>93</i>
<i>Ecuación 8. Energía producida (E_{módulo}) por W_p instalado.</i>	<i>94</i>
<i>Ecuación 9. Cálculo de la potencia disponible, potencia de Betz y potencia del aerogenerador correspondiente.</i>	<i>99</i>
<i>Ecuación 10. Distribución de la velocidad del viento.</i>	<i>100</i>
<i>Ecuación 11. Potencia media del aerogenerador.</i>	<i>101</i>
<i>Ecuación 12. Energía bruta obtenida por el aerogenerador.</i>	<i>101</i>
<i>Ecuación 13. Producción neta del aerogenerador.</i>	<i>102</i>
<i>Ecuación 14. Número de aerogeneradores.</i>	<i>103</i>
<i>Ecuación 15. Pérdidas totales asociadas a la instalación.</i>	<i>106</i>
<i>Ecuación 16. Intensidad que suministra el módulo fotovoltaico.</i>	<i>107</i>
<i>Ecuación 17. Número de ramas.</i>	<i>108</i>
<i>Ecuación 18. Número de módulos en serie.</i>	<i>108</i>
<i>Ecuación 19. Número total de módulos.</i>	<i>109</i>
<i>Ecuación 20. Distancia entre paneles.</i>	<i>110</i>
<i>Ecuación 21. Corriente del regulador.</i>	<i>111</i>
<i>Ecuación 22. Pérdidas totales de la instalación renovable.</i>	<i>114</i>
<i>Ecuación 23. Capacidad de una batería.</i>	<i>115</i>
<i>Ecuación 24. Número de baterías en paralelo.</i>	<i>116</i>
<i>Ecuación 25. Número de baterías en serie.</i>	<i>117</i>
<i>Ecuación 26. Número total de baterías.</i>	<i>117</i>
<i>Ecuación 27. Potencia del inversor (convertidor).</i>	<i>119</i>
<i>Ecuación 28. Inversión en la instalación híbrida.</i>	<i>127</i>

CAPÍTULO 1- INTRODUCCIÓN.

El contexto energético actual está basado en la explotación de los combustibles fósiles en el siglo XX. A pesar de ello, dicho uso energético no es posible a largo plazo debido a su carácter no renovable. Por ello, hoy en día se ha incrementado el uso de un tipo de fuentes de energía renovables, ya que ha aumentado la conciencia social a nivel mundial con respecto al cuidado y preservación del planeta, y el miedo que se ha instaurado en torno a la energía nuclear.

Actualmente, la mayor parte de la demanda energética está cubierta por combustibles fósiles, lo que ha creado una absoluta dependencia de los países productores. Por este motivo se comienza la construcción de las centrales térmicas, hidroeléctricas, nucleares, etc. Sin embargo, se incrementó el precio del petróleo en 1973, por lo que los países importadores de petróleo se han centrado en aumentar el uso de energías renovables para reducir el coste económico que supone la dependencia.

El uso excesivo de las energías convencionales actuales ha desencadenado el aumento de la contaminación, así como de los gases de efecto invernadero y el agujero de la capa de ozono. Por este motivo, en el año 1997 se acordó el *Protocolo de Kioto* del Convenio Marco sobre Cambio Climático de la ONU (UNFCCC) para conseguir la disminución de los gases de efecto invernadero a la atmósfera, evitando así el calentamiento global. Fue firmado en Diciembre de 1997, aunque entró en vigor el 16 de febrero de 2005. Cada país tiene unos porcentajes propios de emisión que debe reducir según determine el Protocolo de Kioto.

Su objetivo se centra en la reducción de las emisiones de los seis gases de efecto invernadero a causa de las actividades humanas: metano (CH₄), dióxido de carbono (CO₂), hexafluoruro de azufre (SF₆), óxido nitroso (N₂O), hidrofluorocarbonos (HFC) y perfluorocarbonos (PFC). La influencia de dichos gases en el efecto invernadero son de aproximadamente 15% para el CH₄, 56.6% para el CO₂, 6% los NO_x y 24% en relación a los CFC. Además, los combustibles fósiles, a parte de CO₂, emiten una variedad de contaminantes tóxicos dependiendo del tipo de combustible que se emplea y de la tecnología utilizada para su combustión.

Además, el uso de las energías renovables presenta numerosas ventajas medioambientales, entre las que cabe destacar, la no generación de residuos peligrosos de difícil tratamiento que suponen una gran amenaza sobre el medio ambiente y la reducción de las emisiones nocivas a la atmósfera provenientes de la combustión y responsables del calentamiento global del planeta (CO₂) y de la lluvia ácida (SO₂ y NO_x).

Se denomina energía renovable a la energía obtenida de fuentes naturales inagotables (eólica, solar, hidráulica, biomasa...), ya sea porque son capaces de regenerarse por medios naturales, o bien por la inmensa cantidad de energía que contienen. Se debe resaltar que aunque ocasionen algún efecto negativo sobre el entorno, estos son considerados notablemente menores en comparación con los impactos ambientales de las energías convencionales (combustibles fósiles: petróleo, gas y carbón, o energía nuclear). De esta manera, son capaces de sustituir a las fuentes energéticas actuales contaminando menos y renovándose de forma constante.

Estos últimos años en España, se ha incrementado el uso de todas las energías renovables, principalmente eólica y solar. Se pueden observar parques eólicos en toda la geografía española, así como plantas solares.

Los principales países desarrollados, entre ellos, Estados Unidos y algunos países de la Unión Europea, se han centrado en la implantación de las energías renovables como principio básico en un futuro cercano para así, conseguir avanzar desde el punto de vista ambiental, social y económico.

La transición a estas nuevas energías debe realizarse de forma suave y gradual. De este modo, surge el concepto de *desarrollo sostenible*, el cual se basa en los siguientes puntos:

- El empleo de fuentes de energía renovable, dado que las fuentes fósiles actuales se agotarán a lo largo de este siglo, según los pronósticos actuales.
- La explotación de las fuentes de energía renovables para incentivar el autoconsumo, intentando evitar la construcción de grandes infraestructuras de generación y distribución de energía eléctrica.

- La reducción de la demanda energética mejorando el rendimiento de dispositivos eléctricos, tales como electrodomésticos, lámparas, etc. Asimismo, se debe disminuir o eliminar el consumo energético innecesario para evitar consumos excesivos. Para ello ha de desarrollarse una conciencia y cultura del ahorro energético.

Tanto la disminución de la demanda energética, como la reducción o eliminación del consumo energético innecesario se encuentran relacionadas con la *eficiencia energética*.

La producción de energías renovables no sólo se trata de un intento de mejora del medioambiente, sino que se origina por la inmediata necesidad de cambiar la situación actual.

La idea de este proyecto es estudiar la implantación de un sistema de energías renovables basado en la combinación de energía mini eólica y energía solar fotovoltaica para el abastecimiento de energía eléctrica en una estación depuradora de aguas residuales.

CAPÍTULO 2- ESTADO DEL ARTE.

El uso de combustibles fósiles tiene fecha límite, tal y como han pronosticado los expertos teniendo en cuenta el nivel de consumo actual. Existen reservas de petróleo para otras cuatro décadas más, de gas natural para seis décadas más, y de carbón para unos 150 años aproximadamente.

El denominado cambio climático es debido a las emisiones perjudiciales de CO₂ provenientes de dichas fuentes. Por ello, las fuentes de energía renovables están siendo las encargadas de cubrir algunas de las necesidades energéticas actuales ante este preocupante panorama energético mundial. Asimismo, es importante destacar la utilización de vehículos eléctricos y/o de pilas de combustible como sistemas de transporte sostenibles.

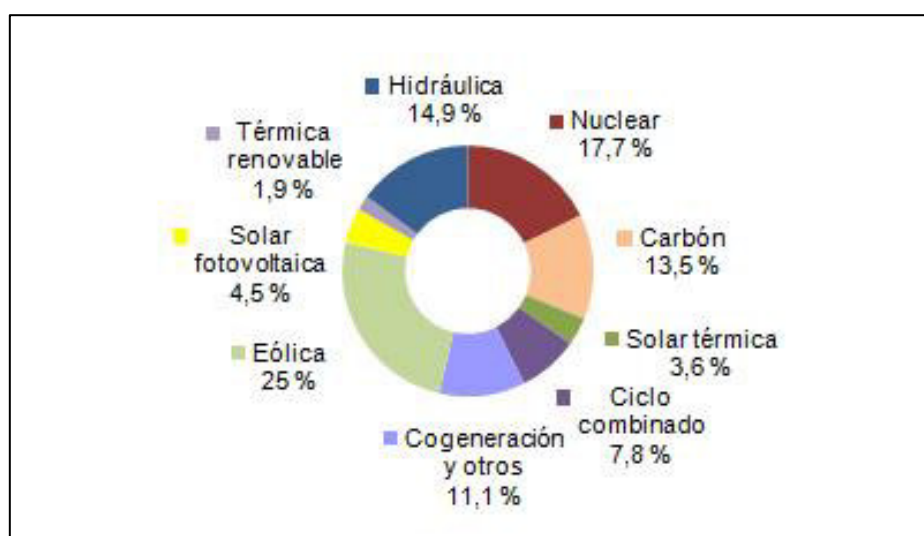
Entre algunos de los factores que influyen para avanzar en la investigación, el desarrollo y las aplicaciones de las energías renovables, se encuentran la preocupación por la degradación medioambiental y la reducción de la dependencia energética exterior.

Como se ha visto anteriormente, el Protocolo de Kioto fija un compromiso para la disminución de los gases de efecto invernadero (GEI). Por este motivo, en marzo de 2006 la Unión Europea presentó el Libro Verde Estrategia, cuya finalidad es conseguir una energía sostenible, competitiva y segura. Los tres objetivos en los que se fundamenta son los siguientes:

- Sostenibilidad (Protocolo de Kioto): con el impulso y el desarrollo de las energías renovables, como la lucha ante el cambio climático.
- Competitividad (Agenda de Lisboa): para apostar por el progreso tecnológico.
- Seguridad: para reducir la dependencia energética exterior.

En España, durante los últimos años se han fomentado los distintos objetivos orientados al cumplimiento de la reducción de los gases de efecto invernadero establecidos en el Protocolo de Kioto, el incremento de la competitividad, y a garantizar el abastecimiento energético. Estas iniciativas se han visto reflejadas en los planes de energías renovables

desarrollados a partir del año 2005 en España, lo que ha llevado al impulso de las energías renovables y su desarrollo.



Fuentes	2004	2007	2008	2009	2010	2016	2020	2010-2020 (Tasa variación interanual) (%)
Carbón	20.921	20.354	13.983	10.509	8.271	10.468	10.058	1,98
Petróleo	71.054	70.848	68.182	63.684	62.358	55.746	51.980	-1,80
Gas natural	24.671	31.601	34.782	31.096	31.003	37.147	38.839	2,28
Nuclear	16.576	14.360	15.368	13.750	16.102	14.490	14.490	-1,05
Energías renovables	8.854	9.976	10.942	12.165	14.910	21.802	27.878	6,46
Saldo eléc. (Imp.-Exp.)	-260	-494	-949	-697	-717	-1.020	-1.032	3,71
Total	141.817	146.645	142.308	130.507	131.927	138.633	142.213	0,75

Figura 1. Desglose de la potencia instalada por fuentes de energía en España en el año 2015.

De este modo, las fuentes de energía renovables cobran una gran importancia, principalmente la eólica cubriendo un 25% y la hidráulica con un 14.9%. Sin embargo, la demanda de la nuclear con un 17.7% o del carbón con un 13.5%, continúan siendo porcentajes muy elevados, lo que da lugar a las emisiones de gases de contaminantes.

Asimismo, se muestra en la tabla el crecimiento que ha presentado las energías renovables desde el año 2004 hasta el año 2016, y lo que se espera que cubra en el año 2020. Con respecto, al carbón o el petróleo se observa una importante reducción de su

producción de energía, gracias a los requisitos establecidos en el Protocolo de Kioto con el objetivo de la disminución de los gases de efecto invernadero, así como de la dependencia energética exterior.

España ocupa el quinto puesto en el panorama mundial, según datos del año 2014, en relación a las capacidades de energía renovable, después de China, Estados Unidos, Alemania e Italia.

CAPÍTULO 3- ENERGÍAS RENOVABLES.

3.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA GLOBAL. PERSPECTIVAS DE FUTURO.

El contexto energético mundial presenta una situación de incertidumbre ante las expectativas de cambio en un futuro cercano. El cambio climático global, el incremento del precio de los combustibles fósiles, cuya causa han sido las tensiones geopolíticas o las disminuciones de las reservas, y la creciente demanda energética (mayoritariamente en los países en vías de desarrollo), explican la insostenibilidad de la actual situación energética en el mundo.

Aunque el problema es bastante complejo, se están estudiando diversas soluciones, centradas básicamente en dos puntos fundamentales: el uso de la energía de una manera más eficiente desde un punto de vista global (conocido como *eficiencia energética*) y el desarrollo de fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles (principalmente en el avance de las energías renovables).

3.1.1. Uso más eficiente de la energía.

Durante las últimas décadas, se ha llevado a cabo un consumo irresponsable de la energía, que añadido al aumento global de consumo de estos últimos años, ha ocasionado la disminución paulatina de las reservas de elementos como el carbón, petróleo o gas natural.

Una solución evidente se fundamenta en el aprovechamiento de dichos recursos de una manera más eficiente en todos los niveles. Es decir, se deben solucionar, tanto las pérdidas producidas en las transformaciones intermedias del proceso de obtención de la energía como las que se ocasionan en el transporte desde la fuente (generación) al consumidor final. Del mismo modo, para conseguir optimizar el gasto energético necesario en el acondicionamiento interior de un edificio, se debe prestar atención a su aislamiento, así como para el transporte de personas y mercancías, que son uno de los principales responsables de la emisión de gases de efecto invernadero.

Durante décadas, el crecimiento económico de un país ha estado vinculado a la energía, por lo que las economías más potentes han sido las encargadas de controlar el sector

energético. Además, en estos últimos años, los países desarrollados han modernizado su estructura energética, diversificando sus fuentes de energía y empleando nuevas aplicaciones tecnológicas a los procesos de transporte y de transformación energética, tanto para conseguir disminuir el calentamiento global como la dependencia del petróleo o de otros combustibles fósiles.

Sin embargo, hoy en día, este vínculo entre desarrollo y energía es mucho más débil. Por esta razón, principalmente en los países en vías de desarrollo, se debe encontrar el modo de satisfacer la creciente demanda de energía, puesto que sus expectativas de crecimiento no son compatibles con la actual estructura energética en el mundo. Para conseguirlo, el propósito sería incorporar estos países a un modelo energético sostenible desde el inicio de su desarrollo, sin pasar por la etapa transitoria que han realizado los países desarrollados para llegar a dicho objetivo.

3.1.2. Fuentes de energía alternativas a los combustibles fósiles.

En los últimos años, el cambio climático está siendo uno de los asuntos prioritarios en relación al medio ambiente y ha despertado un gran interés en la sociedad. El principal objetivo se centra en el desarrollo de las energías renovables como fuente de energía sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

Por ello, estas fuentes de energías renovables (hidroeléctrica, eólica, biomasa, solar térmica y fotovoltaica, geotérmica, etc.) pueden ser la solución al problema energético actual si se aplican de forma responsable.

- **Tipos de energías renovables**

Las energías renovables se han clasificado según los distintos modos de aprovechamiento de la energía a partir de recursos naturales como el viento, el sol, el agua o la materia orgánica. En mi caso particular, se hace uso de la energía solar fotovoltaica y de la energía eólica.

- ***E. Solar fotovoltaica:***

Es la energía obtenida a partir de la radiación solar a través de una célula fotovoltaica. Algunos estudios afirman que la radiación solar anual aporta a la Tierra el equivalente al consumo energético mundial multiplicado por mil.

- ***E. Eólica:***

Esta energía se produce gracias a la fuerza del viento y las corrientes de aire. Las aspas movidas por acción del viento se encargan de accionar el eje central, el cual se encuentra conectado a un generador eléctrico.

Entre los diferentes tipos de energías renovables también se encuentran la energía solar térmica, la energía hidráulica, la energía mareomotriz, la energía geotérmica y la biomasa.

Sin embargo, también se deben tener en cuenta los inconvenientes que presentan las energías renovables, lo que las hace todavía poco competitivas frente a las fuentes de energía tradicionales. Algunos de estos inconvenientes son los siguientes:

- La producción tiene un coste elevado.
- Por falta de información, en ocasiones la aceptación pública es escasa.
- La producción es variable en función de la climatología.
- El riesgo económico es alto.
- Presentan un gran impacto paisajístico.

Uno de los principales inconvenientes es la variabilidad en la producción de las energías renovables (solares, eólicos...), puesto que la mayoría de ellas dependen en gran medida del clima. Así, en algunas ocasiones la demanda energética no puede ser satisfecha. Por ello, es necesaria la instalación de sistemas de almacenamiento de energía en los sistemas de energías renovables aislados de la red eléctrica, lo que ha retrasado en cierto modo el auge de estas tecnologías. Actualmente, la solución a este problema son los sistemas convencionales de baterías y los modernos sistemas constituidos por tecnologías del hidrógeno o de aire comprimido.

3.2. HISTORIA-EVOLUCIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA.

3.2.1. Plan de Energías Renovables 2005-2010.

El Plan de Energías Renovables (PER) para el período 2005-2010 en España fue aprobado el 26 de agosto de 2005 por el Consejo de Ministros. Este plan se centraba en fortalecer las expectativas de la política energética del Gobierno, tales como el respeto al medio ambiente y la garantía de la seguridad y calidad del suministro eléctrico, así como cumplir los compromisos del país en el contexto internacional (Protocolo de Kioto).

Según las previsiones del PER 2005-2010, el 12,1% del consumo global de energía en 2010 sería abastecido por fuentes renovables, contribuyendo a la producción del 30,3% del consumo bruto de electricidad. Así mismo, los biocarburantes aportarían un 5,83% del consumo de gasolina y gasóleo para el transporte.

Teniendo en cuenta la evolución de las dos energías renovables que afectan a este proyecto final de grado, energía eólica y energía solar fotovoltaica, durante este período, se puede determinar que:

- *E. Eólica:* Este tipo de energía presentó un gran crecimiento en potencia instalada y en inversión. Por ello, logró alcanzar los niveles de producción ajustados a sus previsiones y se configuró como un pilar importante.
- *E. Solar Fotovoltaica:* La implementación de esta fuente de energía estuvo marcada por la excesiva generosidad de las primas durante este período. El rendimiento obtenido en la producción no estuvo ligado a su elevada cuantía, a pesar de que se produjera mayor cantidad de la prevista y mayor capacidad instalada de lo esperado. Es decir, como consecuencia de la alta remuneración de esta energía con tasas de rentabilidad muy elevadas, experimentó crecimientos en la inversión muy superiores a lo previsto, atrayendo así a inversiones externas al sector.

La financiación para el avance de las energías renovables está siendo uno de los puntos que más conflicto crea entre los distintos sectores de la sociedad que participan. Así, ha cambiado la postura según la cual los costes de desarrollo e impulso de estas energías han de ser soportados no solo por los consumidores de energía eléctrica como hasta ahora sino por el conjunto de la sociedad.

Dicho sistema para el impulso de las renovables demostró su eficacia en este período en comparación con el resto de sistemas vigentes de otros países. Las primas aportaron unos ingresos sobre la producción de energía para los que se obtuvieron resultados suficientemente positivos como para compensar las expectativas de rentabilidad de los inversores. Lo explicado anteriormente es válido para la energía solar fotovoltaica, la eólica y la termoeléctrica, puesto que son las que llevaron a cabo un crecimiento próximo a los objetivos previstos en el PER 2005-2010. Además, desarrollaron un proceso de avance tecnológico que les permitió aproximarse a un contexto de paralelismo en el mercado en relación a los costes de las fuentes convencionales.

3.2.2. Transición hacia otro Plan de Energías Renovables.

La difícil situación económica originó un ambiente de inseguridades en el sector de las energías renovables en España.

El Real Decreto-Ley RDL 6/2009 [RD09] que entró en vigor en mayo del año 2009 preocupó a la mayor parte de los protagonistas de la industria española, ya que temían que el gobierno podía llegar a reducir el crecimiento del sector de las renovables. Esta ley tenía como objetivo reajustar de manera más precisa las distintas fuentes de energía renovable utilizadas en España desde el 1 de julio de 2009.

A partir de este momento, únicamente los sistemas de producción registrados se beneficiarían de las subvenciones, puesto que se establecería un registro centralizado para aquellos sistemas que utilizaran energías renovables.

3.2.3. Plan de Energías Renovables 2011-2020.

El Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 entró en vigor el 11 de noviembre de 2011 y fue aprobado por el Consejo de Ministros. Sus objetivos se basan en el fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, estando obligada a conseguir un

objetivo del 20% correspondiente a la energía de origen renovable para 2020. Se estableció conforme con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, con el cual se regula la producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

El Plan de Energías Renovables 2011-2020 recoge unos objetivos de potencia instalada y producida para el año 2020, por lo que el Gobierno ya dispone de un extenso margen de maniobra para ser capaces de asentar sus intenciones de implantación de las instalaciones de producción de energía eléctrica con fuentes de energía renovable.

La capacidad instalada de generación actual garantiza la demanda prevista, ya que hoy en día, España presenta una capacidad de producción muy superior a la demanda. Por ello, se consigue que esta medida no afecte a la calidad del suministro y al cumplimiento de los compromisos que se tienen con respecto a la Unión Europea en cuanto a la generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable para 2020.

Sin embargo, con la llegada de la crisis económica y financiera seguir manteniendo el sistema de retribución no era viable. Por esta razón, con la ley RD-ley 1/2012, el Gobierno procedió a paralizar de manera provisional el sistema retributivo hasta que se avanzara hacia un marco retributivo renovable que beneficiara una asignación eficiente de recursos.

La Comisión Europea no valoró de manera positiva este acto, ya que advirtió que haría más difícil que España alcanzara sus objetivos climáticos y energéticos en el marco de la Estrategia Europa 2020, a causa de la suspensión de las ayudas a las energías renovables. Este hecho conseguiría desalentar las inversiones en dicho sector. Además, se incrementaría de nuevo la dependencia energética de España con respecto al exterior.

CAPÍTULO 4- ENERGÍA EÓLICA.

4.1. INTRODUCCIÓN.

La energía eólica es la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, convirtiéndola posteriormente en otras formas útiles para las actividades humanas. El aprovechamiento del viento no es algo propio solo de nuestro tiempo, sino que ya se ha utilizado desde hace siglos. Los avances en la tecnología y las distintas formas de utilización son las que han ido cambiando a lo largo del tiempo. En los últimos años, la energía eólica es una de las fuentes energéticas que ha presentado un crecimiento más elevado en el ámbito tecnológico.

Las instalaciones de producción deben ubicarse en los puntos más apropiados, y para ello, se deben tener en cuenta la velocidad y las características del viento, que son los principales factores que determinan la cantidad de energía que el viento puede llegar a generar.

El ser humano ha empleado la energía eólica desde hace cientos de años para diferentes aplicaciones, ya sea el transporte marítimo impulsando los barcos a través de las velas, o bien aplicaciones agrícolas para bombear agua o moler grano moviendo las aspas de los molinos, hasta llegar a la producción de energía eléctrica a gran escala.

Pero fue a partir del siglo XX cuando se empezó a utilizar el viento para generar electricidad y autoabastecer pequeñas instalaciones en un primer momento, hasta hoy en día, lograr cubrir en España más del 19,4% de la demanda total de energía eléctrica en los últimos años, siendo la tercera fuente de generación eléctrica en España en 2015. Este objetivo se ha podido conseguir gracias al incremento de la potencia instalada y a las ayudas otorgadas para la producción eólica, que rentabilizan la inversión. De esta forma, España se asienta como uno de los principales países a nivel mundial en lo que respecta a la producción de energía eólica.

Sin embargo, también se deben valorar los impactos negativos que producen las instalaciones de energía eólica en el entorno, ya sea paisajístico, ruido o sobre la flora y fauna. Aunque, estos efectos son menores si se elige adecuadamente su ubicación y se adoptan las medidas correctoras necesarias.

Pero se debe tener en cuenta que el principal inconveniente de la energía eólica es su intermitencia. Sin embargo, no hay solución a este problema, puesto que los molinos sólo producen electricidad cuando el viento sopla. En el caso contrario, simplemente los molinos no giran y entonces su producción eléctrica será nula.



Figura 2. Aerogeneradores.

4.2. TIPOS DE AEROGENERADORES.

Los aerogeneradores pueden clasificarse considerando diversos criterios, según rangos de potencia, tamaños, tecnologías y características externas.

A) Según tipo de eje:

Se dividen en dos categorías principales según la posición del eje de rotación del aerogenerador (dirección perpendicular al giro de las palas) con respecto a la dirección del viento:

A.1) Aerogenerador de eje horizontal.

Se caracterizan porque la turbina está provista de un rotor cuyo eje de rotación es ligeramente paralelo a la dirección del viento. Así, para poder producir energía eléctrica es necesario alinearse con la dirección del viento, de manera que el viento sople paralelo al eje de rotación. Su principal ventaja es el mayor rendimiento y la capacidad de autoarranque. Este tipo de aerogenerador es el que se emplea habitualmente por su eficiencia y la capacidad de adaptarse a diferentes potencias.

Los aerogeneradores de eje horizontal se pueden subdividir a su vez por el número de palas que se emplean, por la orientación según la dirección del viento y por el tipo de torre que se utiliza.

➤ Según el número de palas:

El rotor puede disponer de una pala (monopala), dos (bipala), tres (tripala) y numerosas palas (multipala). La velocidad de rotación disminuye conforme se aumenta el número de palas. Por ello, son menos ruidosas y tiene mayor eficiencia las turbinas con más palas, aunque se encarece su precio.

- Tripala. Se caracteriza por ser la que más se emplea actualmente. Las 3 palas forman 120° entre sí.

Entre sus principales ventajas cabe destacar que presenta un giro más suave y uniforme, por lo que la inducción de esfuerzos sobre la estructura se minimiza. Además, su velocidad es menor respecto a los rotores monopala y bipala, por lo que se disminuyen los esfuerzos de la fuerza centrífuga, el nivel de vibraciones y la producción de ruido, es decir, presenta una mayor eficiencia.



Figura 3. Aerogenerador tipo Tripala.

- Bipala. Para conseguir producir la misma energía que los tipo tripala necesitan mayores velocidades de giro, pero se reduce el peso y coste de una de las palas. Además, los bipalas tienen un mayor nivel de vibraciones y de ruido. Por ello, es necesario un diseño más complejo, con amortiguadores que sean capaces de evitar el choque de las palas contra la torre.



Figura 4. Aerogenerador tipo Bipala.

- Monopala. Sus características principales son la mayor velocidad de rotación y la reducción de peso y costes de material en las palas, caja multiplicadora y generador. Sus inconvenientes son similares a los bipala, puesto que necesitan el contrapeso de compensación en el lado opuesto de la pala, lo que hace que el ahorro en peso no sea tan significativo. Además, aumenta la generación de ruidos, de aproximadamente, el doble que un rotor tripala.



Figura 5. Aerogenerador tipo Monopala.

- Según la orientación respecto a la dirección del viento:
 - Orientada a barlovento. Se obtiene un mejor aprovechamiento de la fuerza del viento que en el caso de rotor a sotavento cuando el rotor está situado de frente a la dirección del viento. Aunque, es necesario un

mecanismo de orientación para mantener siempre el plano de giro del rotor de manera perpendicular a la dirección del viento dominante.

En el diseño actual de los aerogeneradores es el caso que más se emplea.

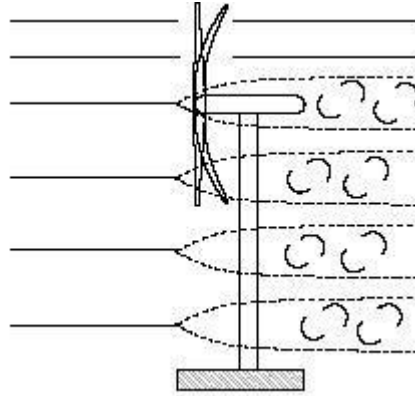


Figura 6. Aerogenerador tipo Barlovento.

- Orientada a sotavento. En este caso, se disminuye el aprovechamiento del viento cuando el rotor está dispuesto en sentido contrario a la dirección del viento. Además, la góndola es orientada por el propio viento, es decir, los elementos de reorientación no serían necesarios, pero suelen emplearse como elemento de seguridad. Las palas y la góndola presentan una flexibilidad mayor que en el caso de orientadas a barlovento.

Sin embargo, como desventaja se debe destacar que provoca pérdida de potencia. También se pueden originar enredos en el cable conductor que transporta la energía que produce el generador ubicado en la góndola, la cual gira libremente.

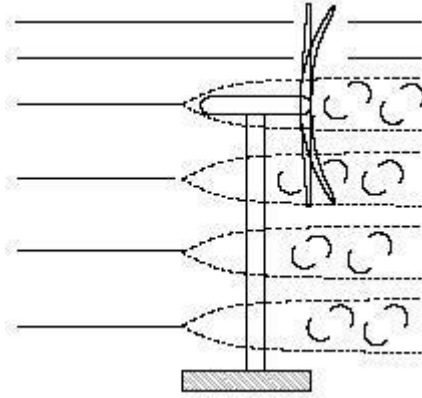


Figura 7. Aerogenerador tipo Sotavento.

➤ Según el tipo de torre:

- Torre de celosía. Se corresponden a aquellas construidas con perfiles de acero unidos mediante tornillería. Presentan la ventaja de ser muy baratas y fáciles de construir, aunque son necesarias verificaciones periódicas de la correcta sujeción entre sí de los segmentos de acero. Además, requiere de un emplazamiento extra para la instalación de los equipos eléctricos. No se pueden utilizar para aerogeneradores de gran potencia ni en zonas geográficas septentrionales.



Figura 8. Aerogenerador tipo Torre de Celosía.

- Torre tubular. Son grandes tubos de acero de forma cónica o tubular y en su interior se instalan los equipos eléctricos. Su principal ventaja es la

mayor resistencia y el menor mantenimiento que necesitan, pero su instalación es más complicada y cara. La torre tubular es la más empleada en equipos de generación de energía.



Figura 9. Aerogenerador tipo Torre Tubular.

A.2) Aerogenerador de eje vertical.

Se caracterizan porque su eje de rotación es perpendicular al suelo. En este tipo de aerogenerador, el viento origina el movimiento del rotor gracias a los esfuerzos de arrastre de éste en dirección perpendicular al eje de giro.

Se pueden diferenciar dos diseños de rotores de eje vertical: aerogeneradores Darrieux, que presentan problemas de arranque pero son muy eficientes, y Savonius, los cuales son poco eficientes y trabajan bien con vientos débiles pero mal con vientos fuertes.

En la actualidad, este tipo de aerogeneradores están prácticamente en desuso, ya que en caso de fallo, es necesario desmontar el aerogenerador completo para realizar las tareas de mantenimiento, y además, requieren asistencia de arranque. Por ello, sólo se utilizarán para aplicaciones muy específicas. Su ventaja es que aprovechan menores velocidades de viento debido a su proximidad al suelo.

A continuación, se realiza una comparativa entre generadores de eje horizontal y de eje vertical.

Entre las principales ventajas de los aerogeneradores de eje horizontal frente a los de eje vertical se pueden destacar:

- El coeficiente de potencia (C_p) de los aerogeneradores de eje horizontal es mayor.
- La velocidad de giro correspondiente a los de eje horizontal es mayor que los de eje vertical. Por lo tanto, son más adecuados para el accionamiento de generadores eléctricos que giran a 1.000 o 1.500 rpm.
- Los aerogeneradores de eje vertical no son aptos para alcanzar alturas elevadas, por lo que no pueden aprovechar el aumento de la velocidad del viento con la altura respecto del suelo que sí se puede beneficiar los de eje horizontal.
- La potencia alcanzada por los aerogeneradores de eje horizontal es mayor, ya que permiten recorrer mayores superficies que las de eje vertical.

Sin embargo, también se deben mostrar las ventajas que los aerogeneradores de eje vertical presentan frente a los de eje horizontal:

- No son necesarios los sistemas de orientación para alinear el eje de la turbina con la dirección del viento gracias a su simetría vertical, tal y como sí ocurre en los de eje horizontal.
- Presenta un mantenimiento más sencillo, debido a su poca altura con respecto al suelo.
- Los aerogeneradores de eje vertical son utilizados, principalmente, para la investigación y los avances tecnológicos, y los de eje horizontal se usan en la práctica.

B) Según la potencia suministrada:

Se pueden distinguir los siguientes casos:

B.1) Equipos de baja potencia.

La potencia que proporcionan es de aproximadamente 50 KW, aunque para aumentar la potencia total suministrada se pueden emplear varios equipos adyacentes. Actualmente, se utilizan como suministro de energía en equipos aislados.

Asimismo, se usan en grupo y con sistemas de respaldo para el suministro de energía en zonas con conexión a red o a través de baterías para almacenar la energía producida y que se garantice la continuidad de la cobertura energética.

Se pueden distinguir:

- Turbinas eólicas micro (microgeneradores eólicos). Su potencia nominal es inferior a 10 kW y son generadores que se emplean en barcos.
- Aerogeneradores de minieólica (miniaerogeneradores). Se caracterizan porque su potencia oscila entre las decenas de kilovatios y los 100 kW. También se denominan aerogeneradores domésticos o de pequeña potencia.

Las principales aplicaciones de los miniaerogeneradores son:

- Las instalaciones con un alto índice de consumo eléctrico, como por ejemplo, fábricas u otras infraestructuras que consumen gran cantidad de energía. Asimismo, para reducir el consumo eléctrico de la red se pueden instalar este tipo de aerogeneradores.
- En zonas aisladas, por el elevado coste o la dificultad para llevar la energía de la red eléctrica. Un ejemplo de ello pueden ser granjas, viviendas aisladas, torres de telecomunicación, etc. En este caso, el

aerogenerador suele estar acompañado de paneles solares fotovoltaicos para garantizar el funcionamiento óptimo del sistema.

- En conexión a la red, ya que los particulares y empresas pueden consumir la energía que precisan para satisfacer su propio consumo para después vender lo que les sobra a la red.

Sin embargo, un aerogenerador de pequeña potencia debe instalarse realizando un estudio de los vientos dominantes que existen en la zona y cómo varían a lo largo del año.

Este proyecto de fin de grado utilizará como aerogenerador un miniaerogenerador, que más adelante se especificará con mayor detalle.

B.2) Equipos de media potencia.

Su potencia nominal oscila entre 100 kW y 500 kW. Su uso se asimila a los equipos de baja potencia, pero para requerimientos energéticos mayores. Se emplean conectados a red o con sistemas de respaldo, ya que no suelen encontrarse conectados a baterías de almacenamiento.

B.3) Equipos de alta potencia.

La potencia eléctrica nominal, por unidad, es superior a 500 kW y pueden incluso alcanzar el orden de gigavatio (GW). Se utilizan para la producción de energía de forma comercial y se encuentran conectados a red y en grupos formando parques eólicos, tanto en tierra (on-shore) como en medio marino (off-shore).

El diseño para estos equipos principalmente suelen ser aerogeneradores de eje horizontal tripalas, orientados a barlovento y con torre tubular.

C) Según la velocidad del rotor.

La velocidad de rotor puede ser fija, que se mantiene cuando el aerogenerador está conectado a la red, o variable, la cual cambia según el régimen de funcionamiento.

Actualmente, los aerogeneradores permiten admitir variaciones de velocidad aproximadamente del 50 %.

Igualmente, otra alternativa es emplear dos velocidades fijas de rotación distintas la turbina eólica, en la que la de menor velocidad cubre el rango de bajas velocidades y la de mayor las altas velocidades.

4.3. PARTES DE UN AEROGENERADOR.

Los aerogeneradores pueden alcanzar casi 200 m de altitud, con las palas incluidas, y pueden tener un peso de hasta 20 Tm (toneladas métricas).

El funcionamiento de un aerogenerador se basa en el movimiento de las palas gracias al viento y, a través de un sistema mecánico de engranajes, gira el rotor. La energía mecánica rotacional del rotor que se produce se transforma en energía eléctrica por el generador.

Los componentes principales de un aerogenerador de eje horizontal son: palas (hélices) / rotor, góndola, buje, multiplicador, eje de baja velocidad o principal, eje de alta velocidad, generador eléctrico, freno mecánico, sistema de control electrónico, mecanismo de orientación, anemómetro y veleta, sistema de refrigeración, torre y cimientos.

Tras esto, un transformador incrementa la tensión eléctrica para que se pueda transportar a través de la red eléctrica.

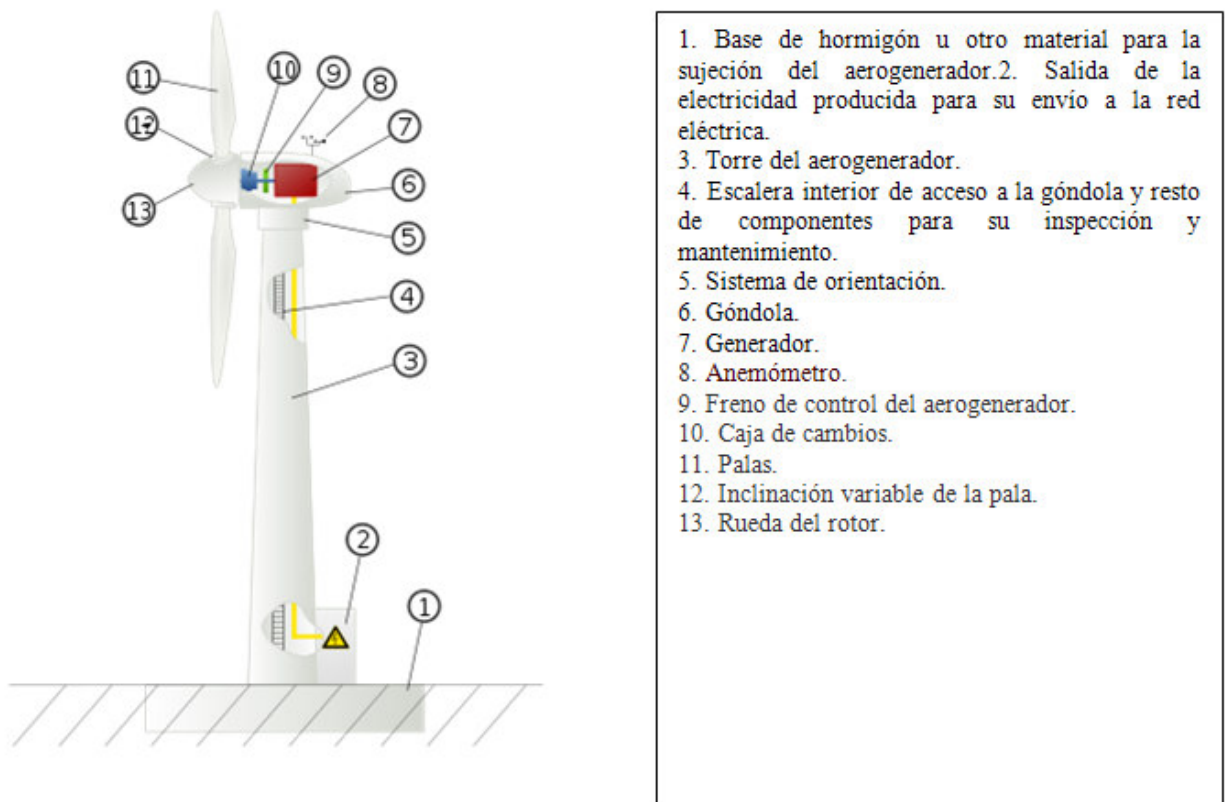
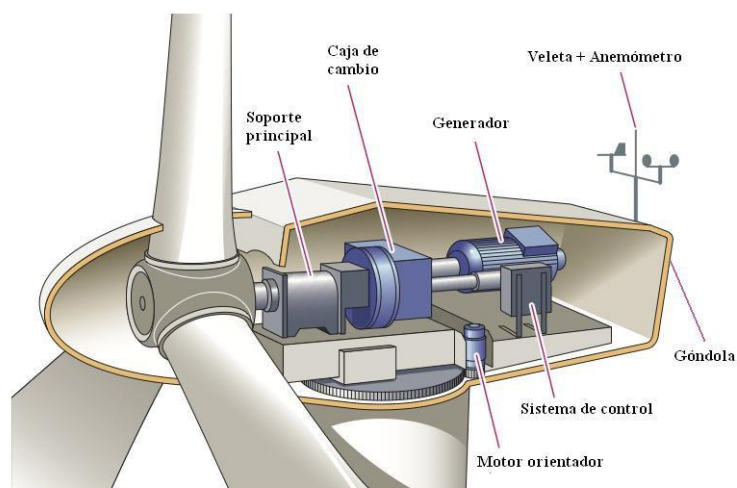


Figura 10. Partes de un aerogenerador.



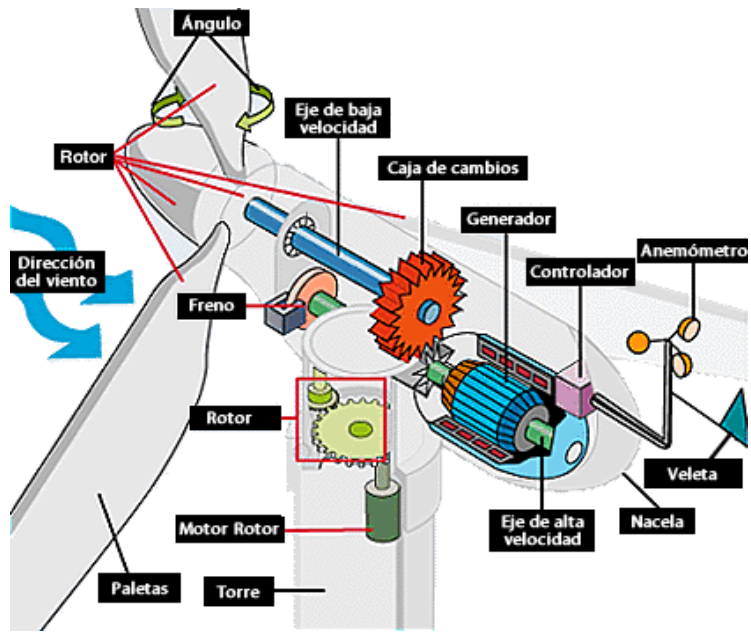


Figura 11. Partes de un aerogenerador (parte detallada de la góndola).

CAPÍTULO 5- ENERGÍA SOLAR.

5.1. INTRODUCCIÓN.

Hoy en día, la energía solar cada vez tiene más importancia y con ella se apuesta por un mayor respeto al medio ambiente orientada hacia la autosuficiencia.

La energía solar es la energía procedente de la radiación del Sol que incide sobre la superficie de la Tierra.

La producción de electricidad gracias a la energía solar se realiza mediante la captación de la radiación solar a través de nuevas tecnologías, como la fotovoltaica.

Los principales términos que se utilizan para cuantificar la energía y la potencia de los rayos provenientes del Sol son los siguientes:

- **Irradiancia solar (I):** energía incidente por unidad de tiempo, es decir, la potencia, sobre unidad de superficie. Sus unidades son W/m^2 .
- **Irradiación o radiación solar (H):** energía solar incidente por unidad de superficie. Se obtiene al integrar la irradiancia en un período de tiempo. Sus unidades son J/m^2 o kWh/m^2 .

Los fabricantes de paneles solares fotovoltaicos fijan la potencia máxima eléctrica de salida empleando una fuente con una potencia luminosa de $1 kW/m^2=1000 W/m^2$. Se conoce como SOL, y equivale a: $1SOL = 1 kW/m^2 =100 mW/cm^2$.

- **Irradiación solar extraterrestre (H₀):** radiación que incide sobre una superficie horizontal en la zona externa de la atmósfera. Varía con la latitud y la fecha.
- **Duración astronómica del día o fotoperíodo (n):** período de iluminación solar que comprende la duración máxima del día.

- **Helofanía, brillo solar o insolación (n):** tiempo, en horas, en el cual la energía solar directa alcanza o excede un valor umbral variable comprendido entre 120 y 210 W/m². Depende del clima, el tiempo, la localización geográfica, y del tipo de banda que se utiliza para el registro.

5.2. RADIACIÓN SOLAR.

La energía radiante que procede del Sol incide sobre la superficie terrestre. Una pequeña parte de dicha energía llega a la superficie de manera efectiva. A pesar de ello, la potencia que se consigue es aproximadamente 10.000 veces superior que la potencia que se obtiene de todas las fuentes de energía que el ser humano usa.

La potencia de la radiación solar varía según el momento del día y del año, las condiciones atmosféricas y la latitud.

5.3. COMPONENTES DE LA RADIACIÓN SOLAR.

➤ **Radiación solar terrestre**

La radiación solar que llega a la superficie terrestre es inferior que la que llega al exterior de la atmósfera, ya que en la atmósfera se refleja una parte, y otra se absorbe. Su valor medio es de aproximadamente 1000 W/m², pero no es constante, pues varía a lo largo del año según las condiciones atmosféricas.

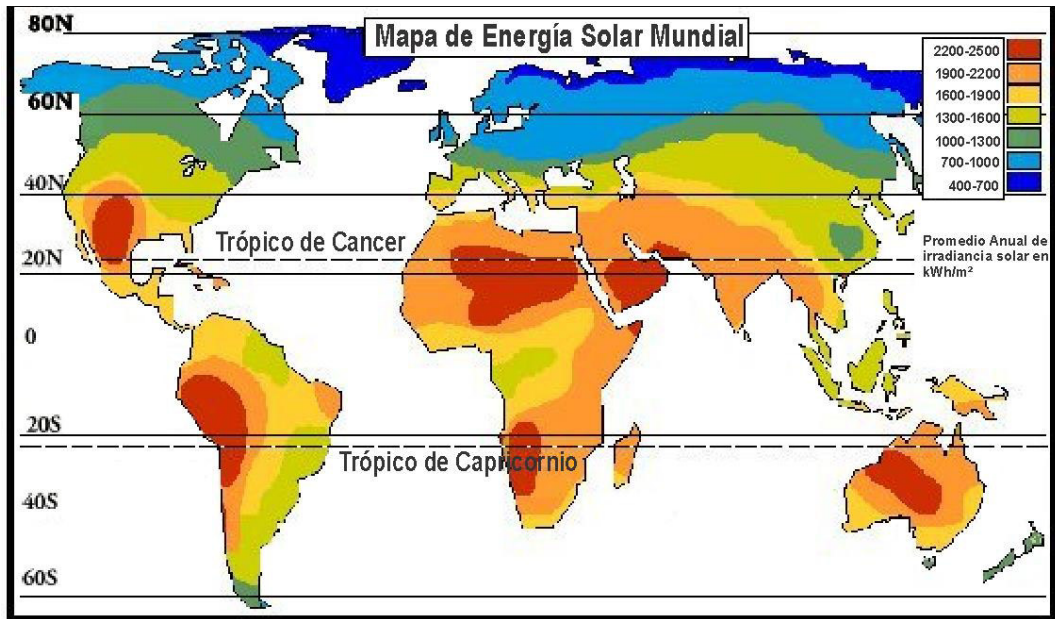


Figura 12. Mapa mundial de energía solar.

La radiación solar que llega a la superficie se compone de la radiación difusa (H_d), directa (H_D) y la reflejada (H_r). La radiación global (H_G) es la composición de todas ellas.

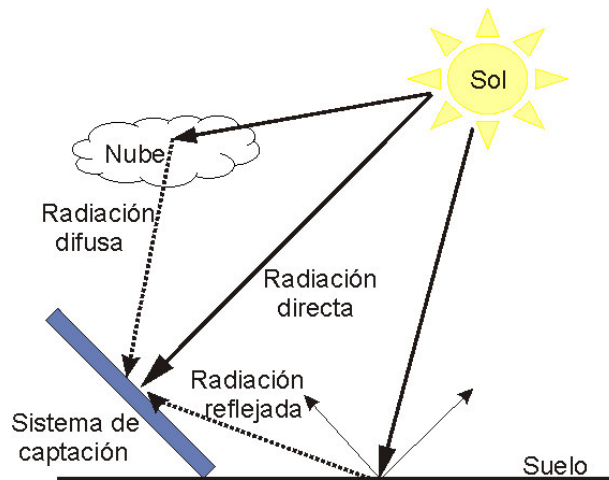


Figura 13. Componentes de la radiación solar terrestre total.

$$HG = HD + Hd + Hr$$

La radiación directa, difusa y reflejada que llegan a la superficie terrestre depende de:

- Las condiciones meteorológicas, puesto que puede influir en mayor medida una componente de radiación u otra según las condiciones atmosféricas. Los días nublados predomina la componente difusa sobre la directa.
- La inclinación de la superficie respecto a un plano horizontal, ya que en una superficie horizontal se alcanza la máxima radiación difusa y la mínima radiación reflejada. Si se aumenta la inclinación, se reduce la radiación difusa y aumenta la componente reflejada.

En la práctica, la óptima posición de la superficie se obtiene cuando se encuentra orientada al sur con un ángulo de inclinación igual a la latitud de la zona donde se ubica. La orientación hacia el sur le permite captar la máxima radiación solar durante el día, y que su inclinación sea igual a la latitud consigue que las variaciones de energía solar captadas sean mínimas durante el año.

En la siguiente figura se muestra la distribución de la radiación solar recibida en la superficie terrestre. Se representan las pérdidas de energía solar en la atmósfera a causa de la reflexión y la absorción, en la cuales se pierde una cantidad considerable de la energía, reflejada y absorbida por la atmósfera.

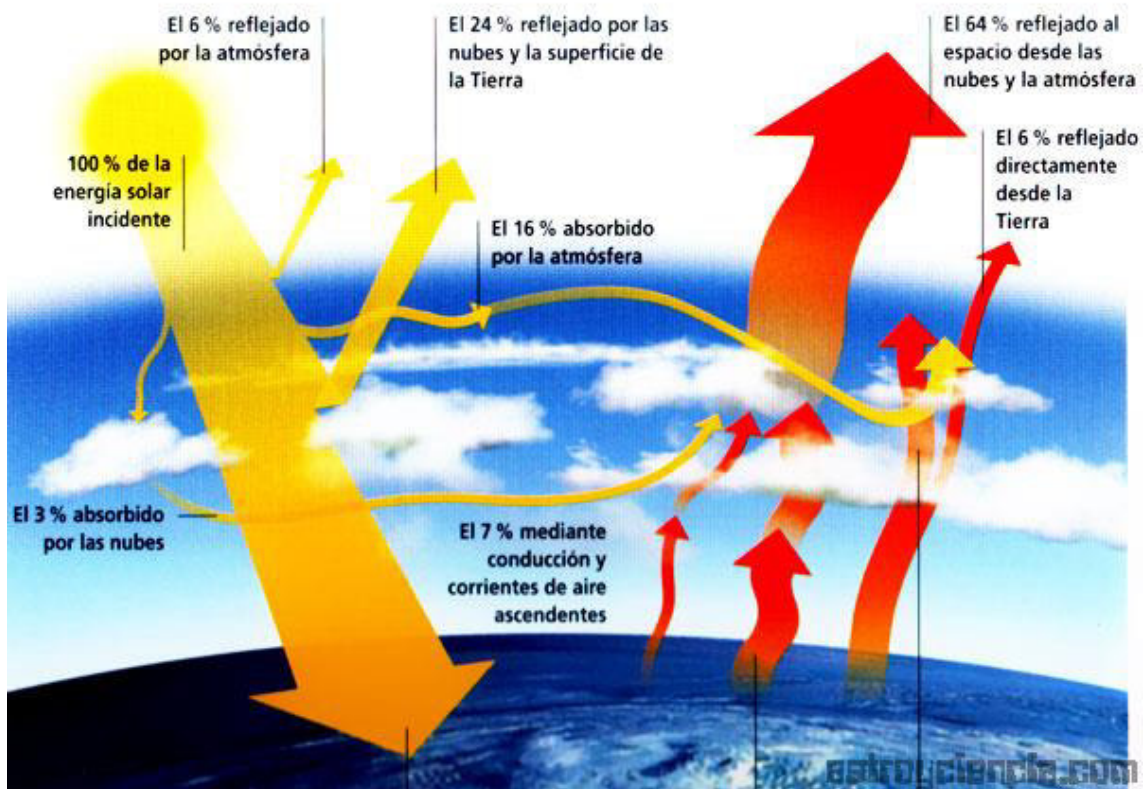


Figura 14. Representación de la radiación solar recibida en la Tierra.

Así, gracias a la radiación solar la sociedad se puede beneficiar tanto de su capacidad para calentar como de su capacidad para generar electricidad al incidir sobre determinados semi-conductores debido al “efecto fotovoltaico”. Así, se origina la tecnología de aprovechamiento solar conocida como energía solar fotovoltaica.

Estos últimos años en España se han caracterizado por el aumento del número de instalaciones de aprovechamiento de esta energía, tanto para producir calor como para generar electricidad.

5.4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.

La energía solar fotovoltaica presenta un importante uso tanto en el marco nacional como internacional. Se trata de una fuente de energía renovable gratis e inagotable, cuyas ventajas son las siguientes:

- No requiere combustión como sucede con los combustibles fósiles.
- Se trata de una energía segura, cuya financiación es determinable a largo plazo, y además limpia, ya que no produce emisiones de gases de efecto invernadero.
- Tiene una instalación rápida y sencilla.
- Los módulos de los paneles solares se pueden reciclar.
- La duración de sus instalaciones son superiores a 25 años.
- Su mantenimiento es escaso, puesto que en su montaje no existen piezas en movimiento que ocasionen desgaste, ni consumo de ningún material.
- Se reduce la explotación de los combustibles fósiles.

5.4.1. Efecto fotovoltaico.

La radiación solar se transforma en energía eléctrica para obtener a continuación la energía solar fotovoltaica mediante el denominado efecto fotovoltaico. La razón de ello es un fenómeno físico en el que causa la interacción de la radiación luminosa con los electrones en los materiales semiconductores.

El efecto fotovoltaico se origina cuando los fotones de la luz solar inciden sobre una célula fotovoltaica. Dicha célula está formada por capas de semiconductores dopados, que es semejante a un diodo, y en la cual los fotones pueden ser reflejados, absorbidos o, incluso, pasar a través de ella.

Sólo generan electricidad los fotones que son absorbidos, ya que la energía de este fotón es transferida a un electrón de un átomo de la célula fotovoltaica. Con esta nueva energía, el electrón escapa de su posición normal asociada con el átomo para ser atrapados por un campo eléctrico, y así poder formar parte de una corriente del circuito eléctrico.

El efecto fotovoltaico se explica con la actividad del diodo (unión p-n) en la célula. En la actualidad, el componente que más se emplea para la fabricación de estas células solares es el silicio cristalino, y más concretamente, el diodo de silicio.

En el diodo de silicio se pueden reemplazar átomos de silicio por átomos de boro, por lo que los portadores de carga libres son positivos, y el material se denominará tipo p. Por

otro lado, si el enlace se produce con fósforo, los portadores de carga son negativos, denominándose de tipo n.

Así, la unión p-n se forma agrupando una barra de material de tipo p con otra de tipo n.

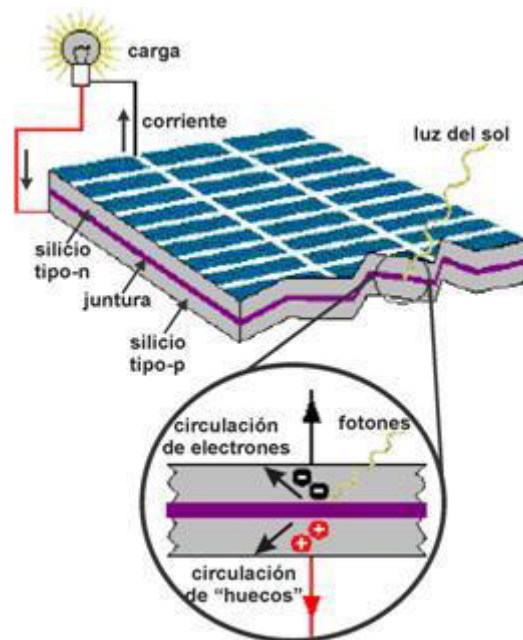


Figura 15. Esquema del efecto fotovoltaico.

De esta manera, habrá una zona sin huecos a su derecha que creará un flujo hacia el lado derecho de cargas positivas para poder alcanzar el equilibrio. Y en el material de tipo 'n' se producirá un flujo de los portadores hacia el lado izquierdo cuando los electrones libres aprecien a la izquierda una zona en la que no haya electrones libres. Esta es la razón por la que se originará exceso de cargas positivas en la parte derecha y exceso de cargas negativas en la izquierda.

Esto ha dado lugar a un campo eléctrico en la zona de enlace de los dos materiales. Este hecho se prolonga hasta que el potencial eléctrico alcance un tamaño que frene la difusión posterior de huecos y electrones.

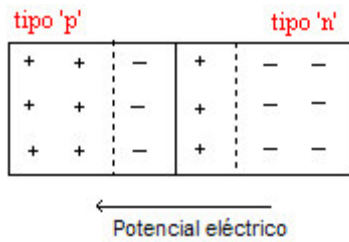


Figura 16. Representación de un campo eléctrico.

Así, el efecto fotovoltaico se basa en lo anteriormente explicado.

5.4.2. Tecnología fotovoltaica.

- Célula fotovoltaica.

La transformación de la radiación solar en corriente eléctrica se produce en la denominada célula fotovoltaica.

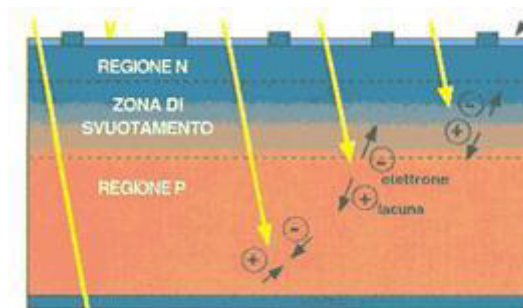


Figura 17. Sección de una célula fotovoltaica.

Una célula fotovoltaica suele presentar forma cuadrada, con una superficie de aproximadamente 100 cm², y un espesor entre 0,25 y 0,35 mm. Se fabrica con una lámina delgada de un material semiconductor, que en la actualidad, suele ser silicio.

Los materiales que habitualmente son utilizados para la fabricación de las células solares fotovoltaicas son: el silicio mono-cristalino, cuyo rendimiento energético es hasta el 15%-17%, el silicio poli-cristalino, con rendimiento energético hasta 12%-14 %, y el silicio amorfo con rendimiento energético inferior al 10%. Actualmente, el material que más se emplea es el silicio mono-cristalino, por sus mejores prestaciones y con una duración superior al resto de materiales.

- Módulos fotovoltaicos.

Un módulo o panel fotovoltaico es la unión adecuada de células solares fotovoltaicas que constituyen una única estructura. Las células solares ofrecen, de manera independiente, valores de tensión y corriente limitados en comparación con los que se requieren en los aparatos convencionales, por lo que dicha unión es necesaria.

Sus superficies se encuentran entre los 0,5 m² y los 1,3 m², y habitualmente, están constituidos por 36 células conectadas eléctricamente en serie para obtener 12 voltios (o 72 células para conseguir 24 voltios). Aunque la interconexión de células solares puede ser en serie o en paralelo según los niveles de tensión y corriente necesarios.

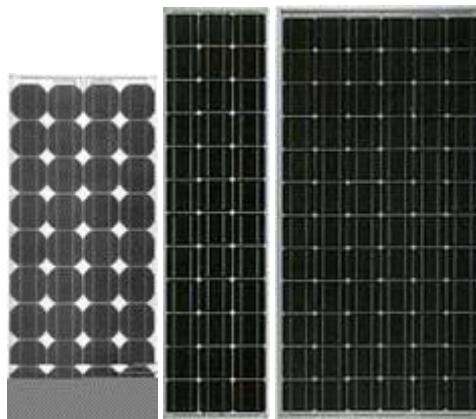


Figura 18. Algunos módulos fotovoltaicos presentes en el mercado.

La potencia de los módulos fotovoltaicos depende de la eficiencia y el tipo de las células solares, y está comprendida entre los 50Wp (vatios pico) y los 250Wp.

Así, el panel solar proporcionará energía a la instalación por medio de la irradiación solar gracias al efecto fotoeléctrico.

Tipos de paneles:

Las células fotovoltaicas que más se utilizan son aquellas constituidas por la unión p-n y fabricadas con silicio monocristalino.

Los tipos de células que más se emplean para su fabricación son los siguientes:

- *Silicio monocristalino*: es un excelente semiconductor y presenta una estructura totalmente ordenada con una eficiencia del 14-16 %.



- *Silicio policristalino*: presenta una estructura ordenada por zonas separadas, donde las uniones irregulares de las fronteras cristalinas hacen que su rendimiento disminuya. Su eficiencia oscila entre 10-12 %.



- *Silicio amorfo*: se trata de una estructura con un elevado grado de desorden, por lo que tiene una eficiencia de 6-8%. Su proceso de fabricación es más barato que en los casos anteriores, ya que se trata de un proceso más simple.

No obstante, alcanza una potencia menor que aquellas células que emplean silicio monocristalino o policristalino. Por este motivo, se instalan en emplazamientos conectados a red.

De esta manera, las más empleadas en instalaciones aisladas son las de silicio monocristalino, ya que ofrecen mayor rendimiento.

Características eléctricas de un módulo fotovoltaico:

Los cálculos realizados deben tener en cuenta las características eléctricas de los paneles solares, que se pueden encontrar en sus hojas de características.

Para ello, se ha de analizar la curva V-I, que muestra la relación entre la tensión del módulo y la corriente entregada, o bien se proporcionarán parámetros que la definan. Estos parámetros son:

-*Corriente nominal (A)*: intensidad del módulo en el punto de trabajo.

-*Tensión nominal (Vn)*: valor de trabajo del panel, como por ejemplo 12, 24 o 48 voltios.

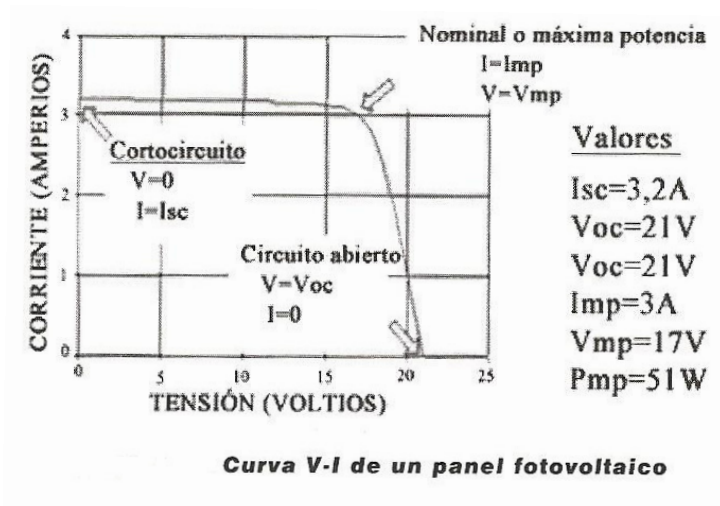
-*Intensidad de cortocircuito (Isc)*: intensidad máxima obtenida en un cortocircuito entre los bornes del módulo.

-*Tensión en circuito abierto (Voc)*: máximo valor de tensión si entre los bornes del módulo no circulase intensidad.

-*Corriente máxima (IM)*: intensidad en el punto de máxima potencia.

-*Tensión máxima (VM)*: tensión en el punto de máxima potencia, que aproximadamente, es el 80 % en circuito abierto.

-*Potencia máxima (PM)*: máximo valor de potencia obtenido en el panel solar.



Como se puede observar, en la figura se indican tanto los parámetros sobre la curva V-I, como sus valores en la sección derecha. Así, cuando se precise información acerca de un módulo fotovoltaico, los datos serán proporcionados de una u otra forma, o incluso de ambas.

Eficiencia del módulo

La eficiencia es el cociente entre la potencia máxima (PM) de la celda y la potencia luminosa (PL) acumulada en la célula:

$$\eta = \frac{P_M}{P_L} = \frac{V_M \cdot I_M}{P_L}$$

CAPÍTULO 6- ESTACIÓN DEPURADORA DE AGUAS RESIDUALES (EDAR)

6.1. INTRODUCCIÓN.

Los contaminantes naturales siempre han estado presentes en las aguas, pero han dispuesto de sus propios mecanismos de purificación, por lo que no ha sido necesaria su descontaminación.

Sin embargo, en los últimos años, se ha incrementado la cantidad de contaminantes que procedentes de las distintas actividades del ser humano, y la mayoría de las ocasiones ha excedido la capacidad de descontaminación natural, lo que ha hecho que su tratamiento sea necesario.

La degradación de la calidad del agua viene marcada por la naturaleza del contaminante, que depende del tipo de actividad. Algunos ejemplos son las aguas de drenaje de riego, cuyo nivel de salinidad es elevado y presenta una importante contaminación de residuos de abonos y pesticidas, las aguas de uso domésticos tiene una notable disminución de oxígeno disuelto (OD), las procedentes de la industria y las minas, además de la disminución del OD, se caracterizan por la elevada cantidad de productos orgánicos y metales pesados, o los vertidos de aguas de refrigeración derivado de las centrales termoeléctricas que originan contaminación térmica en los cauces receptores.

Los mecanismos de purificación natural del agua se caracterizan por incluir procesos físicos (sedimentación, filtración, dilución, etc.), químicos (disolución-precipitación, oxidación-reducción, etc.), y biológicos, que son los mismos que los utilizados a nivel urbano e industrial.

El tratamiento de las aguas residuales se compone de tres categorías: purificación de las aguas de uso doméstico, tratamiento de las industriales y el acondicionamiento para su vertido.

Hoy en día, se están comenzando a desarrollar diversos proyectos orientados a reducir la dependencia energética de las plantas depuradoras, abordando este reto en todas las etapas del proceso, de tal forma que la implementación de las innovaciones en las

plantas pueda ser independiente o combinada, permitiendo incluso llegar al autoabastecimiento energético pleno. Gracias a ello, se contribuirá a la reducción de costes energéticos y emisiones de CO₂, para de este modo, conseguir la sostenibilidad tanto en el plano económico como ambiental.

Este aspecto es el fundamento del proyecto de fin de grado, de tal forma que el papel principal de este importante e innovador desarrollo tecnológico lo cumplan las energías renovables.

6.2. TRATAMIENTOS DE AGUAS RESIDUALES URBANAS.

El conjunto de las aguas domésticas y las aguas residuales provenientes de los establecimientos comerciales o industriales de una ciudad es lo que se conoce como aguas urbanas.

Las aguas residuales urbanas se componen de una compleja mezcla de agua y una cantidad de contaminantes orgánicos e inorgánicos en suspensión y disueltos. Entre los contaminantes inorgánicos, habitualmente se encuentran cloruros y sulfatos, nitrógeno y fósforo, carbonatos y bicarbonatos de calcio y magnesio y metales pesados que proceden de algún vertido industrial. Y los componentes orgánicos se componen en un 90% de proteínas y carbohidratos, incluidos diversos tipos de microorganismos.

Así, su tratamiento resulta necesario para disminuir la carga contaminante a límites más adecuados que no afecten desfavorablemente la calidad del agua, puesto que en caso contrario, los contaminantes podrían causar importantes problemas medioambientales si se incorporasen directamente a un curso de agua no contaminado. Es importante destacar que sólo se trata de reducir el contenido de determinados contaminantes y no de todos, y además, se debe reducir su concentración, no eliminarlos totalmente.

Los parámetros que se utilizan para caracterizar un agua residual municipal son: turbidez, sólidos totales disueltos, sólidos en suspensión, acidez, oxígeno disuelto y demanda de oxígeno, para el cual se emplea la demanda bioquímica de oxígeno (DBO) y la demanda química de oxígeno (DQO).

El tratamiento de depuración al que deben someterse las aguas residuales urbanas se lleva a cabo en las plantas de tratamiento, en las cuales se realizarán habitualmente, los tratamientos primarios, secundarios y terciarios. Dicho tratamiento dependerá del grado de depuración que sea necesario para poder cumplir con la normativa de aplicación.

En la siguiente tabla se muestra los intervalos de concentración de un agua residual urbana sin tratar correspondientes a algunos parámetros representativos.

Parámetro	Concentración (mg/l)
Demanda bioquímica de oxígeno, 5 días (DBO ₅)	200-500
Demanda química de oxígeno (DQO)	250-1.000
Sólidos totales	200-1.000
Sólidos en suspensión (SS)	100-350
Nitrógeno total Kjeldahl	20-80
Fósforo total	5-20

Tabla 1. Intervalos de concentración de algunos parámetros representativos de un agua residual urbana.

Los tratamientos primarios son procesos físicos que eliminan la materia insoluble y reducen la DBO un 30-40%.

Los tratamientos secundarios son procesos biológicos que reducen, principalmente, la DBO y DQO.

Y los tratamientos terciarios son procesos físicos, biológicos o químicos que se encargan de eliminar los contaminantes en suspensión o disueltos que permanecen tras el tratamiento secundario.

Los parámetros de salida de la EDAR deben cumplir la calidad exigida según Dir. 91/271/CEE:

Parámetro	Concentración (mg/l)
Demanda bioquímica de oxígeno, 5 días (DBO ₅)	25
Demanda química de oxígeno (DQO)	125
Sólidos en suspensión (SS)	35
Nitrógeno total Kjeldahl	10-15
Fósforo total	1-2

Tabla 2. Calidad exigida a los efluentes depurados en una EDAR.

6.2.1. Tratamiento primario.

El tratamiento primario se compone de varios procesos, entre los que destaca: cribado (eliminación de los objetos flotantes de mayor tamaño), molienda (los sólidos que pasan a través del cribado reducen su tamaño), desarenado (tras los procesos anteriores, el agua residual llega a un depósito, en el cual se sedimentan las impurezas más densas), tanque para sedimentación (el agua es sometida a un proceso de sedimentación en un tanque de sedimentación, en el que se reduce notablemente la materia en suspensión y se consigue eliminar un 25-40% de la DBO. Dichos sólidos sedimentados componen los fangos brutos, que se deben estabilizar mediante digestión anaerobia o aerobia) y desaceitado y desengrasado (si la cantidad es elevada se separa en un equipo específico, o por el contrario se lleva a cabo en el proceso de desarenado).

6.2.2. Tratamiento secundario.

Este tratamiento consiste, principalmente, en la reducción de la DBO y DQO del agua residual, mediante procesos biológicos aerobios y anaerobios.

Los procesos que más se emplean para su tratamiento son los biodiscos, los fangos activados y los filtros de goteo. Sin embargo, en la mayoría de los casos, se utiliza como tratamiento de un agua residual el correspondiente a fangos activados.

Este último método se basa en un tanque aireado en el que se encuentra el agua residual tras el tratamiento primario, y en el cual se disponen los fangos con bacterias. Dichos microorganismos convierten la materia orgánica en H₂O, CO₂, y nuevos microorganismos. Además, es necesario airear el tanque con oxígeno y agitar el conjunto para mantener las condiciones aerobias de manera óptima. También es

importante destacar que el diseño del tanque se debe realizar teniendo en cuenta la cantidad de materia orgánica presente en el agua residual.

A continuación, se procede a la eliminación del agua para reducir su volumen, y a la digestión anaerobia para aminorar tanto su olor como los microorganismos patógenos existentes en el agua.

Este proceso elimina a una mayor velocidad el DBO que los demás procesos, aunque presenta unos costes de operación superiores.

Además, la digestión anaerobia del proceso de fangos activados genera biogás, que es una mezcla gaseosa de metano, hidrógeno, nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. Este biogás puede emplearse para el funcionamiento de la planta de tratamiento produciendo parte de la energía eléctrica.

Después, se procederá al espesamiento de los fangos, que consiste en el incremento de la concentración de los sólidos, lo que facilita su tratamiento y su manejo. Para ello, se utilizan habitualmente, espesadores de gravedad y espesadores por flotación. Los fangos espesados se quedan en el fondo del tanque del cual se podrán extraer. Sin embargo, también cabe destacar otro proceso de eliminación del agua del fango distinto al espesamiento. Se trata de su secado, que suele utilizarse en la mayoría de las plantas de tratamiento como técnica final para reducir el volumen de los fangos.

Finalmente, los fangos pueden ser incinerados o empleados como acondicionadores de suelo. Este último método es el más utilizado por razones medioambientales y de costes.

6.2.3. Tratamiento terciario.

El tratamiento terciario se realiza tras finalizar el tratamiento secundario. Los contaminantes que se eliminan durante este proceso son los sólidos en suspensión, los compuestos orgánicos disueltos y los compuestos inorgánicos disueltos. Asimismo, también se originan numerosas bacterias, causantes de la tuberculosis o la cólera, y virus, que pueden provocar diarreas, hepatitis y polio.

Los sólidos en suspensión son los responsables de la DBO que se encuentra en el agua residual urbana. Los compuestos orgánicos disueltos se caracterizan por ser altamente peligrosos desde el punto de vista toxicológico. Y los compuestos inorgánicos disueltos resultan muy problemáticos a causa de su condición de nutrientes, como el nitrógeno y el fósforo.

El método más eficaz para la eliminación de los sólidos en suspensión es la coagulación seguida de la filtración, basado en la adición de coagulantes que sedimentan las partículas, para posteriormente proceder a la filtración.

Con respecto a las sustancias orgánicas, se puede llevar a cabo su eliminación a través de diversos procesos como la adsorción sobre carbón activo, el empleo de polímeros sintéticos como adsorbentes o el uso de ozono, cloro, etc. como oxidantes.

Y para eliminar los compuestos inorgánicos se realizan métodos efectivos, tales como la electrodiálisis, las resinas cambiadoras de iones y la ósmosis inversa.

De igual modo, es importante destacar la eliminación de nutrientes, como el nitrógeno, que se encuentra disuelto en las aguas residuales en forma de amoníaco (NH_3) o de ion amonio (NH_4^+). Para ello, se debe incrementar la alcalinidad del agua a través del empleo de óxido de calcio, para posteriormente proceder a la aireación del agua, de tal forma que se consigue que el nitrógeno se desprenda como gas amoníaco. Otro método, consiste en llevar a cabo un doble tratamiento de biodegradación con bacterias específicas. Con ello, es posible reducir la concentración de nitrógeno de un valor de 25mg/l a otro valor inferior a 1 mg/l. Igualmente, la eliminación del fósforo se trata mediante hidróxido de calcio consiguiendo disminuir su concentración en las mismas proporciones que el nitrógeno.

Es importante destacar que el agua residual a tratar no siempre presentará las mismas características, por lo que los procesos llevados a cabo variarán según sea necesario. Es decir, industrias urbanas, viviendas, hospitales, gasolineras, etc. vierten distintas composiciones de contaminantes, así como diferentes cantidades de agua residual según la hora del día.

En la siguiente figura se puede observar un esquema del proceso de depuración de las aguas residuales en una EDAR:

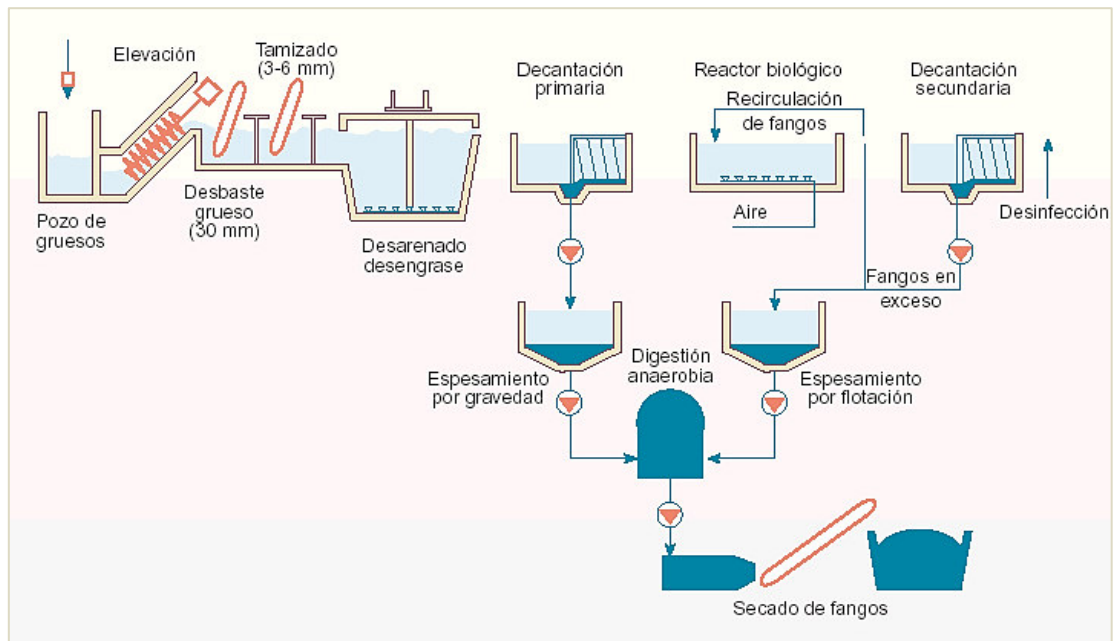


Figura 19. Esquema de una EDAR.

CAPÍTULO 7- SISTEMAS HÍBRIDOS (EÓLICA-SOLAR FOTOVOLTAICA) AISLADOS/CONECTADOS A LA RED.

Un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico permite transformar la energía eólica y solar mediante los elementos eléctricos, mecánicos y electrónicos que conforman la instalación, en energía eléctrica, de tal forma que pueda ser aprovechada.

Se pueden distinguir dos tipos de instalaciones:

- ❖ Instalaciones aisladas de la red eléctrica.
- ❖ Instalaciones conectadas a la red eléctrica.

La diferencia entre ambos tipos son las estructuras físicas que componen la instalación. Sin embargo, se distinguen, principalmente, tres elementos: el aerogenerador y los paneles solares, el sistema de acondicionamiento de la potencia y el sistema de adquisición de los datos.

7.1. SISTEMAS AISLADOS DE LA RED ELÉCTRICA.

En este tipo de instalaciones híbridas (eólicas-solares fotovoltaicas), mediante los recursos eólicos y solares que se disponen en la zona del emplazamiento, se produce la conversión en energía eléctrica para cubrir el consumo eléctrico de la instalación en el mismo sitio donde se demanda. Se caracteriza por no ser necesario un sistema de distribución para transportar dicha energía generada hasta la zona de consumo.

Los sistemas aislados de la red eléctrica permiten disponer de electricidad en los lugares más alejados de la red de distribución eléctrica, para alumbrado en las zonas públicas mediante farolas autónomas o para paneles publicitarios, o para el ámbito agrícola con sistemas de riego, bombeo de agua, así como la depuración de aguas, entre otras muchas aplicaciones.

De este modo, este tipo de sistemas son una solución muy importante a la problemática por el abastecimiento eléctrico en aquellas zonas de difícil acceso. Asimismo, como ya

se ha mencionado anteriormente, esta tecnología mediante el empleo de recursos eólicos y solares permite el autoabastecimiento de una instalación sin necesidad del uso de combustibles fósiles, de tal forma que se ayuda a la mejora de la sostenibilidad y el medioambiente.

El diseño de esta tecnología debe realizarse según las necesidades energéticas para el abastecimiento de la instalación, por lo que difiere en gran medida a los sistemas de producción de las compañías eléctricas.

Estos sistemas al estar aislados de la red eléctrica, hacen que resulte necesario disponer de baterías para almacenar la energía eléctrica que se ha producido, de tal manera que se pueda disponer de ella en cualquier momento, por lo que en situaciones climatológicas más adversas también estaría abastecida la demanda de la instalación.

Las baterías resultan necesarias, dado que los aerogeneradores y las placas solares únicamente son capaces de suministrar energía cuando las condiciones climatológicas son las favorables para su correcto funcionamiento. Esto es cuando el viento es el suficiente para que el aerogenerador funcione correctamente, y en el caso de los módulos fotovoltaicos, las horas diurnas, puesto que es el momento en que se recibe la radiación solar. Sin embargo, en ocasiones coincide que el mayor consumo de la instalación se da en las horas que el recurso eólico es escaso o cuando se recibe poca o nula radiación solar, como es el caso de la tarde y la noche. Por ello, resulta necesaria la acumulación de la energía que no se está empleando en esos instantes en las horas del día cuando se recibe mayor radiación solar y viento. A continuación, dicha energía que se ha acumulado en la batería será utilizada para suministrar cuando la energía en ese momento sea escasa o nula.

De este modo, se debe tener en cuenta que en el diseño del dimensionamiento de la instalación aislada, en las horas en las que se dispone mayor viento y radiación solar, se tiene que suministrar a la carga y además, permitir la acumulación de la energía en las baterías.

Una instalación híbrida eólica-solar fotovoltaica aislada se compone de los siguientes elementos:

- **Aerogenerador:** como se ha mencionado anteriormente, convierte el recurso del viento en energía eléctrica.
- **Módulos fotovoltaicos:** como ya se comentó, se produce electricidad mediante el efecto fotovoltaico.
- **Regulador de carga:** en las situaciones en las que se puede llegar a dañar los equipos, este dispositivo desconecta el aerogenerador o los módulos fotovoltaicos del resto de los elementos de la instalación. Cuando hay condiciones meteorológicas muy favorables, en las que los aerogeneradores o módulos fotovoltaicos producen una energía superior a la que el sistema requiere, entonces es cuando el regulador de carga protege a la batería frente a dicha sobrecarga. Estas situaciones a largo plazo resultan perjudiciales para la batería.
- **Baterías de acumulación:** son necesarias en los sistemas aislados de la red eléctrica, dado que almacenan la electricidad que se ha generado por los módulos fotovoltaicos y el aerogenerador, de tal forma que se puede suministrar energía en los momentos en que sea necesario cubrir la demanda de la instalación. Dicha generación es variable, puesto que depende de las condiciones atmosféricas que se den en la zona durante el día, lo que hace que resulte necesario este dispositivo.

Las baterías están compuestas por un grupo de acumuladores recargables, y se caracterizan por ser fuentes de tensión continua. Para su dimensionado se debe realizar de tal forma que se garantice la alimentación de la carga. Asimismo, en este caso de sistema aislado, se tiene que cumplir unos requerimientos necesarios, tales como que presenten un número alto de ciclos de carga y descarga, un autoconsumo que sea prácticamente nulo o una larga vida útil.

- **Inversor:** convierte la corriente continua, procedente del módulo fotovoltaico o de la batería, en corriente alterna, para el suministro de la instalación. Del mismo modo, el inversor se debe dimensionar para poder alimentar la carga de manera directa. En algunos casos, este dispositivo no resulta necesario, ya que hay veces que las cargas pueden ser alimentadas por corriente continua de baja tensión.

En la siguiente figura se puede observar el proceso que se lleva a cabo en los sistemas aislados de la red eléctrica. El aerogenerador y los paneles solares generan energía eléctrica que se almacena en las baterías o se emplea en ese momento para cubrir el suministro de la instalación. Con el regulador de carga y el inversor se procede a la alimentación de la carga.

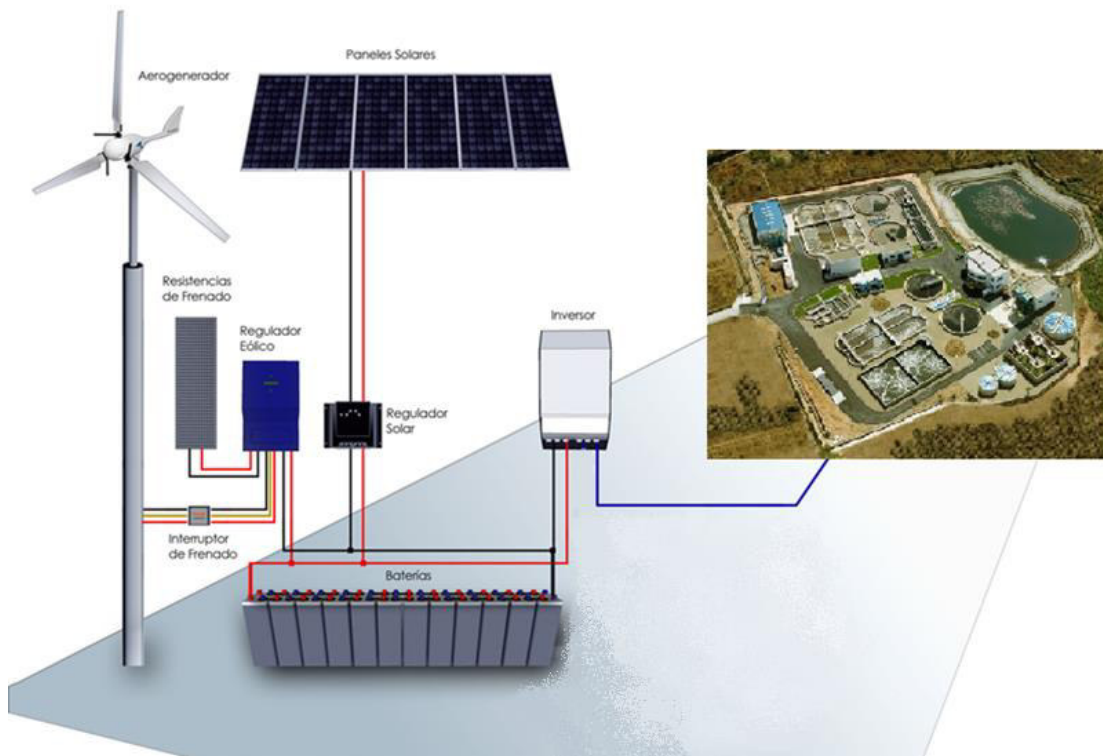


Figura 20. Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico aislado de la red eléctrica.

Se debe destacar que los sistemas aislados de la red presentan como desventaja que no se puede dar otra posibilidad de suministro en los casos de avería. Por ello, para dichas situaciones se puede incorporar al sistema un generador diésel, de tal forma, que se asegure la continuidad en el suministro eléctrico.

En los sistemas aislados de la red, el generador diésel hace que la instalación presente una gran autonomía, además de reducir el tamaño de las baterías. Sin embargo, se trata de una fuente no renovable.

En la mayoría de los casos, los sistemas híbrido eólico-fotovoltaico-diésel son los óptimos para el suministro de la instalación. Cuando se disponga de un consumo bajo, el generador diésel normalmente no se incluye, puesto que no tiene sentido.

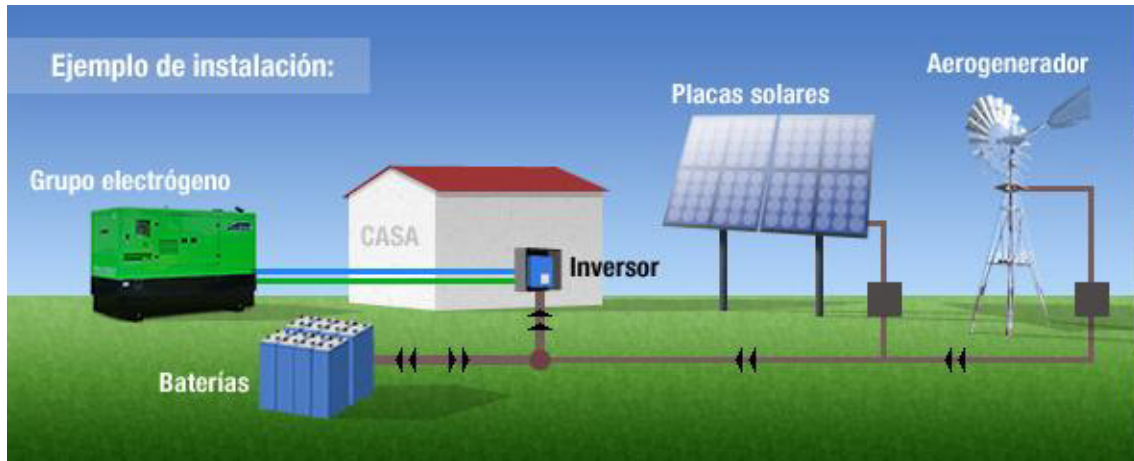


Figura 21. Sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico-diésel aislado de la red eléctrica.

En el caso del presente proyecto se desea un sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico aislado de la red. No se incluye el generador diésel, dado que se pretende una instalación 100% renovable que mejore la sostenibilidad y la preservación del medioambiente, lo que implica que las emisiones de CO₂ sean casi nulas.

7.2. SISTEMAS CONECTADOS A LA RED ELÉCTRICA.

Estos sistemas se caracterizan en que la producción de energía eléctrica es a gran escala, cubriendo la demanda de un país, por ejemplo. Sirve de alternativa a otras fuentes de energía más tradicionales, como puede ser el caso de la nuclear, las centrales de ciclo combinado, etc. Por lo tanto, los sistemas conectados a la red eléctrica se emplean para suministrar instalaciones de una potencia elevada.

Dichos sistemas se pueden instalar en estructuras apoyadas en el suelo o en los tejados de los edificios e industrias. De igual modo, se debe destacar que los módulos fotovoltaicos pueden estar instalados en unas estructuras en movimiento que siguen el recorrido del sol, consiguiendo así que se maximice la producción de energía eléctrica.

Como característica principal se debe destacar que estos sistemas no presentan baterías de acumulación como ocurría con los sistemas aislados de la red, ya que la energía excedente que se ha generado durante el día se vierte a la red. Asimismo, en los casos en que no se disponga de recurso eólico o insolación suficiente para cubrir la demanda de consumo de la instalación, entonces la red se encarga de alimentar a la carga.

Como se ha mencionado anteriormente, en los sistemas aislados de carga, si se origina una avería no existe otra posibilidad de suministro, en el caso de que no se disponga de un generador diésel. Sin embargo, en los sistemas conectados a la red no existe dicho problema, puesto que el suministro de electricidad es continuo. Por lo tanto, un sistema conectado a la red es más fiable que un sistema aislado de la red.

En la siguiente figura se pueden observar los principales elementos de los que está compuesto un sistema híbrido eólico-solar conectado a la red. El aerogenerador y los módulos fotovoltaicos, el inversor para la conexión a red, que se encarga de maximizar la generación de energía y convertir la energía continua en energía alterna, para así alimentar a la carga o introducirla en la red, y el contador de energía bidireccional, para medir la energía que se ha generado por las fuentes de energía renovable en el tiempo de funcionamiento.



Figura 22. Sistema conectado a la red eléctrica.

CAPÍTULO 8- TRATAMIENTO DE DATOS METEOROLÓGICOS.

Para llevar a cabo el dimensionado de la instalación, se deben tener en cuenta los datos meteorológicos de la zona donde se ha decidido asentar la EDAR. Para ello, se realiza un estudio de la radiación y la velocidad del viento del emplazamiento, cuyos datos se obtienen de estaciones meteorológicas, atlas solares, tablas y bases de datos, y modelos matemáticos.

Una estación meteorológica se encarga de procesar la información que se ha recogido, para obtener una tabla de datos o gráficos a disposición del usuario. Las medidas que se obtienen son de temperatura, presión atmosférica y humedad, y de velocidad y dirección del viento en el caso de que se disponga de un anemómetro.

Se debe destacar que España es uno de los países de Europa con mayor potencial solar y eólico. Esto se debe a la privilegiada situación del país y su climatología, destacando las Islas Canarias, emplazamiento seleccionado para el proyecto.

CAPÍTULO 9- MOTIVACIÓN.

9.1. ORIGEN DEL PROYECTO.

El proyecto titulado: **“Integración de diferentes energías renovables en Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales”**, tiene su origen en el contexto energético actual, basado en la gran explotación de los combustibles fósiles. Dicho uso energético no es posible a largo plazo debido a su carácter no renovable, lo que ha originado que se incremente el uso de fuentes de energía renovables, concienciando a la sociedad sobre el cuidado y preservación del planeta. Asimismo, este elevado uso de los combustibles fósiles crea una enorme dependencia energética de los países productores, hecho que se pretende disminuir paulatinamente con dicha concienciación sobre las energías renovables. El presente proyecto se dimensiona para la energía eólica y la energía solar, dos de las fuentes renovables con mayor utilidad en nuestro país por las favorables condiciones climatológicas de las que disponemos.

La Unión Europea presenta una dependencia energética del 53%, que ascenderá al 70% antes de 20 años si no cambia su política energética. Por consiguiente, esta dependencia energética conlleva unos riesgos sociales, económicos y ecológicos para el país. En el caso de la Península Ibérica, tal dependencia viene dada por los escasos recursos energéticos no renovables, lo que origina que la dependencia exterior resulte superior al resto de la Unión Europea. Actualmente, tal dependencia viene dada por el 70%, siendo, mayoritariamente, el gas natural y el petróleo y derivados los productos importados. Y en relación a las Islas Canarias, dicha dependencia es aún más crítica, dado que carece completamente de recursos energéticos no renovables. La importación de la energía primaria constituye aproximadamente un 98% del consumo interior. En adición, se debe incorporar a estos datos el incremento económico que supone esta dependencia, puesto que el suministro de petróleo y sus derivados se realiza por medio de buques. Por este motivo, se ha promovido el uso de las energías renovables para reducir la dependencia energética exterior e incrementar la autonomía en las Islas Canarias, siendo el Objetivo 2020 de España que el 20% del consumo de energía provenga de fuentes renovables.

Del mismo modo, otra motivación para realizar el proyecto es el problema que surge en el transporte de la energía desde la generación hasta el consumidor. Para las zonas más

inaccesibles y con una demanda menor, resulta caro. Este es el caso de las Islas Canarias, cuyo suministro, como ya se ha mencionado, se realiza con mayor dificultad. Por ello, se presenta como solución en este proyecto generar la electricidad allí donde sea necesario gracias a las energías renovables, incluyendo sistemas de almacenamiento para una mejor dosificación.

Se debe tener en cuenta que el sistema eléctrico canario dispone de seis subsistemas eléctricamente aislados y de un tamaño pequeño en comparación con la Península. Dicho condicionante origina que no puedan ser aprovechadas las interconexiones eléctricas, lo que supondría una mayor estabilidad en el sistema. Además, este aislamiento ocasiona que el coste de la generación aumente por no poder realizar una optimización conjunta del sistema, de tal forma que se asegurase la calidad de servicio. Sin embargo, el sistema eléctrico canario no sólo presenta déficit en las infraestructuras, también en el mantenimiento de las que ya se encuentran construidas, puesto que no se renuevan suficientemente los grupos electrógenos de las centrales de las islas.

De este modo, con la implantación de energías renovables como generación de energía eléctrica, Canarias sería un ejemplo a imitar en otros territorios cuyas características sean similares. Igualmente, y en la medida en que pueda trasladarse la experiencia de Canarias a otros países en desarrollo, la región contribuirá a que los pueblos más pobres lleven a cabo dichas propuestas en el marco de un desarrollo más equilibrado, limpio y sostenible. Esta implantación de modelo energético se contemplaría en una mayor autonomía energética para la región, así como del mantenimiento de los costes del agua, puesto que la depuración de las aguas residuales, objeto de estudio de este proyecto, tampoco dependería de los costes del petróleo importado.

Asimismo, otro aspecto para llevar a cabo este proyecto ha sido la concienciación por el cuidado del medioambiente y una mejora en la sostenibilidad, para que las generaciones presentes y futuras resulten afectadas en menor medida por los riesgos actuales del uso de los combustibles fósiles, tanto económicos y sociales, como ecológicos. De este modo, problemas actuales como la elevada emisión de CO₂ a la atmósfera, el efecto invernadero o el agujero de la capa de ozono se verán minimizadas gradualmente con el paso de los años.

Además, se disminuirá el consumo eléctrico del municipio destinado al abastecimiento de la EDAR, dado que funcionará de una manera autosuficiente a través de la energía eólica y la energía solar. Puesto que la energía generada se empleará para el propio autoconsumo de la depuradora, será necesario instalar dispositivos para el almacenamiento de la energía que no se está utilizando.

Se debe tener en cuenta, que para realizar este proyecto e implantar energías renovables en una EDAR, se tiene que conocer con anterioridad los tipos de fuentes de energías renovables, las posibilidades más favorables que presenta la zona para seleccionar las más adecuadas, los costes de dicha inversión, tanto en el momento actual como la rentabilidad futura, y el compromiso con el medioambiente, de tal forma que no se seleccione como emplazamiento, por ejemplo, una zona protegida rica en flora y fauna, como es el caso de Parques Naturales.

9.2. OBJETIVO DEL PROYECTO.

El PFG se fundamenta en la integración de diferentes energías renovables para el abastecimiento de energía eléctrica en una Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR).

Para ello, se combina energía eólica y solar fotovoltaica, de tal manera que los recursos energéticos de la zona donde se asienta la EDAR se aprovechan íntegramente para su correcto abastecimiento energético.

Las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (EDAR) son instalaciones, además de necesarias para la protección del medioambiente, obligadas por ley. Buena parte del consumo eléctrico de un municipio o ciudad se debe al abastecimiento de las EDAR, que deben funcionar a plena carga y sin parada todos los días del año. Además, este consumo eléctrico es muy variable, dependiendo enormemente de la cantidad de agua a tratar, la contaminación con la que llega a la planta, la configuración de ésta... Por ello, se debe estudiar de qué manera y en qué medida, una depuradora puede abastecerse a sí misma, empleando dichas energías renovables. En definitiva, se estudia cómo, y si resulta viable, emplear energías renovables para abastecer las necesidades de una

depuradora en función de la configuración de la EDAR, y de las características meteorológicas y climáticas que afecten a la generación de energía de manera renovable.

En resumen, se desea conseguir la autonomía eléctrica de la EDAR mediante un sistema de energías renovables, que estará constituido por un sistema eólico y un sistema solar fotovoltaico. Se realizará el diseño y dimensionamiento de la EDAR, el sistema eólico y el sistema solar fotovoltaico. Asimismo, se llevará a cabo un estudio de viabilidad económica para conocer si el conjunto de la instalación presentará rentabilidad futura.

CAPÍTULO 10- CÁLCULOS INSTALACIÓN.

10.1. DESCRIPCIÓN DE LA EDAR.

Es necesario llevar cabo un estudio con detalle de la zona donde se establece el sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico aislado de la red eléctrica para realizar su diseño y dimensionado correctamente. Para ello, es importante tener conocimiento del emplazamiento, las condiciones meteorológicas de la zona, la demanda de consumo energético de la EDAR, etc.

10.1.1. EMPLAZAMIENTO.

La Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) a la que se le realiza el estudio se encuentra ubicada en las Islas Canarias, en la provincia de Las Palmas, y más concretamente, en el oeste de la isla de Lanzarote, en el municipio de Tinajo, cuyas coordenadas geográficas son $29,0233^\circ$ de latitud y $-13,4051^\circ$ de longitud, con una altitud de 275 metros sobre el nivel del mar.



Figura 23. Islas Canarias. Fuente: Google Maps.



Figura 24. Tinajo (zona Parque Nacional de Timanfaya), Lanzarote. Fuente: Google Maps.

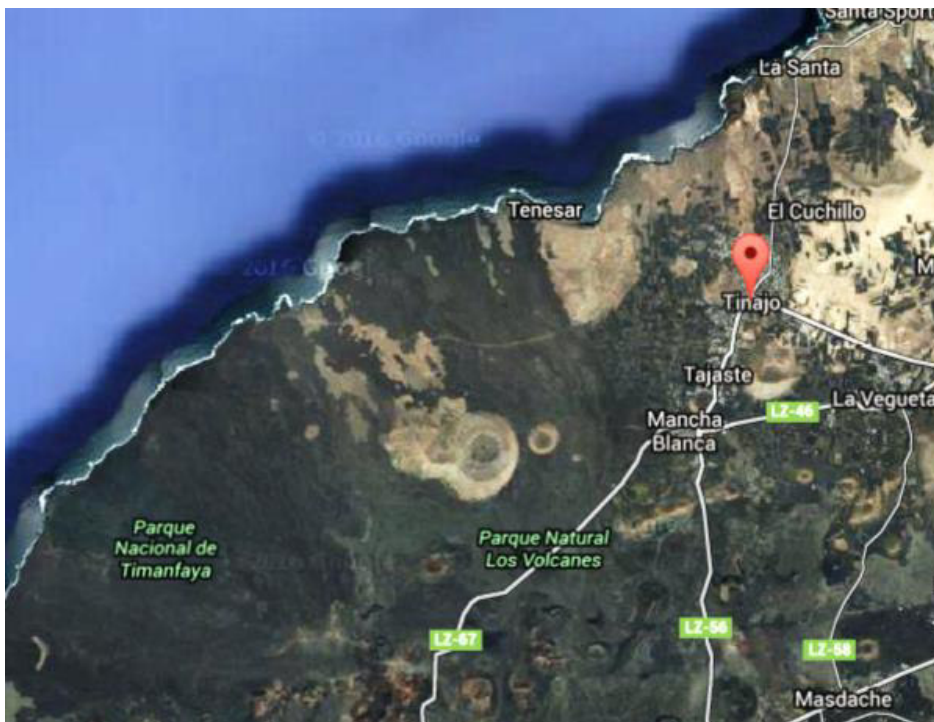


Figura 25. Zona detallada de Tinajo. Fuente: Google Maps.

El emplazamiento seleccionado para la implantación de energías renovables en una EDAR es en las Islas Canarias, motivado por la problemática que presentan en el entorno energético. Como ya se ha mencionado anteriormente, España, y sobre todo, las Islas Canarias poseen una enorme dependencia energética de los países productores, lo que origina riesgos económicos, sociales y ecológicos para la zona. En adición, el transporte del petróleo y sus derivados a las islas debe realizarse mediante buques, lo que supone un gran incremento económico, además de los posibles riesgos que conlleva el transporte de crudo en caso de accidente. Dicha implantación de las energías renovables supone para la región unas muy buenas oportunidades de desarrollo y competitividad, lo que las haría ser un referente mundial, y daría una nueva imagen de sostenibilidad y respeto al medioambiente.

En particular, el municipio de Tinajo se caracteriza por subsistir de la agricultura (vid, frutales y cebollas), la ganadería, la pesca y el turismo (deportivo y de naturaleza). De este modo, se puede presentar Tinajo como un municipio con características similares a otros pueblos en vías de desarrollo con condiciones climatológicas y de terreno parecidas. Es por ello, que esta región puede ser la precursora de futuras implantaciones de energías renovables para el abastecimiento energético de la población, en el marco de un desarrollo más equilibrado y sostenible. Así, países en vías de desarrollo podrían disponer de energía eléctrica para cubrir sus consumos.

Por otro lado, Tinajo está situado en un destino turístico de gran valor por la cercanía al Parque Nacional de Timanfaya y el Parque Natural Los Volcanes, lo que le permite disponer de una gran variedad de flora y fauna característica de la zona.



Figura 26. Parque Nacional de Timanfaya.



Figura 27. Parque Natural Los Volcanes.



Figura 28. Mapa espacios naturales protegidos de España. Fuente: MAGRAMA.

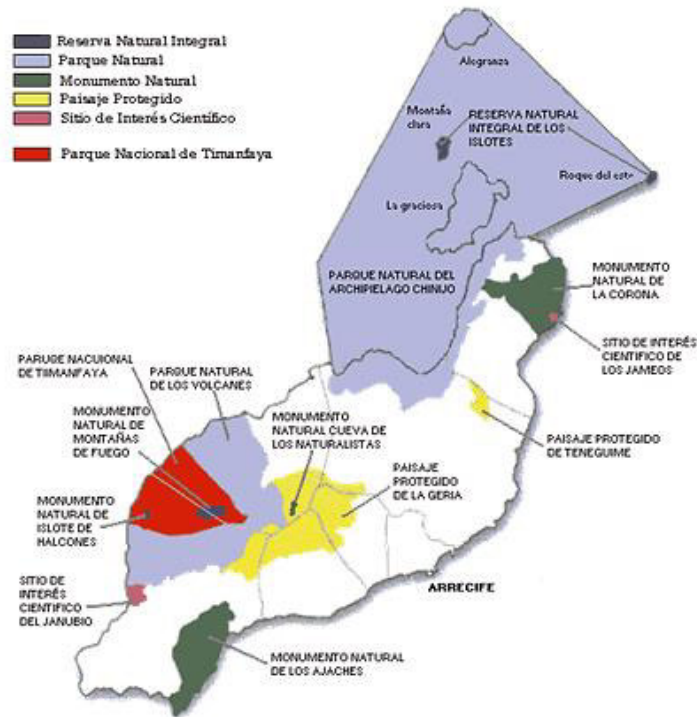


Figura 29. Mapa espacios protegidos de Lanzarote.

Como puede observarse, el municipio de Tinajo está situado fuera de los espacios naturales. Este es un dato de especial interés, dado que se debe tener en cuenta las áreas de protección urbanística cuando se desea construir en la zona, debido a la cercanía del Parque Nacional de Timanfaya y el Parque Natural Los Volcanes.

10.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA EDAR.

La EDAR destinada a la depuración de las aguas residuales, se diseña para una población de 6.125 habitantes, cuyas actividades son, principalmente, la agricultura, la ganadería, la pesca y el turismo, por lo que las aguas residuales son urbanas, y se descartan las aguas industriales, más contaminadas, lo que supondría un proceso de depuración más elaborado, y por consiguiente, con una mayor demanda de consumo eléctrico.

Los parámetros de partida para realizar el dimensionado de la EDAR son los siguientes:

Población (habitantes)	6.125,0000
Concentración SS en la entrada (mg/L)	400,0000
Concentración DBO en la entrada (mg/L)	330,0000
Concentración SS en la salida (mg/L)	10,0000
Concentración DBO en la salida (mg/L)	5,0000
Relación a caudal máximo a caudal de diseño	3,7500

Tabla 3. Parámetros de partida de la EDAR.

Como se puede observar en la tabla, el dimensionado de la instalación depende del número de habitantes y de la concentración de sólidos en suspensión (SS) y DBO a la entrada y la salida, para conseguir con el diseño realizado una cantidad de mg/L inferior a la calidad exigida según Dir. 91/271/CEE, como ya se explicó en el CAPÍTULO 6-.

De este modo, el proceso que realiza la EDAR para la depuración de las aguas residuales urbanas de Tinajo consta de los siguientes tratamientos:

➤ **Pretratamiento**

- Pozo de gruesos
- Rejas de desbaste
- Desarenadores
- Tamices
- Separadores de aceite tipo API

➤ **Tratamiento primario**

- Coagulación Floculación
- Eliminación de fósforo

➤ **Tratamiento secundario**

- Dosificación de nutrientes

➤ **Eliminación de nutrientes**

- Nitrificación Desnitrificación

➤ **Tratamiento del fango**

- Espesamiento por flotación
- Centrífugas

Estos tratamientos se han seleccionado en función de la calidad de las aguas residuales que llegan a la EDAR, teniendo en cuenta además, que la depuradora es de pequeño tamaño debido al número de habitantes de la población, de tal forma, que se ha considerado seguir dicho proceso de depuración para alcanzar la calidad exigida y así, verter posteriormente las aguas residuales. A continuación, se realizan los cálculos necesarios de multitud de parámetros para dimensionar correctamente la instalación.

Los cálculos de diseño obtenidos de cada tratamiento del proceso de depuración se adjuntan en el apartado ANEXOS.

El sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico debe dimensionarse para cubrir la demanda de consumo energético necesaria para la EDAR.

10.3. ESTIMACIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.

El dimensionamiento de la instalación de renovables debe diseñarse realizando un estudio de las necesidades energéticas de la EDAR, de tal forma que se cubra la demanda de consumo.

De este modo, se tiene que llevar a cabo un análisis de la demanda energética de la depuradora. Este cálculo de la demanda real se caracteriza por su gran complejidad, puesto que intervienen diariamente multitud de factores. Por ello, se realiza una estimación en la que se asumen diversas hipótesis, que se detallan a continuación, para así poder conseguir un valor de la demanda de consumo de la instalación lo más próximo posible a la real.

10.3.1. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA DE LA INSTALACIÓN.

El objetivo de la instalación de renovables es suministrar la energía eléctrica necesaria para cubrir el consumo máximo de la EDAR.

Al tratarse de un sistema aislado de la red eléctrica, y por lo tanto, no disponer de conexión a la red eléctrica, entonces el diseño del sistema híbrido eólico-solar

fotovoltaico debe dimensionarse para satisfacer el 100% de la demanda eléctrica. Asimismo, se dispone de un sistema de acumulación para seguir cubriendo el consumo de la instalación en caso de que las condiciones meteorológicas no sean las favorables. Como ya se ha mencionado anteriormente, no se incluye el generador diésel, dado que se pretende una instalación 100% renovable que mejore la sostenibilidad y la preservación del medioambiente, lo que implica que las emisiones de CO₂ sean casi nulas.

El consumo eléctrico de la instalación viene dado por los motores, turbinas y bombas diseñados para la EDAR. Se debe tener en cuenta que las depuradoras funcionan todos los días del año, sin parada y a plena carga, es decir, presentan un funcionamiento las 24 horas del día, los 365 días del año. De igual modo, se considera la iluminación del recinto, que se ha considerado igual todos los días, puesto que en la isla se tiene un número de horas de luz al día similar durante todo el año.

Para evitar posibles errores en el cálculo de la demanda se aplica un coeficiente de corrección en el consumo total, de tal forma que se obtiene un margen de seguridad en dicha estimación de la demanda.

10.3.2. HIPÓTESIS ADOPTADAS PARA EL CÁLCULO DEL CONSUMO.

El consumo energético de una EDAR depende del número de habitantes de la población, dado que las aguas residuales llegan a la depuradora con mayor cantidad de residuos, lo que requiere un suministro de energía eléctrica mayor en la instalación. Dicha variación de habitantes se debe, principalmente, al turismo que recibe la región, como ya se ha mencionado anteriormente. Por ello, se debe considerar esta hipótesis que se explicará con más detalle a continuación. Asimismo, sería correcto que también se deba distinguir entre estación cálida y fría para considerar la necesidad de implantar en la EDAR sistemas de calefacción para el correcto tratamiento de las aguas residuales durante el proceso de depuración, así como para los empleados que tienen que trabajar en la oficina de la instalación.

La primera hipótesis sobre el nivel de ocupación en la zona se descarta, no diferenciando por tanto, entre temporada alta y temporada baja. El motivo de ello, es que la región presenta un turismo constante a lo largo de todo el año, por lo que el

número de habitantes de la zona presenta una débil variación que apenas influye en el tratamiento de las aguas residuales de la depuradora, y por consiguiente, en el consumo energético. En la siguiente tabla se muestra el nivel de ocupación (%) de Tinajo durante el año 2015 para poder llegar a la conclusión de la no diferenciación entre temporadas.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Octubre	Nov.	Dic.	Media anual
90,30	87,51	85,14	83,81	75,43	74,97	90,88	90,97	81,93	88,77	88,74	86,68	88,06

Tabla 4. Nivel de ocupación (%) en Tinajo en el año 2015. Fuente: Asociación Insular de Empresarios de Hoteles y Apartamentos de Lanzarote (ASOLAN).

En relación a la segunda hipótesis acerca de la diferenciación entre estación fría y estación cálida, tampoco se ha considerado, puesto que la temperatura a lo largo de todo el año es elevada y, además se mantiene prácticamente sin notables variaciones, tal y como puede apreciarse en la siguiente tabla. Por ello, no resulta necesario instalar sistemas de calefacción ni para el tratamiento de las aguas ni para los empleados.

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sep.	Octubre	Nov.	Dic.	Media anual
20,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	25,00	26,00	25,00	23,00	21,00	22,90

Tabla 5. Temperatura (°C) en Tinajo en el año 2015. Fuente: IDAE.

10.3.3. POTENCIA INSTALADA Y CONSUMOS CONSIDERADOS.

El cálculo de la demanda eléctrica se realiza teniendo en cuenta las potencias de los motores, bombas y turbinas de la EDAR, además de la iluminación del recinto. Para este último caso, se utilizarán bombillas de bajo consumo para así, minimizar los costes del sistema híbrido de renovables.

Las potencias se han obtenido realizando el dimensionado de la EDAR, tal y como se explicó en el apartado 10.2, y cuyos parámetros se pueden comprobar en el apartado ANEXOS adjunto. A continuación, se muestran las potencias de los equipos para que sean cubiertas por el sistema de renovables.

Equipo	n° elementos (cantidad)	Potencia (consumo) nominal [W] (1 unidad)	Tiempo de uso (1 unidad) [horas/día]	kW*h/día (total)
Potencia mínima del motor del tamiz	1	550	24,0	13,2
Potencia mínima de la bomba de lavado (Tamiz)	1	245	24,0	5,9
Potencia unitaria mínima requerida por turbina (Equipos de aireación para nitrificación)	2	8.032	24,0	385,5
Potencia mínima de agitación (turbinas) (Equipos de aireación para nitrificación)	1	5.644	24,0	135,5
Potencia de agitación instalada (turbinas) (Equipos de aireación para nitrificación)	1	16.064	24,0	385,5
Iluminación (puntos de luz) instalación- incluida Oficina	20	15	8,58	2,57
Potencia total requerida por las soplantes (Equipos de aireación para nitrificación)	1	36.580	24,0	877,9
Potencia unitaria mínima requerida por turbina (Equipos de aireación para balsas de reaireación)	2	338	24,0	16,2
Potencia mínima de agitación necesaria (turbinas) (Equipos de aireación para balsas de reaireación)	1	477	24,0	11,5
Potencia de agitación instalada (turbinas) (Equipos de aireación para balsas de reaireación)	1	676	24,0	16,2
Potencia total requerida por las soplantes (Equipos de aireación para balsas de reaireación)	1	1.292	24,0	31,0
Potencia unitaria aproximada del motor (Centrífuga)	1	2.477	24,0	59,45
Potencia bomba del tornillo de Arquímedes	1	500	24,0	12,00

Tabla 6. Consumos considerados para el cálculo de la demanda eléctrica.

Como puede observarse, los equipos de los que consta la EDAR funcionan las 24 horas del día, tal y como se mencionó anteriormente, dado que la depuradora debe funcionar a plena carga, las 24 horas del día, los 365 días del año. En el caso del sistema de iluminación, se ha realizado una estimación de las horas en las que el recinto debe estar iluminado, teniendo en cuenta que las horas de luz durante el día en la isla presentan muy poca variación a lo largo de todo el año.

10.3.4. CONSUMO ELÉCTRICO DIARIO, MENSUAL Y ANUAL.

El consumo eléctrico diario, mensual y anual de la instalación se calcula a partir de los datos obtenidos en la Tabla 6, es decir, según el número de elementos de cada equipo, su

potencia nominal y las horas de uso al día de cada equipo. Como no se han considerado ninguna de las hipótesis descritas en el apartado 10.3.2, cuyos motivos fueron explicados con detalle, entonces se puede observar en la tabla que el consumo mensual presenta poca variación de un mes a otro, dado que solamente depende del número de días de cada mes.

Los cálculos del consumo eléctrico están explicados detalladamente en el apartado ANEXOS.

	Consumo diario [kW ^h /día] Epot_max_diaria	nºdías/mes	Consumo mensual [kW ^h /mes]	
Enero	2.147,68	31	66.578,10	
Febrero	2.147,68	28	60.135,06	
Marzo	2.147,68	31	66.578,10	
Abril	2.147,68	30	64.430,42	
Mayo	2.147,68	31	66.578,10	
Junio	2.147,68	30	64.430,42	
Julio	2.147,68	31	66.578,10	
Agosto	2.147,68	31	66.578,10	
Septiembre	2.147,68	30	64.430,42	
Octubre	2.147,68	31	66.578,10	
Noviembre	2.147,68	30	64.430,42	
Diciembre	2.147,68	31	66.578,10	
			783.903,44	Consumo total anual [kW^h]* CS

Tabla 7. Consumo eléctrico diario, mensual y anual de la EDAR.

Se ha aplicado un margen de seguridad del 10% para dichos valores de consumo.

Como puede observarse, el consumo total anual es 783.903,44 kWh. Este valor se obtiene mediante la suma de los consumos mensuales, los cuales han resultado de multiplicar el consumo diario por el número de días del mes correspondiente.

10.4. CÁLCULO DE LAS CONDICIONES METEOROLÓGICAS: VIENTO-RADIACIÓN SOLAR.

10.4.1. MEDICIÓN DEL VIENTO.

Para obtener las mediciones de la velocidad del viento con fiabilidad se hizo uso de una herramienta desarrollada por el IDAE [IDAE16]. Este programa permite obtener los datos de la velocidad del viento y demás parámetros relacionados en cualquier zona de España donde se requiera dicha información.

Para ello, únicamente es necesario introducir en el programa las coordenadas del emplazamiento de estudio o el nombre del municipio, obteniendo así, la velocidad media anual del viento (m/s) a cuatro alturas medidas (30m, 60m, 80m y 100 m), la densidad de potencia eólica (W/m^2) para esas cuatro alturas o la velocidad del viento (m/s) a 80m en las cuatro estaciones del año.

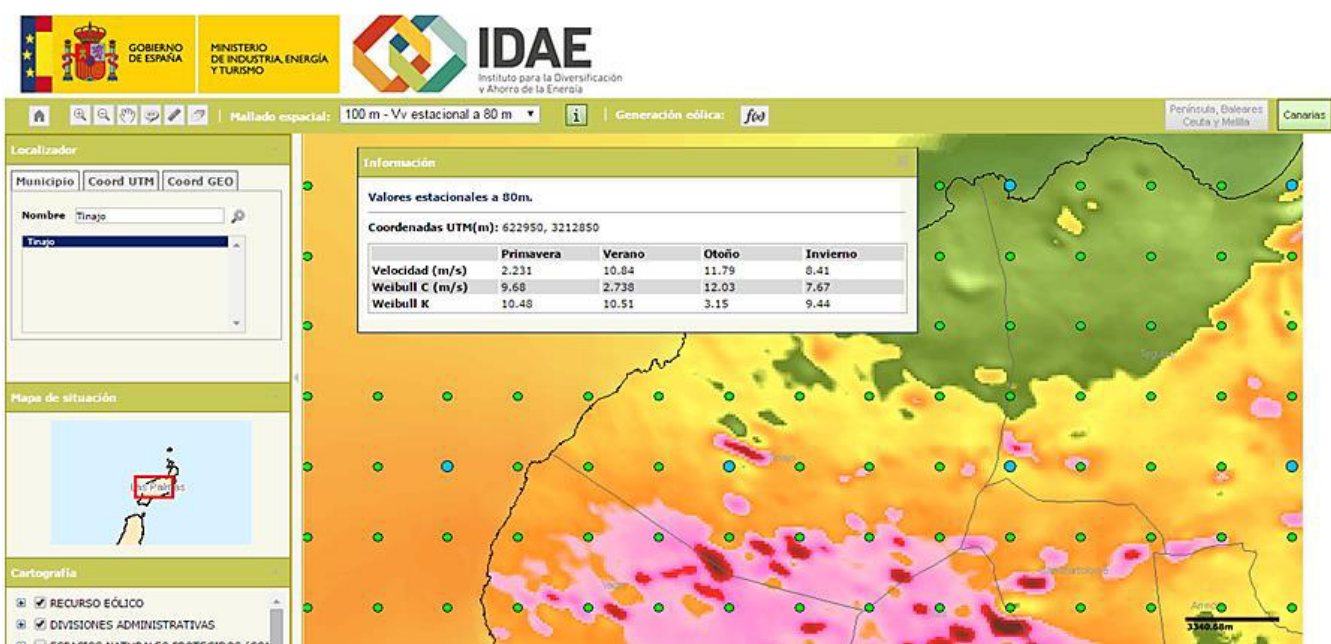


Figura 30. Atlas eólico. Valores estacionales a 80 m. Fuente: IDAE.

Con dicho atlas eólico se ha obtenido la información necesaria de la velocidad media estacional a una altura de 80m y los parámetros de Weibull “c” y “k” en la zona de la instalación.

La torre del aerogenerador tiene que resistir la fuerza de empuje del viento, que las palas del rotor giren sin obstáculos que las frenen y que la altura del aerogenerador sea la adecuada para alcanzar una velocidad de viento, de tal forma que se consiga un elevado rendimiento para la generación de energía del sistema eólico.

Los valores proporcionados del recurso eólico están dados a una altura de 80m. Como la altura del aerogenerador no puede ser esa, entonces resulta necesario realizar una extrapolación entre los valores a 80m y a una altura inferior, que será la altura del aerogenerador.

El perfil de velocidad de viento según la altura se obtiene con el modelo de la ley potencial, que se evalúa con las variaciones en la velocidad del viento en función de la altura. De este modo, la velocidad del viento a la altura de estudio, que es la altura del aerogenerador, se calcula con la fórmula mostrada a continuación:

$$v(z) = v(z_{anem}) \cdot \left(\frac{z}{z_{anem}}\right)^\alpha$$

$$\alpha = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(v(z_{anem}))}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z_{anem}}{10}\right)}$$

Ecuación 1. Velocidad del viento a la altura del aerogenerador.

Donde los parámetros son los siguientes:

- z: altura del aerogenerador que se desea estimar la velocidad del viento.
- z_{anem} : altura del anemómetro, a la que se proporcionan los datos de medición.
- $v(z)$: velocidad del viento a la altura del aerogenerador.
- $v(z_{anem})$: información de la velocidad del viento a la altura del anemómetro.
- α : depende de la rugosidad del terreno, relieve y temperatura. También se puede obtener de la siguiente manera:
 - Liso (arena, mar, nieve): 0.10÷0.13
 - Rugosidad moderada (cultivos, hierba):0.13÷0.20
 - Rugoso (edificaciones, bosques):0.20÷0.27
 - Muy rugoso (ciudades): 0.27÷0.40
 - Promedio mundial: 0.14

El aumento o disminución de la velocidad del viento según la altura depende mayoritariamente de la rugosidad del terreno donde se asienta el emplazamiento. Los terrenos lisos presentan una variación suave y los de mayor rugosidad una variación fuerte. Por ello, cuando se desea seleccionar el emplazamiento es mejor los terrenos lisos y despejados, es decir, sin obstáculos como árboles, edificios o montañas que puedan originar efectos desfavorables, tales como la disminución de la velocidad del viento y mayores turbulencias.

Los parámetros de Weibull “c” y “k” los proporciona la herramienta de IDAE mediante el Atlas eólico de la zona. Sin embargo, también pueden obtenerse mediante cálculos en función de la desviación típica y la velocidad media del viento, con las siguientes ecuaciones:

$$k = \left(\frac{\sigma_u}{\bar{v}} \right)^{-1.086}$$

$$c = \bar{v} \left(0.568 + \frac{0.433}{k} \right)^{\frac{-1}{k}}$$

Ecuación 2. Cálculo de los parámetros de Weibull c y k.

Donde los parámetros son:

- k: factor de forma.
- c: factor de escala.
- \bar{v} : velocidad media del viento a la altura a la que se dispone la información.
- σ_u : desviación típica de la velocidad media del viento a la altura a la que se dispone la información.

Del mismo modo que antes, los parámetros de Weibull también se deben extrapolar a la altura de estudio, tanto si se han calculado como si se han obtenido con el Atlas eólico como en este caso:

$$k(z) = k(z_{anem}) \cdot \frac{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z_{anem}}{10}\right)}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z}{10}\right)}$$

$$c(z) = c(z_{anem}) \cdot \left(\frac{z}{z_{anem}}\right)^\beta$$

$$\beta = \frac{0.37 - 0.088 \cdot \ln(c_{anem})}{1 - 0.088 \cdot \ln\left(\frac{z_{anem}}{10}\right)}$$

Ecuación 3. Cálculo de los parámetros de Weibull c y k a la altura del aerogenerador.

Los resultados que se muestran a continuación se obtienen mediante la Ecuación 1 y la Ecuación 3 y con los datos necesarios que proporciona el IDAE, para una altura del aerogenerador de 44 m:

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	Media
Velocidad media en z [m/s]	2,2310	10,8400	11,7900	8,4100	8,3178
sigma (desviación típica)	-----	-----	-----	-----	-----
Weibull c en z [m/s]	9,6800	2,7380	12,0300	7,6700	8,0295
Weibull k en z	10,4800	10,5100	3,1500	9,4400	8,3950
Velocidad media en z aerogenerador [m/s]	1,7921	9,6404	10,5422	7,3581	7,2722
alfa	0,3664	0,1962	0,1871	0,2235	0,2247
Weibull c en z aerogenerador [m/s]	8,5463	2,2285	10,7707	6,6710	7,0043
beta	0,2084	0,3444	0,1850	0,2334	0,2285
Weibull k en z aerogenerador	9,8460	9,8742	2,9594	8,8689	7,8871

Tabla 8. Velocidad, c y K. (el Atlas eólico proporciona los valores en verde).

En el apartado ANEXOS se pueden ver las Hojas de Cálculo.

Los valores necesarios para el cálculo de la instalación se corresponden a la altura del aerogenerador.

Tal y como puede observarse en la tabla, los valores de viento correspondiente a los meses de primavera son los más bajos en comparación a los meses de verano, otoño e invierno.

En el apartado 10.5.3, que se corresponde a la elección del aerogenerador en la instalación eólica se emplean los siguientes valores a la altura del aerogenerador:

Velocidad media en z aerogenerador = 7,27 m/s

$c = 7,00$ m/s

$K = 7,89$ [-]

10.4.2. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.

El dimensionamiento del sistema solar fotovoltaico se lleva a cabo realizando un estudio de la radiación solar en la región, tal y como se hizo con el recurso eólico para el dimensionamiento de la instalación eólica.

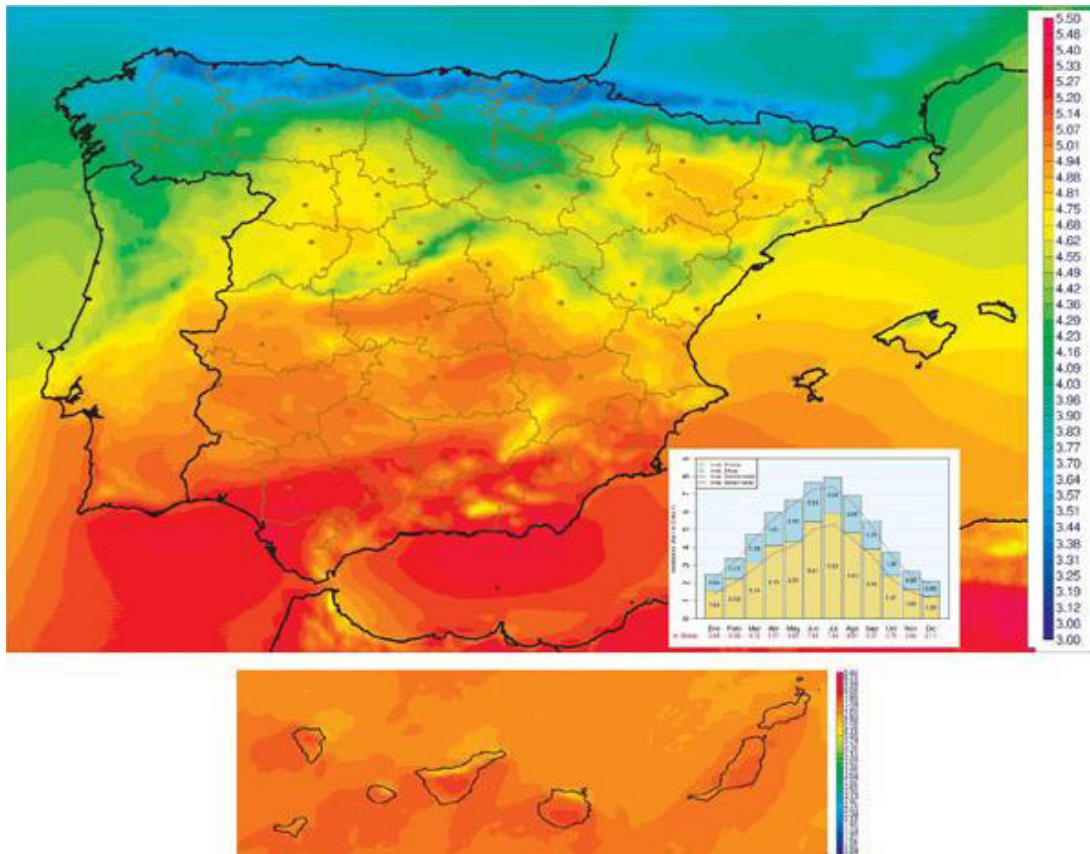


Figura 31. Atlas de radiación solar en España. Fuente: Aemet.

10.4.2.1. Cálculo de la radiación solar en la zona.

Para calcular la radiación solar en la zona del emplazamiento se emplean las tablas de radiación solar y otros parámetros proporcionados por el IDAE (ver ANEXOS), de tal

forma que se obtiene la energía en megajulios (MJ) que incide en un metro cuadrado de la superficie horizontal en un día medio de cada mes.

La tabla proporciona los datos para cada provincia española, por lo que se selecciona la información para Las Palmas, provincia de Tinajo.

Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes.

		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOVDIC	AÑO	
35	ORENSE	4.7	7.3	11.3	14	16.2	17.6	18.3	16.6	14.3	9.4	5.6	4.3	11.6
36	PALENCIA	5.3	9	13.2	17.5	19.7	21.8	24.1	21.6	17.1	10.9	6.6	4.6	14.3
37	LAS PALMAS	11.2	14.2	17.8	19.8	21.7	22.5	24.3	21.9	19.8	15.1	12.3	10.7	17.6
38	PONIEVEDRA	5.5	8.2	15	15.7	17.5	20.4	22	18.9	15.1	11.5	6.8	5.5	15.3
39	LA RIOJA	5.6	8.8	13.7	16.6	19.2	21.4	23.3	20.8	16.2	10.7	6.8	4.8	14

Figura 32. Energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. Irradiación H [MJ/m^2]. Fuente: IDAE (Ver tablas en ANEXOS).

Los meses más desfavorables del año, es decir, los que reciben una menor radiación solar, son los que proporcionan la información necesaria para realizar un correcto dimensionamiento de la instalación solar fotovoltaica. Estos dos meses son Enero y Diciembre. Con dichos datos se calculará posteriormente la irradiación solar corregida en función de la inclinación del panel solar.

10.4.2.2. Elección del ángulo de inclinación y de la orientación de los paneles.

La orientación de un panel solar es el ángulo de desviación respecto al sur geográfico en una superficie.

La orientación óptima para captar la mayor radiación solar posible durante el día es un ángulo de 0° , orientado al sur. Dicha orientación permite una máxima producción e igualdad entre mañana y tarde.

Las orientaciones más comunes que se suelen elegir para los paneles son las siguientes:

- Orientación este: se obtiene mayor producción durante la mañana, con $\alpha = -90^\circ$.
- Orientación oeste: se consigue mayor producción durante la tarde, con $\alpha = +90^\circ$.

- Orientación sur: permite alcanzar la máxima producción e igualdad entre mañana y tarde, con $\alpha = 0^\circ$.

De este modo, se selecciona como orientación para la instalación solar fotovoltaica la orientación sur con $\alpha = 0^\circ$, dado que se considera que el sistema funciona igual durante todo el día.

En relación al ángulo de inclinación β , se encarga de maximizar el ajuste que hay entre la captación y la demanda de energía.

Uno de los procedimientos para el cálculo de la inclinación del módulo consiste en:

- 20° superior a la latitud para las instalaciones que funcionen principalmente en invierno.

$$\beta = \text{Latitud} + 20^\circ$$

- 15° superior a la latitud para las instalaciones que presente un funcionamiento uniforme durante el año.

$$\beta = \text{Latitud} + 15^\circ$$

- Igual a la latitud para las instalaciones que funcionen principalmente en las estaciones de primavera o verano.

$$\beta = \text{Latitud}$$

Es importante destacar que el ángulo de inclinación β en cualquiera de los casos no sea inferior a 15° .

Asimismo, otro procedimiento posible para el cálculo de β es aplicando la siguiente fórmula:

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot L$$

Ecuación 4. Ángulo de inclinación óptimo del panel.

Donde L es la latitud de la región donde se asienta la instalación en estudio.

Los datos de la latitud de la zona también vienen dados en las tablas de la radiación del IDAE. Como en el caso anterior, se proporciona los datos de las provincias, por lo que se selecciona la provincia de Las Palmas.

Altitud, latitud y temperatura mínima histórica
(la más baja que se haya medido desde el primer año del que se conservan registros de datos).

PROVINCIA	ALTITUD (m) (de la capital)	LATITUD (de la capital)	TEMP. MÍNIMA HISTÓRICA (°C)
35 ORENSE	139	42.3	-8
36 PALENCIA	734	42.0	-14
37 LAS PALMAS	6	28.2	+6
38 PONTEVEDRA	19	42.4	-4
39 LA RIOJA	380	42.5	-12

Figura 33. Latitud de Las Palmas, provincia de Tinajo. Fuente: IDAE (Ver tablas en ANEXOS).

La altitud y latitud de Las Palmas varían notablemente respecto a las de Tinajo. Por este motivo, para realizar los cálculos correctamente se utilizan los datos de Tinajo, con una altitud de 275m y una latitud de 29.0233°.

Así, con una latitud de 29.0233°, el ángulo de inclinación óptimo es el siguiente:

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot L = 3,7 + 0,69 \cdot 29,0233 = 23,73^\circ$$

Ecuación 5. Ángulo de inclinación óptimo del módulo fotovoltaico para la EDAR.

Con el ángulo obtenido (23,73°) se debe redondear al entero más próximo de los datos de las tablas de radiación, obteniendo por tanto, que el ángulo de inclinación óptimo β_{opt} son 25° (ver ANEXOS).

10.4.2.3. Factor de corrección k para superficies inclinadas.

El factor de corrección resulta necesario, dado que el panel está inclinado un $\beta_{\text{opt}} = 25^\circ$, corrigiendo así la irradiación solar que se obtiene en las tablas (ver apartado 10.4.2.1 y ANEXOS).

Factor de corrección k para superficies inclinadas. Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal.

LATITUD = 29°

Inclinación	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.05	1.04	1.03	1.02	1	1	1	1.02	1.03	1.05	1.07	1.06
10	1.1	1.08	1.05	1.02	1	.99	1	1.03	1.06	1.1	1.12	1.12
15	1.15	1.11	1.07	1.03	.99	.98	.99	1.03	1.08	1.14	1.18	1.17
20	1.18	1.14	1.08	1.02	.98	.95	.98	1.03	1.1	1.17	1.22	1.22
25	1.21	1.15	1.08	1.01	.95	.93	.95	1.01	1.1	1.2	1.26	1.25
30	1.23	1.16	1.08	.99	.92	.9	.92	1	1.1	1.21	1.28	1.28
35	1.24	1.17	1.07	.97	.89	.86	.89	.97	1.09	1.22	1.3	1.3
40	1.25	1.16	1.05	.93	.85	.81	.85	.94	1.07	1.22	1.32	1.31
45	1.24	1.15	1.02	.9	.8	.76	.8	.9	1.05	1.21	1.32	1.32
50	1.23	1.13	.99	.85	.75	.71	.74	.85	1.02	1.19	1.31	1.31
55	1.22	1.1	.95	.8	.69	.64	.68	.8	.98	1.17	1.3	1.3
60	1.19	1.07	.91	.75	.63	.58	.62	.75	.93	1.14	1.28	1.28
65	1.16	1.03	.86	.69	.56	.51	.55	.69	.88	1.1	1.24	1.25
70	1.12	.98	.8	.62	.49	.44	.48	.62	.82	1.05	1.2	1.22
75	1.07	.93	.74	.55	.42	.36	.41	.55	.76	.99	1.16	1.17
80	1.02	.87	.68	.48	.34	.28	.33	.48	.69	.93	1.1	1.12
85	.96	.81	.61	.41	.26	.21	.25	.4	.62	.87	1.04	1.06
90	.9	.74	.54	.33	.18	.13	.17	.32	.54	.79	.97	1

Figura 34. Factor de corrección k para superficies inclinadas. Fuente: IDAE (Ver tablas en ANEXOS).

De este modo, con los valores de la energía en megajulios que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal y el factor de corrección k, y aplicando la siguiente fórmula:

$$H=K \cdot H'$$

Ecuación 6. Valor corregido de la irradiación solar por inclinación H' [MJ/m²].

Se obtienen los resultados que se muestran a continuación:

Tablas Radiación (Fuente: IDAE)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año
Temperatura ambiente media durante las horas de sol [°C]	20,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	25,00	26,00	25,00	23,00	21,00	22,90
Energía [MJ] que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. Irradiación H [MJ/m ²]	11,20	14,20	17,80	19,60	21,70	22,50	24,30	21,90	19,80	15,10	12,30	10,70	17,60
Factor de corrección k para superficies inclinadas. K (coeficiente corrector por inclinación del panel FV). Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Para: Latitud= 29°, Inclinación (óptima)=25°	1,21	1,15	1,08	1,01	0,95	0,93	0,95	1,01	1,10	1,20	1,26	1,25	-
H' [MJ/m ²] (valor corregido de irradiación por inclinación)= K'H	13,5520	16,3300	19,2240	19,7960	20,6150	20,9250	23,0850	22,1190	21,7800	18,1200	15,4980	13,3750	

Tabla 9. Valores de la irradiación solar corregidos H' [MJ/m²].

10.4.2.4. Cálculo de HSP.

Las horas de pico solar (HSP) son las horas de irradiación diarias, las cuales dependen del mes y del lugar de emplazamiento. Su cálculo se realiza de la siguiente manera:

$$HSP = \frac{1}{3,6} \cdot H' \cdot k' \cdot k''$$

Ecuación 7. Cálculo de HSP

Donde los parámetros son:

- k: coeficiente corrector debido a la inclinación del módulo fotovoltaico. Los valores se muestran en el apartado ANEXOS (Anexo IDAE).
- k': coeficiente corrector para los cambios atmosféricos, cuyo valor oscila entre 0,75 y 1,20 según la zona.
- k'': coeficiente corrector debido a la desviación del módulo respecto al sur geográfico. En este caso, como dicho ángulo es 0°, entonces k''=1.
- H': valor corregido de la irradiación debido a la inclinación.

Para realizar el cálculo correctamente se debe tener en cuenta los siguientes puntos:

- Cuando la instalación se utiliza durante todo el año se selecciona el menor valor de HSP del año.
- Cuando la instalación únicamente se utiliza durante unos meses, como el período de verano, entonces se hace la media de dichos meses.

H' [MJ/m ²] (valor corregido de irradiación por inclinación)= K'H (del mes más desfavorable, cuando se recibe menor irradiación)	13,5520	16,3300	19,2240	19,7960	20,6150	20,9250	23,0850	22,1190	21,7800	18,1200	15,4980	13,3750
K' (coeficiente corrector por efectos atmosféricos)= 0,75-1,20 en función de la zona	1	normalmente soleado módulo orientado al sur										
K'' (coeficiente corrector por desviación del panel respecto al sur geográfico) K''=1,14-0,085*α (para 20°<α<70°)	1											
HSP [h] (horas solares pico)	3,7644	4,5361	5,3400	5,4989	5,7264	5,8125	6,4125	6,1442	6,0500	5,0333	4,3050	3,7153
Eproducida [Wh] = HSP[h] ; (Emódulo)	3,7644	4,5361	5,3400	5,4989	5,7264	5,8125	6,4125	6,1442	6,0500	5,0333	4,3050	3,7153

Tabla 10. Cálculo de HSP.

El dimensionamiento de la EDAR se realiza para un uso anual, por lo que la HSP seleccionada es para el mes más desfavorable, que se corresponde al mes de diciembre, con HSP=3,7153 [h]. Los parámetros a tener en cuenta han sido: k'=1, normalmente soleado; k''=1, con α=0°; y H'=13,3750 [MJ/m²].

De este modo, la energía producida para el mes más desfavorable (diciembre) es:

$$E_{\text{producida}} [\text{Wh}] = \text{HSP} [\text{h}] = 3,7153 [\text{Wh}]$$

Ecuación 8. Energía producida ($E_{\text{módulo}}$) por W_p instalado.

10.5. DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN HÍBRIDA DE RENOVABLES.

El dimensionamiento de la instalación híbrida de energías renovables se realiza teniendo en cuenta los cálculos llevados a cabo anteriormente, como son el consumo de la EDAR (apartado 10.3), obtenido a partir del diseño de ésta (apartado 10.2), así como el estudio de viento y radiación solar durante un año en el emplazamiento donde se asienta la instalación (apartado 10.4).

El dimensionamiento, tanto de la instalación eólica como la instalación solar, se ha realizado en base a las especificaciones técnicas de los equipos requeridos, que se encuentran en los catálogos proporcionados por los fabricantes.

El diseño se ha llevado a cabo seleccionando la opción más económica entre todas las posibles, cumpliendo las características necesarias para cada situación. Para ello, se hace uso de la herramienta en Excel, de tal forma que se pueden modificar los parámetros para elaborar otros futuros diseños de instalaciones.

10.5.1. SITUACIÓN MÁS DESFAVORABLE.

El diseño de la instalación híbrida de renovables se debe realizar para la situación más desfavorable, puesto que en dicho mes también debe funcionar correctamente a pesar de las posibles adversidades meteorológicas. Para ello, se tiene en cuenta las mediciones de viento, radiación solar y consumo de la EDAR.

	Invierno		Primavera			Verano			Otoño			Invierno
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Eólica: Velocidad del viento [m/s] (en z del aerogenerador)	7,36	7,36	1,79	1,79	1,79	9,64	9,64	9,64	10,54	10,54	10,54	7,36
Solar: Irradiación corregida [MJ/m ²]; H'	13,552	16,33	19,224	19,796	20,615	20,925	23,085	22,119	21,78	18,12	15,498	13,375
Consumo mensual [kWh/mes]; (introduciendo el CS)	66.578,10	60.135,06	66.578,10	64.430,42	66.578,10	64.430,42	66.578,10	66.578,10	64.430,42	66.578,10	64.430,42	66.578,10

Marco (en rojo) los meses más desfavorables (donde hay menos viento); Marco (en verde) los meses más favorables (donde hay más viento)
 Marco (en rojo) los 2 meses más desfavorables (donde hay menos irradiación); Marco (en verde) los 2 meses más favorables (donde hay más irradiación)
 Marco (en rojo) los meses más desfavorables (donde hay más consumo); Marco (en verde) los meses más favorables (donde hay menos consumo)

El mes más desfavorable es Marzo ya que hay menos viento (aunque la irradiación es mayor, el consumo es el mayor); aunque en invierno hay menos irradiación, el viento es mucho mayor.

Cociente: Consumo/(eólica* solar)	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
	667,67	500,47	1.932,54	1.816,17	1.802,15	319,40	299,16	312,23	280,61	348,53	394,35	676,51

Mes más desfavorable: mayor consumo, menor viento, menor irradiación (cociente mayor);

Tabla 11. Tabla comparativa de viento, radiación solar y consumo en la EDAR y elección del mes más desfavorable.

Se puede observar que el mes más desfavorable se corresponde al mes de Marzo, para el cual el cociente entre el consumo de la instalación y las mediciones de eólica-solar es mayor. Asimismo, se produce un consumo superior y una velocidad de viento muy inferior al resto de meses. Para dicho mes debe asegurarse el abastecimiento de energía, lo que conlleva un sobredimensionamiento en los meses restantes, principalmente, en los meses de verano, tal y como puede observarse.

De este modo, el diseño de la instalación híbrida se realizará en base al mes de Marzo, de tal forma que se asegure la continuidad en el suministro a lo largo de todo el año, a pesar de ser la situación más desfavorable.

10.5.2. ELECCIÓN DE LA PROPORCIÓN ABASTECIDA POR LA EÓLICA Y LA FOTOVOLTAICA.

Para realizar el dimensionamiento de la instalación híbrida se debe seleccionar la proporción de energía eólica y energía solar que dispondrá la instalación para su funcionamiento. Para ello, se han observado varios ejemplos de diseños de instalaciones, llegando a la conclusión que la proporción 50% eólica y 50% solar es la más utilizada en la mayoría de los casos. De igual modo, se han realizado algunas pruebas en la herramienta de Excel probando diferentes proporciones, llegando a la misma conclusión.

De esta forma, el diseño de la instalación híbrida se realiza para una proporción de 50% energía eólica y 50% energía solar, obteniendo así el resultado más aceptable de suministro de energía entre las opciones realizadas.

Asimismo, el coste más óptimo vendrá dado tanto por dicha proporción como por la elección correcta de los equipos necesarios.

10.5.3. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN EÓLICA.

10.5.3.1. Aerogenerador.

La energía eléctrica generada por la instalación eólica se obtiene a partir de la velocidad media del viento en un año y los parámetros de Weibull en el lugar del emplazamiento (apartado 10.4.1).

Vmedia [m/s], (en z)		8,3178
sigma(desviación típica)		-----
z[m], (medida de v)		80,0000
parámetros de Weibull	c [m/s],(en z)	8,0295
	k (en z)	8,3950

Trabajo con la Vmedia (no con la V de las estaciones).

Ver hoja dim.eólica 1

Vmedia [m/s], (en z aerogenerador)		7,2722
Altura aerogenerador z aerogenerador [m]		44,0000
parámetros de Weibull	c [m/s],(en z aerogenerador)	7,0043
	k (en z aerogenerador)	7,8871

beta
alfa

densidad del aire [kg/m ³]	1,2250
--	--------

Medir temperatura y presión cerca de la altura del buje.

Tabla 12. Velocidad del viento y parámetros de Weibull.

Para seleccionar el aerogenerador adecuado se deben conocer las especificaciones técnicas, las cuales proporciona el fabricante en el catálogo. Sin embargo, no sólo es necesario conocer la potencia nominal, que es la que da el aerogenerador a la velocidad nominal del viento, sino que se debe conocer también la potencia eléctrica que proporciona el aerogenerador a otra velocidad distinta de la nominal. De este modo, es necesario disponer de la curva de potencia del aerogenerador, que es la que ofrece información de la potencia para las distintas velocidades del viento. (Ver catálogo del aerogenerador en ANEXOS).

El cálculo de la potencia de Betz, la potencia disponible y la potencia del aerogenerador se realiza haciendo discretas las velocidades del viento que el catálogo proporciona. Dichas potencias dependen de la velocidad del viento que incide, el área barrida por el rotor y la densidad del aire. Se calculan como se muestra a continuación:

➤ Potencia disponible:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} \rho A v^3 = \frac{1}{2} \rho \pi R^2 v^3 = \frac{1}{2} \rho \frac{\pi D^2}{4} v^3$$

➤ Potencia de Betz:

$$P_{Betz} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot \frac{16}{27} = P_{disp} \cdot \frac{16}{27}$$

➤ Potencia del aerogenerador:

$$P_{aerog} = \frac{1}{2} \rho A v^3 \cdot c_p = P_{disp} \cdot c_p$$

La potencia del aerogenerador suele ser dato de catálogo sin necesidad de calcularla.

Ecuación 9. Cálculo de la potencia disponible, potencia de Betz y potencia del aerogenerador correspondiente.

Donde los parámetros son:

- A: área barrida del rotor [m²].
- ρ: densidad del aire [kg/m³].
- P_{disp}: potencia disponible [W].
- R/D: relación radio/diámetro del rotor [m].
- v: velocidad del viento [m/s].

De este modo, se obtiene la energía eléctrica que produce el aerogenerador seleccionado en un mes.

En relación a la distribución de Weibull, ésta permite describir el perfil de las velocidades del viento, necesaria para conocer la curva de potencia del aerogenerador. Su cálculo es necesario para conocer la potencia que suministrará el aerogenerador. Se trata de una función de probabilidad de la que se obtiene la distribución de la velocidad del viento f(v):

$$f(v) = \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

$$f(v) = 8760 \cdot \left(\frac{k}{c}\right) \cdot \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{v}{c}\right)^k}$$

Ecuación 10. Distribución de la velocidad del viento.

Los parámetros que representan son:

- k: parámetro forma de distribución, siendo $k > 0$.
- c: parámetro de escala, siendo $c > 1$.

En Excel ya se disponía de estas funciones, por lo que se han utilizado para realizar los cálculos.

La distribución de la potencia del viento se ha obtenido multiplicando $f(v)$ por la potencia del viento, disponible, de Betz y del aerogenerador. En la tabla que se muestra a continuación se pueden observar los valores correspondientes:

hago discretas las variables		función de probabilidad		probabilidad de que se dé ese viento									
catálogo	v [m/s]	f(v) = Fw(b)-Fw(a)	F(v) acumulada	catálogo	[kW]	[kW]	catálogo (dato Cp) [kW]	catálogo (dato Paero) [kW]	[kW]	[kW]	catálogo (dato Cp) [kW]	catálogo (dato Paero) [kW]	
Rango viento	v [m/s]	p(v)	p ac(v)	cp	P disponible	P Betz	P aero	Paero	Pdisp x p	PBetz x p	Paero x p	Paero x p	
0	0,5	0	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0	0,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
0,5	1,5	1	0,0000	0,0000	0,5366	0,3180	0	0,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
1,5	2,5	2	0,0003	0,0003	4,2932	2,5441	0	0,000	0,0012	0,0007	0,0000	0,0000	
2,5	3,5	3	0,0039	0,0042	14,4895	8,5864	0	5,000	0,0565	0,0335	0,0000	0,0195	
3,5	4,5	4	0,0259	0,0301	34,3454	20,3528	0	13,700	0,8881	0,5263	0,0000	0,3543	
4,5	5,5	5	0,1080	0,1380	67,0809	39,7516	0	30,000	7,2438	4,2926	0,0000	3,2396	
5,5	6,5	6	0,2877	0,4258	115,9158	68,6908	0	55,000	33,3523	19,7643	0,0000	15,8251	
6,5	7,5	7	0,3943	0,8200	184,0700	109,0785	0	92,000	72,5703	43,0046	0,0000	36,2713	
7,5	8,5	8	0,1699	0,9900	274,7634	162,8228	0	138,000	46,6958	27,6716	0,0000	23,4530	
8,5	9,5	9	0,0100	1,0000	391,2158	231,8316	0	196,000	3,9175	2,3215	0,0000	1,9627	
9,5	10,5	10	0,0000	1,0000	536,6472	318,0132	0	250,000	0,0084	0,0050	0,0000	0,0039	
10,5	11,5	11	0,0000	1,0000	714,2775	423,2755	0	292,800	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
11,5	12,5	12	0,0000	1,0000	927,3264	549,5268	0	320,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
12,5	13,5	13	0,0000	1,0000	1.179,0140	698,6750	0	330,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	
13,5	14,5	14	0,0000	1,0000	1.472,5601	872,6282	0	330,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	

Tabla 13. Potencia disponible, potencia de Betz y potencia del aerogenerador.

El valor de Cp no venía proporcionado por el catálogo, pero sí la curva de potencia, por lo que no influye en el resto de los cálculos.

De este modo, el aerogenerador que se ha seleccionado para que cumpla los requisitos necesarios es el siguiente:

Características del aerogenerador	
Marca/ Tipo (modelo)	Enercon
Potencia nominal [kW]	330
Tensión nominal [V]	220
Diámetro rotor (aerogenerador) [m]	33,40
Altura torre [m]	44
Precio aerogenerador [€] (estimado; no se encuentra como dato)	275.670,00

La potencia media que se logra con el aerogenerador se calcula como:

$$P_m = \sum P_{aero}(v) \cdot p(v)$$

Ecuación 11. Potencia media del aerogenerador.

Así, mediante la suma de los valores obtenidos, correspondiente a la última columna de la Tabla 13, se obtiene una potencia media de 81,1293 kW.

De la misma manera, resulta necesario calcular la energía producida, que se hace mediante:

$$P_{bruta} = P_m \cdot 8760 \text{ h/día}$$

Ecuación 12. Energía bruta obtenida por el aerogenerador.

Se obtiene un valor de potencia bruta (energía anual) de 710,6930 MWh.

Pero es necesario tener en cuenta las pérdidas que se pueden alcanzar en la producción de energía del aerogenerador, de tal forma que:

$$Producción = P_{neta} = P_{bruta} \cdot (1 - Pérdidas)$$

Ecuación 13. Producción neta del aerogenerador.

Así, con unas pérdidas aproximadas del 10%, se obtiene un valor de producción anual del aerogenerador seleccionado de 639,6237 MWh.

10.5.3.2. Número de aerogeneradores.

El número de aerogeneradores necesarios para conseguir satisfacer la demanda energética que debe suplir la instalación eólica se debe calcular mediante el consumo de la EDAR que cubre la eólica y la producción anual del aerogenerador seleccionado, teniendo en cuenta las pérdidas, tal y como se ha mostrado anteriormente.

De esta forma, el consumo anual que cubre la eólica será de 391,9517 MWh, puesto que, tal y como se explicó en el apartado 10.5.2, la proporción de energía que debe abastecer la eólica es del 50%, es decir, la mitad del consumo anual de la EDAR. Por otro lado, la producción anual del aerogenerador seleccionado es de 639,6237 MWh, teniendo en cuenta el coeficiente de seguridad por pérdidas en la instalación del 10%, que se justifica en el apartado 10.5.3.1 (Ver ANEXOS). Así, el número total de aerogeneradores es de 1, siendo por tanto, el aerogenerador seleccionado el que se muestra a continuación:

Características del aerogenerador	
Marca/Tipo (modelo)	Enercon
Potencia nominal [kW]	330
Tensión nominal [V]	220
Diámetro rotor (aerogenerador) [m]	33,40
Altura torre [m]	44
Precio aerogenerador [€] (estimado; no se encuentra como dato)	275.670,00
Número total de aerogeneradores	1
Coste total aerogeneradores [€]	275.670,00

Tabla 14. Aerogenerador seleccionado.

El cálculo realizado para obtener el número de aerogeneradores ha sido el siguiente:

$$\text{Nº Aerogeneradores} = \frac{\text{Demanda (consumo) abastecida por la eólica}}{\text{Producción (eólica)}} = \frac{391,9517 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right]}{639,6237 \left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right]} = 0,61$$

→ 1 aerogenerador

Ecuación 14. Número de aerogeneradores.

De este modo, tal y como se observa en la tabla, se instala un aerogenerador de marca Enercon de 330 kW. Su precio es de 275.670 €, siendo el coste más económico entre todas las opciones posibles.

10.5.3.3. Regulador de carga.

La misión del regulador de carga es evitar sobrecargas que provoquen daños en los equipos de la instalación, controlando la tensión en las baterías.

Dicho dispositivo suele venir incorporado en el propio aerogenerador, por lo que de igual forma, se considerará que el regulador de carga está incluido en el aerogenerador que se ha seleccionado.

10.5.3.4. Rectificadores.

Los rectificadores se encargan de transformar la corriente alterna en corriente continua. De este modo, como el aerogenerador produce en corriente alterna y las baterías funcionan en corriente continua resulta necesario que haya un rectificador a la entrada de las baterías.

Sin embargo, este dispositivo queda fuera del alcance de estudio, dado que no se disponen de datos suficientes, tanto técnicos como de costes, para poder incluirlo en la instalación eólica.

10.5.4. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

10.5.4.1. Elección de la tensión de funcionamiento de la instalación.

La tensión de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas suelen ser tensiones estándar, tales como: 12 V, 24 V, 48 V, 120 V. Dichas tensiones se relacionan con la potencia total de la depuradora de la siguiente manera:

- 12 V con potencias inferiores a 1,5 kW.
- 24 o 48 V con potencias que oscilan 1,5 y 5 kW.
- 48 o 120 V con potencias superiores a 5 kW.

La potencia total de los equipos que se han instalado en la EDAR es 81,544 kW (apartado 10.3.4) y la proporción que debe abastecer la instalación solar es del 50% (apartado 10.5.2), que se corresponde a una potencia de 40,77 kW (ver ANEXOS). Por tanto, se selecciona como tensión de funcionamiento de la instalación solar 48V, ya que dicho valor de potencia es superior a 5kW.

10.5.4.2. Cálculo del consumo que cubre la instalación solar.

El dimensionamiento de la instalación se lleva a cabo para el mes más desfavorable, que es el mes de Marzo, tal y como se justifica en el apartado 10.5.1.

De este modo, teniendo en cuenta el consumo mensual de Marzo de la depuradora (apartado 10.3.4):

Sin introducir el CS			
	Consumo diario [kW*h/día] Epot_max_diaria	nºdías/mes	Consumo mensual [kW*h/mes]
Marzo	1.952,44	31	60.525,55

Tabla 15. Consumo mes de Marzo.

La instalación solar abastece el 50% del consumo de la EDAR, por lo tanto:

Consumo diario que abastece la solar (ver hoja de consumo, sin aplicar el CS; se multiplica por la proporción solar); Potencia máxima diaria de la instalación solar		
meses	Epot_max_diaria [kW*h/día] abastecido por la solar	Epot_max_diaria [W*h/día]
Marzo	976,22	976.218,49

Tabla 16. Consumo diario que abastece la solar en Marzo.

Como se puede observar en la tabla, la energía máxima diaria que satisface la instalación solar es de 976.218,49 Wh/día.

Se debe utilizar un margen de seguridad (CS) del 10%, siendo la energía máxima diaria de la depuradora que abastece la instalación solar:

$$E_T = E_{\max_diaria} = CS \cdot E_{\text{inst}_{\max}} = 110\% \cdot E_{\text{inst}_{\max}} = 1.073.840,33[\text{W}\cdot\text{h} / \text{día}]$$

$$CS = 100\% + MS$$

$$MS = 10\%$$

A continuación, se debe calcular la energía máxima diaria que debe abastecer la instalación solar. Para ello, se tienen en cuenta las posibles pérdidas propias de la instalación, que son las siguientes:

- Ka: son las pérdidas debidas a la autodescarga diaria de las baterías. Su valor oscila entre 0,001 y 0,020, pero por defecto se selecciona 0.5%.
- Kb: pérdidas debidas al rendimiento de la batería. Su valor se encuentra entre 0 y 0,2, seleccionando en este caso 5%.
- Kc: son pérdidas debidas al rendimiento del inversor que se emplea. Su valor es de 0-0,4, pero por defecto se elige un valor entre 5%-20%.
- Kr: pérdidas debidas al rendimiento del regulador. Su valor es de 10%.
- Kv: son las pérdidas debidas al efecto Joule, caídas de tensión, etc. Se selecciona un valor de 10%, aunque puede oscilar entre 0 y 0,2.

Para calcular el rendimiento global de la instalación solar se emplean los coeficientes de pérdidas del siguiente modo:

$$K_T = (1 - K_b - K_c - K_R - K_v) \cdot \left(1 - K_a \cdot \frac{D_{aut}}{P_d}\right)$$

Ecuación 15. Pérdidas totales asociadas a la instalación.

Donde los parámetros son:

- Pd: es la profundidad de descarga de las baterías, siendo dato de catálogo proporcionado por el fabricante. Se selecciona un valor de 60% o 70% por defecto.
- Daut: se corresponde al número de días de autonomía de la instalación, teniendo en cuenta si hay baja o nula insolación. Si se da este último caso de largos períodos de días nublados, entonces se consideran 6-7 días de autonomía. En caso contrario, son 5 días de autonomía.
- Kt: son las pérdidas totales de la instalación.

Ka	0,50%
Kb	5,00%
Kc	10,00%
Kr	10,00%
Kv	10,00%
Daut	5,00
Pd	70,00%
Kt (pérdidas totales asociadas a la instalación)	0,6268

De este modo, la energía máxima diaria que abastece la instalación solar, teniendo en cuenta las pérdidas totales, es la siguiente:

$$E_{max} = \frac{E_T}{K_T} = 1.713.249,54 \text{ [W} \cdot \text{h/día]}$$

Siendo el consumo total máximo de la EDAR que es satisfecho por la solar:

$$C_{T_max} = \frac{E_{max}}{V_{nom(instalacion)}} = \frac{1.713.249,54}{48} = 35.692,70 \text{ [A} \cdot \text{h/día]}$$

Con V_{nom} la tensión nominal de la instalación.

A continuación, se muestra una tabla con dichos valores:

		Consumo máximo diario que va a consumir la instalación	Consumo máximo diario que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)	Corriente máxima diaria que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)
meses	Einst_max [W*h/día]	E_max_diaria = CS*Einst_max [W*h/día]	E_max = E_max_diaria/Kt [W*h/día]	Ct_max =E_max/Vnom_inst [A*h/día]
Marzo	976.218,49	1.073.840,33	1.713.249,54	35.692,70

Tabla 17. Tabla del consumo que abastece la instalación solar.

Se debe tener en cuenta que el dimensionamiento que se ha realizado es por consumo de corriente, en vez de por potencia de pico, ya que es la hipótesis más desfavorable.

10.5.4.3. Cálculo del número de módulos fotovoltaicos.

El número de módulos fotovoltaicos se calculan mediante el consumo de la instalación, anteriormente obtenido en el apartado 10.5.4.2 ($C_{t_max} = 35.692,70 \text{ [A} \cdot \text{h/día]}$), y con las características del módulo fotovoltaico.

La corriente suministrada por el módulo se calcula como:

$$E_{módulo} = \eta_{módulo} \cdot I_{módulo} \cdot HPS$$

Ecuación 16. Intensidad que suministra el módulo fotovoltaico.

Donde los parámetros son los siguientes:

- $E_{\text{módulo}}$ [A·h /día]: se corresponde a la energía que el módulo genera en 1 día.
- $\eta_{\text{módulo}}$: es el rendimiento del panel solar, y su valor se encuentra comprendido entre el 85% y 95%. Así, se selecciona para los cálculos un rendimiento del 90%.
- $I_{\text{módulo}}$ [A]: se corresponde a la corriente de pico del módulo.
- HSP [h]: son las horas de pico solar, que se han calculado previamente en el apartado 10.4.2.4. Su valor es de HSP= 3,7153[h].

A continuación, se deben calcular el número de ramas (módulos en paralelo), mediante la corriente suministrada por el módulo ($E_{\text{módulo}}$ [Ah/día]) y el consumo total que abastece la instalación solar (C_{t_max} [Ah/día]).

$$n^{\circ}_{\text{mod_paralelo}} = N_{\text{mp}} \geq \frac{C_{T_max}}{E_{\text{módulo}}}$$

Ecuación 17. Número de ramas.

De igual modo, el número de módulos en serie se calculan como:

$$n^{\circ}_{\text{mod_serie}} = N_{\text{ms}} \geq \frac{V_{\text{sistema}}}{V_{\text{módulo}}}$$

Ecuación 18. Número de módulos en serie.

Siendo los parámetros:

- V_{sistema} [V]: es la tensión del sistema fotovoltaico. Su valor se justifica en el apartado de baterías, siendo $V_{\text{sistema}} = V_{\text{bancobaterías}} = V_{\text{valida_inst_solar}} = V_{\text{valida_inst_eólica}} = 48\text{V}$.
- $V_{\text{módulo}}$ [V]: se corresponde a la tensión del módulo.

Así, el número total de módulos fotovoltaicos es el siguiente:

$$N_{Tm} = N_{mp} \cdot N_{ms}$$

Ecuación 19. Número total de módulos.

De esta manera, entre todas las opciones posibles (Anexo 6) el módulo fotovoltaico que se selecciona es el siguiente:

Características del módulo			
Tipo (modelo)	Ecosolar	Poli	-----
Tensión (nominal) modulo; tensión máxima: Vmod [V]	24		
Pnominal/Pmax_salida [W]=[Wp]	250		
I _{max} _módulo [A]	10,42		
Rendimiento del módulo: η _{mod} =85%-90%	0,90		
Longitud del panel [mm]	1.640		
Anchura del panel [mm]	992		
Grosor del panel [mm]	40		
Precio módulo [€]	235,00		
N _{mp}	1.025		
N _{ms}	2		
Número total de módulos	2.050		
Coste total módulos fotovoltaicos [€]	481.750,00		

Tabla 18. Módulo fotovoltaico seleccionado.

Como se puede observar en la tabla anterior, la instalación constará de 2.050 módulos policristalinos de la marca Ecosolar, con 1.025 ramas en paralelo y con 2 módulos conectados en serie en cada rama. La tensión nominal de cada módulo es de 24V y la potencia nominal 250W. El coste total de los módulos fotovoltaicos es 481.750 €.

Los cálculos llevados a cabo para obtener dichos resultados se pueden ver en el apartado ANEXOS.

En relación a la distancia de separación entre los módulos, se calcula de la siguiente manera:

$$d = \frac{h}{\tan(67^\circ - \text{latitud})}$$

Ecuación 20. Distancia entre paneles.

Los parámetros son:

- d[m]: se corresponde a la distancia entre los paneles.
- h[m]: es la altura del panel. La altura se obtiene como:

$$h = a \cdot \text{sen}\beta$$

Siendo a[m] el tamaño del módulo y β [°] la inclinación.

10.5.4.4. Cálculo de los reguladores de carga de la instalación solar fotovoltaica.

En una instalación solar, el regulador de carga se suele situar en serie con los módulos fotovoltaicos, por lo que la corriente que circula es proporcionada por los paneles solares.

Se considera un margen de seguridad (MS) del 25% para no trabajar en el límite de la corriente máxima del regulador. Se obtiene como se muestra a continuación:

$$I_{\text{campo fotovoltaico}} = I_{\text{max_modulo}} \cdot n^\circ \text{ ramas}$$

Los parámetros son:

- $I_{\text{campo fotovoltaico}}$ [A]: se corresponde con la corriente de salida del campo fotovoltaico.
- $I_{\text{max_modulo}}$ [A]: es la corriente máxima que soporta cada módulo fotovoltaico.
- $n^\circ \text{ ramas} = n^\circ \text{ módulos en paralelo} = n^\circ_{\text{paralelo_panel}} = N_{\text{mp}}$

Así se obtiene la intensidad del regulador:

$$I_{\text{regulador}} \geq 1.25 \cdot I_{\text{campo fotovoltaico}}$$

Ecuación 21. Corriente del regulador.

Realizando el cálculo anterior, la intensidad del regulador es 13.346,35A (ver ANEXOS).

El número de reguladores que se instalan se calcula como:

$$n^{\circ} \text{ reguladores} \geq \frac{I_{\text{regulador}}}{I_{\text{reg}}}$$

Donde,

- $I_{\text{regulador}}$ [A]: es la intensidad del regulador que se ha calculado anteriormente.
- I_{reg} : se corresponde a la intensidad del regulador que el fabricante proporciona en el catálogo.

Teniendo en cuenta lo obtenido previamente, se ha seleccionado el siguiente regulador de carga, que se ajusta en mayor medida a los requisitos:

Características del regulador	
Fabricante	Morningstar Tristar Ts-60 60A (Fabricante Morningstar Corporation) (12 / 24 / 48 V)
Tensión nominal: V_n [V]	48
Corriente máxima: I_{max} [A]	60
Polaridad y conexiones	-
Precio regulador [€]	292,00
Número total de reguladores	223
Coste total reguladores (solar) [€]	65.116,00

Tabla 19. Regulador de carga seleccionado.

Tal y como se observa en la tabla anterior, la instalación solar consta de 223 reguladores de carga, de la marca Morningstar. Su tensión nominal es 48V y la intensidad máxima es 60A. El coste de los reguladores es de 65.116€.

En relación al número de ramas de los módulos fotovoltaicos que se conectarán a cada regulador, se calculan del siguiente modo:

$$n^{\circ} = \frac{N_{mp}}{N_{total-reguladores}} = \frac{1.025}{223} = 4,60 \rightarrow \text{es decir, } 5.$$

10.5.5. DIMENSIONAMIENTO BATERÍAS E INVERSORES.

10.5.5.1. Baterías.

Como previamente se ha realizado, el dimensionamiento de la instalación es para el mes más desfavorable, que corresponde a Marzo (apartado 10.5.1).

El consumo del mes de Marzo de la EDAR (apartado 10.3.4) es el siguiente:

Sin introducir el CS			
	Consumo diario [kW*h/día] Epot_max_diaria	nºdías/mes	Consumo mensual [kW*h/mes]
Marzo	1.952,44	31	60.525,55

Tabla 20. Consumo mes de Marzo.

Siendo la máxima energía que satisface la instalación renovable:

$$E_{\text{inst}_{\text{máxima}}} = E_{\text{pot}_{\text{max}_{\text{diaria}}}} = 1.952.436,97 \text{ [W} \cdot \text{h /día]}$$

Se aplica un margen de seguridad (CS) del 10%, de tal forma que la máxima energía diaria de la depuradora que abastece la instalación renovable corresponde a:

$$E_T = E_{\text{max}_{\text{diaria}}} = \text{CS} \cdot E_{\text{inst}_{\text{max}}} = 110\% \cdot E_{\text{inst}_{\text{max}}} = 2.147.680,67 \text{ [W} \cdot \text{h /día]}$$

$$\text{CS} = 100\% + \text{MS}$$

$$\text{MS} = 10\%$$

A continuación, del mismo modo que ya se realizó para el dimensionamiento de la instalación solar, es necesario calcular energía máxima, incluyendo las pérdidas totales propias de la instalación. Se corresponden a las mismas pérdidas que las que se aplicaron en el apartado 10.5.4.2:

- Ka: son las pérdidas debidas a la autodescarga diaria de las baterías. Su valor oscila entre 0,001 y 0,020, pero por defecto se selecciona 0,5%.
- Kb: pérdidas debidas al rendimiento de la batería. Su valor se encuentra entre 0 y 0,2, seleccionando en este caso 5%.

- Kc: son pérdidas debidas al rendimiento del inversor que se emplea. Su valor es de 0-0,4, pero por defecto se elige un valor entre 5%-20%.
- Kr: pérdidas debidas al rendimiento del regulador. Su valor es de 10%.
- Kv: son las pérdidas debidas al efecto Joule, caídas de tensión, etc. Se selecciona un valor de 10%, aunque puede oscilar entre 0 y 0,2.

El cálculo del rendimiento de la instalación híbrida es:

$$K_T = (1 - K_b - K_c - K_R - K_v) \cdot \left(1 - K_a \cdot \frac{D_{aut}}{P_d}\right)$$

Ecuación 22. Pérdidas totales de la instalación renovable.

Siendo los parámetros:

- Pd: es la profundidad de descarga de las baterías, siendo dato de catálogo proporcionado por el fabricante. Se selecciona un valor de 60% o 70% por defecto.
- Daut: se corresponde al número de días de autonomía de la instalación, teniendo en cuenta si hay baja o nula insolación. Si se da este último caso de largos períodos de días nublados, entonces se consideran 6-7 días de autonomía. En caso contrario, son 5 días de autonomía.
- Kt: son las pérdidas totales de la instalación.

Ka	0,5%
Kb	5%
Kc	10%
Kr	10%
Kv	10%
Daut	5
Pd	70%
Kt (pérdidas totales asociadas a la instalación)	0,6268

Tabla 21. Pérdidas totales de la instalación.

De este modo, la máxima energía diaria que es abastecida por la instalación es:

$$E_{\max} = \frac{E_T}{k_T} = 3.426.499,07 \text{ [W} \cdot \text{h/día]}$$

Así, el consumo total de la depuradora que abastece la instalación, incluyendo las pérdidas es:

$$C_{T_{\max}} = \frac{E_{\max}}{V_{\text{nom}}(\text{instalacion})} = \frac{3.426.499,07}{48} = 71.385,40 \text{ [A} \cdot \text{h/día]}$$

V_{nom} se corresponde a la tensión nominal de la instalación, para la cual se considera que la tensión del sistema de baterías y la tensión de la instalación solar es 48V.

		Consumo máximo diario que va a consumir la instalación	Consumo máximo diario que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)	Corriente máxima diaria que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)
meses	Einst_max [W*h/día]	E_max_diaria = CS*Einst_max [W*h/día]	E_max = E_max_diaria/Kt [W*h/día]	Ct_max =E_max/Vnom_inst [A*h/día]
Marzo	1.952.436,97	2.147.680,67	3.426.499,07	71.385,40

Tabla 22. Tabla del consumo que abastece la instalación.

El tipo de batería que se emplea habitualmente son las baterías estacionarias. Se caracterizan porque pueden permanecer largos períodos de tiempo cargadas.

Para seleccionar la batería se debe calcular su capacidad, la cual se obtiene como:

$$C_{\text{batería}} \geq \frac{C_{T_{\max}} \cdot D_{\text{autonomía}}}{P_d}$$

Ecuación 23. Capacidad de una batería.

Donde los parámetros son:

- $C_{\text{batería}}$ [A·h]: es la capacidad de la batería.
- $C_{T \text{ max}}$ [A·h /día]: se corresponde al consumo que la instalación debe abastecer.
- $D_{\text{autonomía}}$: se corresponde al número de días de autonomía de la instalación, teniendo en cuenta si hay baja o nula insolación. Si se da este último caso de largos períodos de días nublados, entonces se consideran 6-7 días de autonomía. En caso contrario, son 5 días de autonomía. Tal y como se muestra en la tabla de pérdidas, los días de autonomía son 5.
- P_d : es la profundidad de descarga de las baterías. En la tabla de pérdidas se observa que se emplea un valor del 70%.

El número de baterías en paralelo sirve para aumentar la capacidad total, manteniendo la tensión, y se obtiene como se muestra a continuación:

$$n^{\circ}_{\text{paralelo_batería}} \geq \frac{C_{\text{batería}}}{C_{\text{nominal}}}$$

Ecuación 24. Número de baterías en paralelo.

Siendo,

- $C_{\text{batería}}$: se corresponde a la capacidad de la batería, que se ha calculado previamente en la Ecuación 23.
- $C_{\text{nominal}} = C_{100}$, que es dato del fabricante.

Y por otro lado, las baterías en serie se utilizan para aumentar la tensión, manteniendo la capacidad. El número de baterías en serie se calcula como:

$$n^{\circ}_{\text{serie}_{\text{batería}}} \geq \frac{V_{\text{batería}}}{V_{\text{nominal}_{\text{batería}}}}$$

Ecuación 25. Número de baterías en serie.

Siendo,

- $V_{\text{batería}}$: es la tensión de la instalación, cuyo valor de 48V se ha justificado anteriormente en este apartado.
- $V_{\text{nominal}_{\text{batería}}}$: se corresponde a un valor de 12V.

De este modo, el número total de las baterías se obtiene como:

$$N_{\text{tb}} = N_{\text{bp}} \cdot N_{\text{bs}}$$

Ecuación 26. Número total de baterías.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y los cálculos que se han realizado para diferentes marcas y fabricantes (Ver ANEXOS), se seleccionan las baterías que se muestran a continuación:

Características de la batería					
Fabricante	Tipo	Modelo	U-POWER	estacionaria opzs (Ácido)	OPzS U-POWER C100 de 4500Ah
Capacidad nominal C_n [A*h]. Dato del fabricante.		$C_n=C(10)$			
		$C_{n_sist.fotovoltaicos}=C(100)$	4.500		
Tensión nominal de la batería: $V_{nom_batería}$ [V]			12		
Intensidad de descarga I [A]. Dato del fabricante.					
Régimen de carga/descarga					
Duración de descarga. Dato del fabricante para una duración de 10 horas C(10).					
Profundidad de descarga: Pd. Dato del fabricante (si no es dato: 60% o 70%; instalaciones fotovoltaicas hasta un 80%)				70%	
Precio batería [€]			5.690,00		
Nbp			114		
Nbs			4		
Número total de baterías			456		
Coste total baterías [€]			2.594.640,00		

Tabla 23. Baterías seleccionadas.

Así, la instalación constará de 456 baterías, correspondientes a la marca U_POWER. El valor de la tensión nominal es de 12V y su capacidad (C_{100}) de 4.500 Ah. El coste total del conjunto de baterías es 2.594.640€, que es el precio más óptimo entre todas las opciones consideradas.

Se puede observar que el coste total de las baterías resulta muy elevado, por lo que se podría considerar instalar un generador diésel, de tal forma que se consiguiera disminuir el número de baterías, y por consiguiente el coste total de las baterías. Sin embargo, un generador diésel emite CO_2 a la atmósfera, y el objetivo del proyecto es alcanzar una instalación 100% renovable con cero emisiones a la atmósfera, consiguiendo de este modo disminuir lo máximo posible el impacto medioambiental. Por este motivo, se decide no incluir un generador diésel en la instalación.

10.5.5.2. Inversores.

Los inversores se encargan de convertir la corriente continua en corriente alterna. Para su elección es necesario saber la tensión de corriente continua a la entrada del inversor, y se seleccionará el inversor que cumpla el siguiente requisito: el valor de la potencia nominal de salida debe ser inmediatamente superior al consumo de corriente alterna de la instalación.

La potencia total de la instalación es (ver apartado 10.3.3):

$P_{\text{consumo(CA)}}$ - Potencia total de los equipos instalados [W]= $\sum(n^{\circ}\text{equipos} \cdot P_{\text{equipo}})$	81.544,29
---	-----------

La potencia del inversor se obtiene de la siguiente manera:

$$P_{\text{inversor}} \geq \frac{P_{\text{consumo (CA)}}}{\eta_{\text{INV}}} = \frac{P_{\text{consumo (CA)}}}{1 - kc} = \frac{81.544,29}{1 - 0,1} = 90.604,77 \text{ W} = 90,604 \text{ kW}$$

Ecuación 27. Potencia del inversor (convertidor).

Donde los parámetros son:

- P_{inversor} : se corresponde a la potencia del inversor.
- $P_{\text{consumo (CA)}}$: es la potencia de los consumo en corriente alterna.
- η_{INV} : se corresponde al rendimiento del inversor, donde $kc = 10\%$, tal y como se especifica en el apartado 10.5.5.1.

Esta potencia es mayor que 15 kW, por lo que la instalación se alimenta en alterna trifásica (no es posible en monofásica).

Asimismo, la tensión de entrada al inversor se considera igual que la tensión de la batería, cuyo valor es 48 V. De este modo, se necesita un inversor con tensión de entrada de 48 V y tensión de salida 230 V (trifásico).

Teniendo en cuenta las especificaciones anteriores se selecciona el inversor que se muestra a continuación:

Características del inversor			
Fabricante/Tipo/Modelo	Irepsol	Senoidales con LCD y relé de Grupo	I. GMS 33/48 6000W
Potencia nominal [W]	3.300		
Potencia durante 30 minutos [VA]	-----		
Tensión nominal de entrada: $V_{n_ent}=V_{cc}$ [V]	48		
Tensión nominal de salida: $V_{n_sal}=V_{ca}=V_{rms}$ [V]	230		
Frecuencia de salida [Hz]	50		
Rendimiento del inversor: $\eta_{inv}=1-Kc$	90%		
Precio inversor [€]	1.208,00		
Nº total de inversores	28		
Precio total inversores [€]	33.824,00		

Tabla 24. Inversor seleccionado.

De este modo, la instalación constará de 28 inversores, de marca Irepsol (modelo I.GMS 33/48). El coste del conjunto de inversores es 33.824€. Se trata de la opción más óptima entre todas las posibles elecciones (ver ANEXOS).

CAPÍTULO 11- ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS Y CONCLUSIONES.

11.1. COSTES DE LA INSTALACIÓN EÓLICA.

La instalación eólica está formada por un aerogenerador de las siguientes características, tal y como se ha mostrado previamente en el apartado 10.5.3:

Características del aerogenerador	
Marca/Tipo (modelo)	Enercon
Potencia nominal [kW]	330
Tensión nominal [V]	220
Diámetro rotor (aerogenerador) [m]	33,40
Altura torre [m]	44
Precio aerogenerador [€] (estimado; no se encuentra como dato)	275.670,00
Número total de aerogeneradores	1
Coste total aerogeneradores [€]	275.670,00

Se debe tener en cuenta que la instalación debe estar prevista además del aerogenerador, por un regulador y un rectificador. Sin embargo, el regulador viene incorporado dentro del aerogenerador, tal y como especifica el catálogo del fabricante, y el rectificador se encuentra fuera del alcance de estudio ante la falta de datos. Ambas afirmaciones se han justificado en el apartado correspondiente.

Así, el coste total de la instalación eólica es:

Coste total aerogenerador [€]	275.670,00
Coste total rectificador (eólica: ca-cc) [€]	-----
COSTE TOTAL (EQUIPOS) INSTALACIÓN EÓLICA [€]	275.670,00

Tabla 25. Coste total instalación eólica.

11.2. COSTES DE LA INSTALACIÓN SOLAR.

La instalación solar fotovoltaica consta de los siguientes elementos, tal y como se ha justificado en el apartado 10.5.4:

Características del módulo			
Tipo (modelo)	Ecosolar	Poli	-----
Tensión (nominal) modulo; tensión máxima: Vmod [V]	24		
Pnominal/Pmax_salida [W]=[Wp]	250		
I _{max_módulo} [A]	10,42		
Rendimiento del módulo: $\eta_{mod}=85\%-90\%$	0,90		
Longitud del panel [mm]	1.640		
Anchura del panel [mm]	992		
Grosor del panel [mm]	40		
Precio módulo [€]	235,00		
N _{mp}	1.025		
N _{ms}	2		
Número total de módulos	2.050		
Coste total módulos fotovoltaicos [€]	481.750,00		

Características del regulador	
Fabricante	Morningstar Tristar Ts-60 60A (Fabricante Morningstar Corporation) (12 / 24 / 48 V)
Tensión nominal: Vn[V]	48
Corriente máxima: I _{max} [A]	60
Polaridad y conexiones	-
Precio regulador [€]	292,00
Número total de reguladores	223
Coste total reguladores (solar) [€]	65.116,00

De este modo, el coste total de la instalación solar es:

Coste total módulos fotovoltaicos [€]	481.750,00
Coste total reguladores (solar) [€]	65.116,00
COSTE TOTAL (EQUIPOS) INSTALACIÓN SOLAR [€]	546.866,00

Tabla 26. Coste total instalación solar.

11.3. COSTES DE BATERÍAS E INVERSORES.

Las baterías e inversores seleccionados se muestran a continuación, según los resultados mostrados en el apartado 10.5.5:

Características de la batería					
Fabricante	Tipo	Modelo	U-POWER	estacionaria opzs (Ácido)	OPzS U-POWER C100 de 4500Ah
Capacidad nominal C_n [A*h]. Dato del fabricante.		$C_n=C(10)$			
		$C_{n_sist.fotovoltaicos}=C(100)$	4.500		
Tensión nominal de la batería: $V_{nom_batería}$ [V]			12		
Intensidad de descarga I [A]. Dato del fabricante.					
Régimen de carga/descarga					
Duración de descarga. Dato del fabricante para una duración de 10 horas C(10).					
Profundidad de descarga: Pd. Dato del fabricante (si no es dato: 60% o 70%; instalaciones fotovoltaicas hasta un 80%)				70%	
Precio batería [€]			5.690,00		
Nbp			114		
Nbs			4		
Número total de baterías			456		
Coste total baterías [€]			2.594.640,00		

Características del inversor			
Fabricante/Tipo/Modelo	Irepsol	Senoidales con LCD y relé de Grupo	I. GMS 33/48 6000W
Potencia nominal [W]	3.300		
Potencia durante 30 minutos [VA]	-----		
Tensión nominal de entrada: $V_{n_ent}=V_{cc}$ [V]	48		
Tensión nominal de salida: $V_{n_sal}=V_{ca}=V_{rms}$ [V]	230		
Frecuencia de salida [Hz]	50		
Rendimiento del inversor: $\eta_{inv}=1-Kc$	90%		
Precio inversor [€]	1.208,00		
Nº total de inversores	28		
Precio total inversores [€]	33.824,00		

Así, el coste total de las baterías e inversores es:

Coste total baterías [€]	2.594.640,00
Coste total inversores [€]	33.824,00
COSTES (EQUIPOS) BATERÍAS+INVERSORES[€]	2.628.464,00

Tabla 27. Coste baterías e inversores.

11.4. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA.

El coste total de la instalación híbrida eólica-solar fotovoltaica viene dado por la instalación eólica, la instalación solar y las baterías e inversores (apartados 11.1, 11.2 y 11.3):

COSTES TOTALES [€] INSTALACIÓN DE RENOVABLES	3.451.000,00
---	---------------------

Dicho coste únicamente incluye los equipos necesarios de la instalación. No se incluye cables o soportes necesarios. Asimismo, tampoco engloba costes de ejecución de la obra y mantenimiento, compras de licencias, etc.

De este modo, el objetivo del proyecto es realizar los cálculos necesarios para conocer el coste general que implica instalar un sistema de renovables que permita abastecer de energía eléctrica a una EDAR.

El uso de un sistema de energías renovables 100% supone algunos beneficios económicos, tales como el ahorro de costes de electricidad, dado que se dispone del sistema de renovables para el propio autoabastecimiento, así como el ahorro en los costes relacionados con las emisiones de CO₂ a la atmósfera. De igual forma, se puede solicitar alguna posible ayuda por parte del Gobierno por el fomento del uso de los sistemas renovables.

Asimismo, se deben tener en cuenta otros beneficios adicionales, además de los económicos, como la protección del medioambiente, la seguridad en el suministro de energía eléctrica, dado que se disponen de baterías de almacenamiento para su utilización en las situaciones en que sean necesarias o el menor coste de servicio, puesto que tras la inversión inicial, la factura mensual se verá reducida y únicamente serán necesarias tareas de mantenimiento de la instalación.

Por tanto, se considera una inversión a largo plazo en la que se obtienen beneficios en un futuro.

Por este motivo, se lleva a cabo un estudio de rentabilidad para conocer si el proyecto es viable. Para dicho análisis es necesario disponer del presupuesto de la instalación, teniendo en cuenta sólo los costes de los equipos esenciales del sistema híbrido aislado de la red eléctrica.

El análisis se realiza para un período de 20 años, que es el tiempo que se suele emplear para determinar la rentabilidad de estas instalaciones.

$$\text{Inversión} = \text{CD} + \text{CI} = C_{\text{equipos}} = 3.451.000\text{€}$$

Ecuación 28. Inversión en la instalación híbrida.

Donde los parámetros son los siguientes:

- CD: se corresponde a los costes directos (terrenos, equipos, obra civil...).
- CI: son los costes indirectos (contingencias, supervisión e ingeniería...).

Los índices que expresan si el sistema es rentable son el VAN y el TIR:

➤ VAN (valor actual neto)

El VAN permite calcular el valor actual de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por un inversión.

Si el VAN es mayor que cero el proyecto es rentable. Por el contrario, si es menor que cero no resulta rentable, y en el caso de que sea cero, supone que el proyecto produce justo los recursos que son necesarios para que la inversión pueda ser recuperada.

➤ TIR (tasa interna de rentabilidad)

El TIR es el coste máximo de capital que la instalación puede soportar para recuperar la inversión.

Si el TIR es mayor que el interés, entonces el proyecto es rentable, ya que ese caso sucede cuando el VAN es superior a cero.

A continuación, se pueden observar los valores mencionados previamente:

invers	3.451,00000	k€
% financiado	0%	%
años	12	
interes	5,5%	%
Imp sociedades	25,0%	%
Inflación	3%	%
Increment Pool	3%	%

Producción=Pneta [MW*h] anual de 1 aerogenerador (incluye las pérdidas)	639,6237
nº aerogeneradores	1
Generación eólica [MW*h/año]	639,6237

η_{mod}	0,9
Pmod [Wp] de 1 módulo	250
HSP	3,7153
Emod [W*h/día]	835,9425
nº total de módulos	2050
Ettotal [W*h/día] de todos los módulos	1.713.682,13
Ettotal [W*h/año] de todos los módulos	625.493.976
Generación solar = Ettotal [MW*h/año] de todos los módulos	625,4939756

		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	Acum	
Gen	MWh	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	1.265,1177	
Precio Pool	€/ MWh		50,93	52,46	54,03	55,65	57,32	59,04	60,81	62,64	64,52	66,45	68,45	70,50	72,61	74,79	77,04	79,35	81,73	84,18	86,70	89,31		
Ingresos gen	k€		64,4	66,4	68,4	70,4	72,5	74,7	76,9	79,2	81,6	84,1	86,6	89,2	91,9	94,6	97,5	100,4	103,4	106,5	109,7	113,0		
Marg bruto	k€		64,4	66,4	68,4	70,4	72,5	74,7	76,9	79,2	81,6	84,1	86,6	89,2	91,9	94,6	97,5	100,4	103,4	106,5	109,7	113,0		
Amort	k€		276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.451,0
BAIT	k€		-211,6	-209,7	-207,7	-205,7	-203,6	-201,4	-199,1	-196,8	-194,5	-192,0	-189,5	-186,9	-46,2	94,6	97,5	100,4	103,4	106,5	109,7	113,0		
Res finanz	k€		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
BAT	k€		-211,6	-209,7	-207,7	-205,7	-203,6	-201,4	-199,1	-196,8	-194,5	-192,0	-189,5	-186,9	-46,2	94,6	97,5	100,4	103,4	106,5	109,7	113,0		
Impuestos	k€		-52,9	-52,4	-51,9	-51,4	-50,9	-50,3	-49,8	-49,2	-48,6	-48,0	-47,4	-46,7	-11,5	23,7	24,4	25,1	25,8	26,6	27,4	28,2		-429,9
BN	k€		-158,7	-157,3	-155,8	-154,3	-152,7	-151,0	-149,4	-147,6	-145,8	-144,0	-142,1	-140,2	-34,6	71,0	73,1	75,3	77,5	79,9	82,3	84,7		
Amort	k€		276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	276,1	138,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.451,0
Desemb	k€	3.451,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3.451,0

VAN	-210
TIR	-4,4%

Como puede observarse, el VAN que se ha obtenido es menor que cero. Por consiguiente, el sistema híbrido eólico-solar fotovoltaico no es rentable en un período de 20 años. La inversión no presenta ningún beneficio económico en dicho plazo.

NOTA: Se debe tener en cuenta que para el estudio realizado de viabilidad económica no se han considerado posibles ayudas económicas.

11.5. CONCLUSIONES.

Las conclusiones que se pueden obtener son las siguientes:

- La instalación híbrida eólica-solar fotovoltaica aislada de la red eléctrica no es rentable en un período de 20 años, tal y como se ha justificado en el anterior apartado. Este resultado debe compararse en el caso en que la EDAR estuviera en una zona cercana a un tendido eléctrico, de tal forma que únicamente fuera necesario conectarse a la red.

Por ello, dicho sistema solo sería rentable si la depuradora se encuentra totalmente aislada de la red y la única solución posible para abastecer de energía eléctrica es la instalación de energías renovables.

- El coste total de la instalación es muy elevado. El motivo principal se debe al coste de las baterías, muy superior al resto de equipos. Sin embargo, dicho dispositivo resulta fundamental para asegurar el suministro de electricidad a la EDAR en las situaciones en que sean necesarias. Como ya se ha mencionado anteriormente en el apartado 10.5.5.1, existe la posibilidad de incorporar un generador diésel, de tal forma que el número de baterías se reduce, y por consiguiente, su coste. Sin embargo, un generador diésel emite CO₂ a la atmósfera, y el objetivo del proyecto es alcanzar una instalación 100% renovable con cero emisiones a la atmósfera, consiguiendo de este modo reducir lo máximo posible el impacto medioambiental. Por este motivo, se decide no incluir un generador diésel en la instalación.

Asimismo, el coste total es elevado, dado que se debe cubrir una gran demanda eléctrica procedente de la EDAR.

- Las energías renovables suponen una gran apuesta para la generación de energía, que cada vez está teniendo un papel más fundamental en el panorama eléctrico mundial. Este hecho permite al país una mayor independencia energética, y como consecuencia una reducción de dichos costes de combustible fósil, obteniendo así, una energía más barata y sostenible a largo plazo.

El acuerdo que tuvo lugar en París en Diciembre del año 2015 (COP21), puso de manifiesto un llamamiento a todos los países para limitar las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente el CO₂. De este modo, los gobiernos tienen la obligación de preparar unos planes antes del año 2030, cuyo nombre son las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (siglas INDC en inglés). Asimismo, deben planear antes del 2050 las Estrategias de Desarrollo con Bajas Emisiones (siglas LEDES en inglés). Todo ello supone que los proyectos de energías renovables puedan instalarse en todos los países y sea un referente mundial. Tal y como se concluyó en la COP21, los países desarrollados tienen que realizar un mayor esfuerzo, dado que se han comprometido a otorgar un fondo de 100.000 millones de dólares anuales en financiamiento a partir de 2020.

De este modo, resulta necesario que los países inviertan en programa de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación) para conseguir que estas tecnologías puedan emplearse de una manera más generalizada. Es decir, se debe mejorar la eficiencia de los equipos para las instalaciones de generación de energías renovables, consiguiendo así que las inversiones en estas tecnologías presenten una mayor rentabilidad.

CAPÍTULO 12- REFERENCIAS. BIBLIOGRAFÍA

[IDAE16] Instituto para la diversificación y ahorro de energía. Atlas eólico.

[OMIE16] Operador del mercado. Precio medio anual de la electricidad en el año 2016.

[RD09] Real Decreto-Ley RDL 6/2009

[PAR10] Miguel Pareja Aparicio. “*Energía solar fotovoltaica. Nuevas energías. Cálculo de una instalación aislada*”. Segunda edición. Editorial: marcombo. Año publicación 2010.

[ZAR08] Ana Patricia Talayero Navales y Enrique Telmo Martínez (coordinadores). “*Energías renovables. Energía eólica*”. Editorial: Prensas Universitarias de Zaragoza. Año publicación 2008.

[VILL12] Miguel Villarrubia López. “*Ingeniería de la Energía Eólica. Nuevas energías*”. Editorial: marcombo. Año publicación 2012.

[MEND11] Javier María Méndez y Rafael Cuervo García. “*Energía solar fotovoltaica*”. Séptima edición. Editorial: Bureau Veritas. Año publicación: 2011.

[AMEN03] J.L Rodríguez Amenedo, J:C: Burgos Díaz y S. Arnalte Gómez. “*Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*”. Editorial: Rueda. Año publicación: 2003.

[ISLA05] Ricardo Isla de Juana. “*Proyectos de plantas de tratamientos de aguas. Aguas de Proceso, Residuales y de Refrigeración*”. Editorial: Bellisco Ediciones. Año de publicación: 2005.

CAPÍTULO 13- ANEXOS

ANEXOS

Contenido

1.	ANEXO 1- 10.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA EDAR.	3
2.	ANEXO 2- 10.3.4. CONSUMO ELÉCTRICO DIARIO, MENSUAL Y ANUAL.	19
3.	ANEXO 3- 10.4.1. MEDICIÓN DEL VIENTO.	25
4.	ANEXO 4- 10.4.2. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.	27
5.	ANEXO 5- 10.5.1. SITUACIÓN MÁS DESFAVORABLE.	31
6.	ANEXO 6-10.5.3. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN EÓLICA.	33
7.	ANEXO 7- 10.5.4. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.	41
8.	ANEXO 8- 10.5.5. DIMENSIONAMIENTO BATERÍAS E INVERSORES.	49

1. ANEXO 1- 10.2. DIMENSIONAMIENTO DE LA EDAR.

La EDAR destinada a la depuración de las aguas residuales, se diseña para una población de 6.125 habitantes. Los parámetros de partida para realizar el dimensionado de la EDAR son los siguientes:

Población (habitantes)	6.125
Concentración SS en la entrada (mg/L)	400,00
Concentración DBO en la entrada (mg/L)	330,00
Concentración SS en la salida (mg/L)	10,00
Concentración DBO en la salida (mg/L)	5,00
Relación a caudal máximo a caudal de diseño	3,75

El dimensionamiento de la EDAR se obtiene mediante cálculos complejos de los parámetros, siendo los resultados los que se muestran a continuación:

Bases de partida

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Población (habitantes)	6.125,0000
Dotación (L por habitante equivalente y día)	220,4082
Concentración SS en la entrada (mg/L)	400,0000
Concentración DBO en la entrada (mg/L)	330,0000
Concentración SS en la salida (mg/L)	10,0000
Concentración DBO en la salida (mg/L)	5,0000
Relación a caudal máximo a caudal de diseño	3,7500

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Caudal diario (m ³ /d)	1.350,0000
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Caudal máximo (m ³ /h)	210,9375
Kilos de sólidos en suspensión que entran por día	540,0000
Kilos de DBO que entran por día	445,5000
Sólidos en suspensión por habitante y día (gr/hab.día)	88,1633
DBO por habitante y día (gr/hab.día)	72,7347
Rendimiento de eliminación de sólidos en suspensión (%)	0,9750
Rendimiento de eliminación de DBO (%)	0,9848

Pozo de gruesos-PRETRATAMIENTO

PARÁMETROS DE PARTIDA

Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Caudal máximo (m ³ /h)	210,9375
Tiempo medio de residencia a caudal de diseño (minutos)	4,0000
Velocidad ascensional a caudal de diseño (m ³ /m ² .minuto)	0,5000
Relación longitud/anchura del pozo	1,0000
Metros cúbicos de arena y residuos por 1000 m ³ de agua residual a caudal de diseño	1,0000
Metros cúbicos de arena y residuos por 1000 m ³ de agua residual con tormenta	3,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO

Volumen útil (m ³)	3,7500
Superficie (m ²)	1,8750
Profundidad útil (m)	2,0000
Longitud (m)	1,3693
Anchura (m)	2,5674
Tiempo medio de residencia a caudal máximo (minutos)	1,0667
Velocidad ascensional a caudal de máximo (m ³ /m ² .minuto)	1,8750
Producción normal de arena y residuos secos (m ³ /d)	1,3500
Producción máxima de arena y residuos secos con tormenta (m ³ /h)	0,6328

Rejas de desbaste-PRETRATAMIENTO

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Caudal máximo (m ³ /h)	210,9375
Caudal mínimo (m ³ /h)	15,0000
Velocidad de paso entre barrotes a caudal de diseño con reja sucia (m/s)	0,9000
Número de líneas de desbaste	2,0000
Espesor de los barrotes (mm)	12,0000
Distancia entre barrotes (Luz) (mm)	30,0000
Resguardo del canal (m)	0,3000
Ángulo de inclinación de los barrotes (grados)	60,0000
Máxima colmatación entre dos limpiezas (%)	30,0000
Relación profundidad útil/anchura del canal	1,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Caudal de diseño por línea (m ³ /h)	28,1250
Caudal máximo por línea (m ³ /h)	105,4688
Superficie útil del canal (m ²)	0,0150
Velocidad de paso entre barrotes a caudal de diseño con reja limpia (m/s)	0,6300
Velocidad de paso entre barrotes a caudal máximo con reja limpia (m/s)	2,3625
Velocidad de paso entre barrotes a caudal máximo con reja colmatada (m/s)	3,3750
Velocidad de aproximación por el canal a caudal de diseño (m/s)	0,5196
Velocidad de aproximación por el canal a caudal mínimo (m/s)	0,1386
Anchura del canal (m)	0,1226
Profundidad útil del canal (m)	0,1226
Profundidad total del canal (m)	0,4226

Tamices-PRETRATAMIENTO

PARÁMETROS DE PARTIDA

Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Número de líneas	2,0000
Sólidos en suspensión en el agua a tratar (mg/l)	400,0000
Eliminación de sólidos en suspensión (%)	20,0000
Distancia entre barras (Luz del tamiz) (mm)	3,0000
Diámetro del tambor (m)	0,7000

RESULTADOS DE CÁLCULO

Caudal de diseño por línea (m ³ /h)	28,1250
Carga hidráulica a caudal máximo (m ³ /m ² de tambor.h)	278,9713
Longitud del tambor filtrante (m)	0,0580
Superficie del tambor filtrante (m ²)	0,1275
Diámetro del tambor filtrante (m)	0,7000
Potencia mínima del motor del tamiz (kW)	0,5500
Superficie en planta aproximada ocupada por un tamiz (m ²)	0,8027
Peso aproximado del tamiz en vacío (kg)	188,5020
Peso aproximado del tamiz funcionando (kg)	222,0989
Caudal de agua de lavado total a 4 kg/cm ² (m ³ /h)	1,1250
Potencia mínima de la bomba de lavado (kW)	0,2453
Producción de fangos en tamices (kg/d de sólidos)	108,0000
Carga hidráulica a caudal de diseño (m ³ /m ² de tambor.h)	220,5462

Desarenadores-PRETRATAMIENTO

PARÁMETROS DE PARTIDA

Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Caudal máximo (m ³ /h)	210,9375
Velocidad ascensional a caudal de diseño [m ³ /(m ² .h)]	15,0000
Velocidad de paso a caudal de diseño (m ³ /m ² .h)	50,0000
Tiempo medio de residencia a caudal de diseño (minutos)	15,0000
Número de líneas	2,0000
Metros cúbicos de aire por metro cuadrado de superficie y hora	8,0000
Metros cúbicos de arena por 1000 metros cúbicos de agua residual a caudal de diseño	0,0200
Metros cúbicos de arena por 1000 metros cúbicos de agua residual con tormenta	1,8000

RESULTADOS DE CÁLCULO

Caudal de diseño por línea (m ³ /h)	28,1250
Caudal máximo por línea (m ³ /h)	105,4688
Superficie horizontal (m ²)	1,8750
Sección transversal (m ²)	0,5625
Volumen útil unitario (m ³)	7,0313
Longitud (m)	12,5000
Profundidad útil (m)	3,7500
Anchura (m)	0,1500
Velocidad ascensional a caudal máximo (m ³ /m ² .h)	56,2500
Velocidad de paso a caudal máximo (m ³ /m ² .h)	187,5000
Tiempo medio de residencia a caudal máximo (minutos)	4,0000
Caudal total de aire necesario (m ³ /h)	30,0000
Producción normal de arena seca (m ³ /día)	0,0270
Producción normal de arena seca con tormenta (m ³ /h)	0,3797

Separadores de Aceite Tipo API-PRETRATAMIENTO**PARÁMETROS DE PARTIDA**

Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Número de líneas	2,0000
Densidad del agua a la temperatura de diseño (kg/l)	1,0000
Densidad del aceite a la temperatura de diseño (kg/l)	0,8600
Viscosidad del agua a la temperatura de diseño (cp)	0,6500
Relación profundidad anchura	0,5000
Diámetro mínimo de las partículas a separar (cm)	0,0150

RESULTADOS DE CÁLCULO

Caudal de diseño unitario (m ³ /h)	28,1250
Velocidad ascensional del aceite (m/h)	9,4976
Velocidad transversal del agua (m/h)	54,8647
Factor de turbulencia y cortocircuito	1,3745
Anchura del API (m)	1,0125
Profundidad útil del API (m)	0,5063
Longitud del API sin entradas y salidas (m)	4,0198

Coagulación Floculación-Eliminación de Fósforo-TRATAMIENTO PRIMARIO**PARÁMETROS DE PARTIDA**

Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Caudal máximo (m ³ /h)	210,9375
Dosis de coagulante (mg/l)	20,0000
Concentración del reactivo comercial (kg/ton)	400,0000
Densidad del reactivo comercial (kg/l)	1,4170
Autonomía de almacenamiento (días)	15,0000
Concentración de dosificación (kg/ton) (Reactivo diluido)	50,0000
Horas de dosificación al día	24,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO

Consumo de reactivo puro a caudal de diseño (kg/h)	1,1250
Consumo de reactivo comercial a caudal de diseño (kg/h)	2,8125
Consumo de reactivo comercial a caudal de diseño (l/h)	1,9848
Consumo de reactivo diluido a caudal de diseño (kg/h)	22,5000
Consumo aproximado de reactivo diluido a caudal de diseño (l/h)	21,6723
Densidad aproximada del reactivo diluido (kg/l)	1,0382
Consumo de reactivo puro a caudal máximo (kg/h)	4,2188
Consumo de reactivo comercial a caudal máximo (kg/h)	10,5469
Consumo de reactivo comercial a caudal máximo (l/h)	7,4431
Consumo de reactivo diluido a caudal máximo (kg/h)	84,3750
Consumo aproximado de reactivo diluido a caudal máximo (l/h)	81,2712
Cantidad a almacenar de reactivo comercial (ton)	1,0125

Disificación de Nutrientes-TRATAMIENTO SECUNDARIO

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Caudal máximo (m ³ /h)	210,9375
Concentración de DBO en el influente (mg/l)	210,0000
Concentración de DBO en el efluente (mg/l)	25,0000
Concentración de nitrógeno (N) utilizable en el influente (mg/l)	5,0000
Concentración de fósforo (P) utilizable en el influente (mg/l)	1,0000
Kilos de nitrógeno (N) necesarios por 100 kilos de DBO a eliminar	5,0000
Kilos de fósforo (P) necesarios por 100 kilos de DBO a eliminar	1,0000
Concentración de disolución de fosfato diamónico (kg/ton)	20,0000
Concentración de disolución de urea (kg/ton)	30,0000
Autonomía de almacenamiento (días)	15,0000
Horas de dosificación al día	24,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
DBO eliminada a caudal de diseño (kg/h)	10,4063
Nitrógeno (N) necesario a caudal de diseño (kg/h)	0,5203
Fósforo (P) necesario a caudal de diseño (kg/h)	0,1041
Nitrógeno (N) que es necesario añadir a caudal de diseño (kg/h)	0,2391
Fósforo (P) que es necesario añadir a caudal de diseño (kg/h)	0,0478
Fosfato diamónico (PO ₄ H(NH ₄) ₂) necesario a caudal de diseño (kg/h)	0,2037
Urea (CO(NH ₂) ₂) necesaria a caudal de diseño (kg/h)	0,4197
Caudal a dosificar de disolución de fosfato diamónico a caudal de diseño (l/h)	10,1860
Caudal a dosificar de disolución de urea a caudal de diseño (l/h)	13,9886
Caudal total a dosificar a caudal de diseño (l/h)	24,1746
DBO eliminada a caudal máximo (kg/h)	39,0234
Nitrógeno (N) necesario a caudal máximo (kg/h)	1,9512
Fósforo (P) necesario a caudal máximo (kg/h)	0,3902
Nitrógeno (N) que es necesario añadir a caudal máximo (kg/h)	0,8965
Fósforo (P) que es necesario añadir a caudal máximo (kg/h)	0,1793
Fosfato diamónico (PO ₄ H(NH ₄) ₂) necesario a caudal máximo (kg/h)	0,7639
Urea (CO(NH ₂) ₂) necesaria a caudal máximo (kg/h)	1,5737
Caudal a dosificar de disolución de fosfato diamónico a caudal máximo (l/h)	38,1974
Caudal a dosificar de disolución de urea a caudal máximo (l/h)	52,4573
Caudal total a dosificar a caudal máximo (l/h)	90,6547
Cantidad a almacenar de fosfato diamónico (ton)	0,0733
Cantidad a almacenar de urea (ton)	0,1511

Nitrificación Desnitrificación-PROCESOS PARA ELIMINACIÓN DE NUTRIENTES DEL AGUA	
DIMENSIONAMIENTO DE LA Balsa de Nitrificación	
PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Número de líneas	2,0000
Concentración de TKN en la entrada del biológico (mg/l)	35,0000
Concentración de TKN en la salida del biológico (mg/l)	10,0000
Concentración de DBO en la entrada del biológico (mg/l)	210,0000
Sólidos en suspensión en balsa (MLSS) (mg/l)	3.000,0000
Concentración SS en la recirculación (mg/L)	8.000,0000
Profundidad útil (m)	4,0000
Relación longitud /anchura de la balsa	1,0000
Temperatura de diseño del licor mixto (°C)	23,5900
Concentración de oxígeno a mantener en el licor mixto (mg/l)	2,0000
pH de diseño	7,2000
Coefficiente de producción máxima de bacterias (kg MLVSS/kg DBO)	0,6500
Coefficiente de descomposición celular (kg/kg.d)	0,0500

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Rendimiento de eliminación de TKN (%)	71,4286
Kilos de TKN alimentados por día al biológico	47,2500
Kilos de DBOalimentados por día al biológico	283,5000
Coefficiente de producción de nitrosomonas (kg/kg.d)	0,5342
Tiempo de residencia celular mínimo (edad del fango) (d)	1,8719
Tiempo de residencia celular diseño (edad del fango) (d)	5,6156
Relación alimento/microorganismos ((kg DBO /d)/(kg MLVSS))	0,3509
TKN influente descontado el que se incorpora al fango (mg/l)	28,0726
DBO soluble en efluente (mg/l)	2,4600
Volumen total útil de balsa/s de nitrificación (m ³)	332,7041
Volumen unitario útil por balsa (m ³)	166,3520
Superficie unitaria de cada balsa (m ²)	41,5880
Anchura de cada balsa (m)	6,4489
Longitud de cada balsa (m)	6,4489
Tiempo de retención hidráulico a caudal de diseño (h)	5,9147
Carga volumétrica a caudal de diseño (kg de DBO/m ³ .d)	0,8521
Caudal teórico de recirculación (m ³ /h)	33,7500
Caudal de recirculación recomendado (m ³ /h)	56,2500
Producción de fangos en exceso (kg/d de SS a purgar)	7.380,5137
Caudal de fangos en exceso a purgar de la recirculación (m ³ /h)	38,4402
Caudal de fangos en exceso a purgar del licor mixto (m ³ /h)	102,5071
Kilos de MLSS en balsas de nitrificación	998,1122
Relación alimento/microorganismos ((kg DBO /d)/(kg MLSS))	0,2840

Relación alimento/microorganismos ((kg TKN /d)/(kg MLSS))	0,0473
--	--------

NECESIDADES DE OXÍGENO PARA NITRIFICACIÓN

PARÁMETROS DE PARTIDA

Coeficiente de síntesis celular	0,5300
Coeficiente de respiración celular	0,1100
Coeficiente de puntas de caudal y contaminación	1,8000
Concentración de saturación de O2 a la temperatura del licor mixto (mg/l)	9,2000
Coeficiente impurezas	0,9200
Coeficiente de temperatura	1,0250
Presión atmosférica a la altitud de la depuradora (mm Hg)	740,0000
Coeficiente de intercambio entre licor mixto y agua pura (turbinas)	0,9000
Coeficiente de intercambio entre licor mixto y agua pura (difusores)	0,6300

RESULTADOS DE CÁLCULO

Oxígeno teórico requerido para síntesis celular (kg/h)	3,3016
Oxígeno teórico requerido para respiración celular (kg/h)	4,5747
Oxígeno teórico requerido para nitrificación (kg/h)	4,3713
Oxígeno teórico medio requerido (kg/d)	293,9414
Oxígeno teórico requerido en condiciones punta (kg/h)	18,3859
Oxígeno real requerido en condiciones medias de operación (kg/d)(turbinas)	439,1536
Oxígeno real requerido en condiciones punta de operación (kg/h)(turbinas)	27,4688
Oxígeno real requerido en condiciones medias de operación (kg/d)(difusores)	627,3622
Oxígeno real requerido en condiciones punta de operación (kg/h)(difusores)	39,2411

EQUIPOS DE AIREACIÓN PARA NITRIFICACIÓN

PARÁMETROS DE PARTIDA

Capacidad específica de oxigenación de las turbinas (kgO2/kWh)	1,9000
Rendimiento del motor-reductor de la turbina (%)	90,0000
Rendimiento del motor-reductor de la soplante (%)	90,0000
Número total de turbinas	2,0000
Coeficiente de transferencia para difusores	0,1000

RESULTADOS DE CÁLCULO

Potencia total requerida de las turbinas (CV)	21,8256
Potencia unitaria mínima requerida por turbina (CV)	10,9128
Potencia mínima de agitación (W/m ³) (turbinas)	16,9649
Potencia de agitación instalada (W/m ³) (turbinas)	48,2820
Caudal punta de aire con difusores (Nm ³ /h)	1.360,7629
Potencia total requerida por las soplantes (CV)	49,7007

DIMENSIONAMIENTO DE Balsa Anóxica Previa

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Número de líneas	2,0000
Concentración de NO ₃ -N en salida de balsa anóxica previa (mg/l)	2,7000
Concentración de SS en entrada al biológico con el agua a tratar (mg/l)	45,0000
Porcentaje de recirculación del licor mixto (%)	400,0000
Profundidad útil (m)	3,0000
Relación longitud/anchura de la balsa	1,0000
Coefficiente de producción máxima de bacterias (kg MLVSS/kg NO ₃ -N)	0,8000
Coefficiente de decomposición celular (kg/kg.d)	0,0400
Concentración de NO ₃ -N en entrada al biológico con el agua a tratar (mg/l)	5,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Kilos de NO ₃ -N alimentados por día a balsa anóxica previa	27,7362
Concentración de NO ₃ -N en entrada de balsa anóxica previa (mg/l)	20,5453
Coefficiente de producción de pseudomonas etc. (kg/kg.d)	0,0279
Tiempo de residencia celular mínimo (edad del fango) (d)	35,8148
Tiempo de residencia celular diseño (edad del fango) (d)	71,6296
Relación alimento/microorganismos método americano	0,0675
Volumen total útil de balsa/s anóxicas previas (m ³)	148,8194
Volumen unitario útil por balsa (m ³)	74,4097
Superficie unitaria de cada balsa (m ²)	24,8032
Anchura de cada balsa (m)	4,9803
Longitud de cada balsa (m)	4,9803
Tiempo de retención hidráulico a caudal de diseño (h)	2,6457
Carga volumétrica a caudal de diseño (kg de NO ₃ -N/m ³ .d)	0,1864
Kilos de MLSS en balsas anóxicas previas	446,4581
Relación alimento/microorganismos (kg NO ₃ -N/d/kg MLSS)	0,0621
Rendimiento de eliminación de NO ₃ -N en balsa anóxica previa (%)	86,3948

DIMENSIONAMIENTO DE Balsa Anóxica Posterior

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Número de líneas	2,0000
Concentración de NO ₃ -N en salida de balsa anóxica posterior (mg/l)	1,2000
Profundidad útil (m)	3,0000
Relación longitud/anchura de la balsa	1,0000
Coefficiente de producción máxima de bacterias (kg MLVSS/kg NO ₃ -N)	0,8000
Coefficiente de decomposición celular (kg/kg.d)	0,0400

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Kilos de NO ₃ -N alimentados por día a balsa anóxica posterior	8,9468
Concentración de NO ₃ -N en entrada de balsa anóxica posterior (mg/l)	6,6272
Coefficiente de producción de pseudomonas etc. (kg/kg.d)	0,0149
Tiempo de residencia celular mínimo (edad del fango) (d)	66,9028
Tiempo de residencia celular diseño (edad del fango) (d)	133,8055
Relación alimento/microorganismos método americano	0,0593
Volumen total útil de balsa/s anóxicas posteriores (m ³)	51,4447
Volumen unitario útil por balsa (m ³)	25,7223
Superficie unitaria de cada balsa (m ²)	8,5741
Anchura de cada balsa (m)	2,9282
Longitud de cada balsa (m)	2,9282
Tiempo de retención hidráulico a caudal de diseño (h)	0,9146
Carga volumétrica a caudal de diseño (kg de NO ₃ -N/m ³ .d)	0,1739
Kilos de MLSS en balsas anóxicas posteriores	154,3340
Relación alimento/microorganismos (kg NO ₃ -N/d/kg MLSS)	0,0580
Rendimiento de eliminación de NO ₃ -N en balsa anóxica posterior (%)	79,7545

DIMENSIONAMIENTO DE LA Balsa DE REAIREACIÓN FINAL

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal de diseño (m ³ /h)	56,2500
Número de líneas	2,0000
Tiempo de retención hidráulico a caudal de diseño (h)	0,5000
Profundidad útil (m)	3,0000
Relación longitud/anchura de la balsa	1,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Volumen total útil de balsa/s de reaireación final (m ³)	28,1250
Volumen unitario útil por balsa (m ³)	14,0625
Superficie unitaria de cada balsa (m ²)	4,6875
Anchura de cada balsa (m)	2,1651
Longitud de cada balsa (m)	2,1651
Kilos de MLSS en balsas de reaireación final	84,3750

NECESIDADES DE OXÍGENO Y EQUIPOS DE AIREACIÓN PARA BALSAS DE REAIREACIÓN

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Coefficiente de seguridad	2,0000
Número total de turbinas	2,0000
Coefficiente de transferencia para difusores	0,1000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Oxígeno teórico requerido (kg/h)	0,7734
Oxígeno real requerido (kg/h)(turbinas)	1,1555
Oxígeno real requerido (kg/h)(difusores)	1,6508
Potencia total requerida de las turbinas (CV)	0,9181
Potencia unitaria mínima requerida por turbina (CV)	0,4591
Potencia mínima de agitación necesaria (W/m ³) (turbinas)	16,9649
Potencia de agitación instalada (W/m ³) (turbinas)	24,0266
Caudal de aire con difusores (Nm ³ /h)	57,2432
Potencia total requerida por las soplantes (CV)	1,7556

Espeamiento por Flotación-PROCESOS PARA EL TRATAMIENTO DEL FANGO

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Carga de sólidos (kg/m ² .h)	3,0000
Tiempo de residencia hidráulico (h)	4,5000
Número de unidades	1,0000
Concentración de salida de los fangos espesados (kg/m ³)	30,0000
Sólidos contenidos en los fangos biológicos (kg/d)	4.000,0000
Concentración de los fangos biológicos (kg/l)	8.000,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Caudal de fangos biológicos (m ³ /h)	20,8333
Superficie unitaria del espesador (m ²)	55,5556
Diámetro interno (m)	8,4104
Volumen cilíndrico útil unitario (m ³)	93,7500
Profundidad cilíndrica útil (m)	1,6875
Caudal de salida de fangos (m ³ /h)	5,5556
Velocidad ascensional sin recirculación (m ³ /m ² .h)	0,3750
Necesidades de aire para presurización (m ³ /h)	8,3195
Caudal de recirculación mínimo (m ³ /h)	41,6667

Centrífugas-PROCESOS PARA EL TRATAMIENTO DEL FANGO

PARÁMETROS DE PARTIDA	
Caudal medio de fangos a filtrar (m ³ /d)	35,0000
Días de funcionamiento por semana	7,0000
Horas de funcionamiento por día	24,0000
Número de centrífugas	1,0000
Concentración de sólidos en el fango alimentado (kg/m ³)	15,0000
Concentración de sólidos en el fango deshidratado (kg/m ³)	220,0000
Densidad de los sólidos contenidos en el fango (kg/l)	1,2000
Capacidad específica de la centrífuga	65,0000
Relación longitud/diámetro del rotor (bowl)	3,0000
Dosis de polielectrolito (kg/tonelada de materia seca)	5,0000

RESULTADOS DE CÁLCULO	
Caudal de fango a filtrar por hora laborable (m ³ /h)	1,4583
Caudal de fangos alimentado por centrifuga (m ³ /h laborable)	1,4583
Sólidos alimentados por centrifuga (kg/h laborable)	21,8750
Caudal másico de fangos alimentado por centrifuga (Ton/h laborable)	1,4620
Densidad del fango alimentado a la centrifuga (kg/l)	1,0025
Densidad del fango deshidratado (kg/l)	1,0367
Volumen de fango deshidratado por hora laborable (m ³ /h)	0,0994
Volumen de fango deshidratado semanal (m ³ /semana)	16,7045
Diámetro del rotor (bowl) (m)	0,2222
Longitud del rotor (bowl) (m)	0,6665
Potencia unitaria aproximada del motor (CV)	3,3654
Consumo de polielectrolito por centrifuga (kg/h laborable)	0,1094
Consumo de polielectrolito por centrifuga (kg/semana)	18,3750

2. ANEXO 2- 10.3.4. CONSUMO ELÉCTRICO DIARIO, MENSUAL Y ANUAL.

El cálculo de la demanda eléctrica se realiza teniendo en cuenta las potencias de los motores, bombas y turbinas de la EDAR, además de la iluminación del recinto.

El consumo eléctrico diario, mensual y anual de la instalación se calcula según el número de elementos de cada equipo, su potencia nominal y las horas de uso al día de cada equipo.

Con los parámetros que me muestran a continuación se explicarán los cálculos llevados a cabo para la obtención del consumo eléctrico [kWh/día] de cada equipo:

n° elementos: número de equipos del mismo tipo.

P [W]: potencia nominal del equipo.

T uso [h/día]: tiempo de uso del equipo al día.

Se debe tener en cuenta, que las potencias obtenidas en el dimensionamiento de la EDAR vienen dadas en unidades de W, kW o CV, por lo que es necesaria su conversión en los casos en que sea necesario:

$$1W = 736CV$$

➤ **Potencia nominal [W]:**

- Motor del tamiz

$$P[W] = P_{tamiz}[kW] \cdot 1000$$

- Bomba de lavado (Tamiz)

$$P[W] = P_{bomba}[kW] \cdot 1000$$

- Turbina (Equipo aireación nitrificación)

$$P[W] = P_{turbina}[CV] \cdot 736$$

- Turbina (Equipo aireación nitrificación)

$$P[W] = P_{mín\ agitación}[W/m^3] \cdot V_{útil\ balsa\ nitr}[m^3]$$

- Turbina (Equipo aireación nitrificación)

$$P[W] = P_{agitación\ instalada}[W/m^3] \cdot V_{\acute{u}til\ balsa\ nitr}[m^3]$$

- Soplantes (Equipo aireación nitrificación)

$$P[W] = P_{soplantes}[CV] \cdot 736$$

- Turbina (Balsa reaireación)

$$P[W] = P_{turbina}[CV] \cdot 736$$

- Turbina (Balsa reaireación)

$$P[W] = P_{mín\ agitación}[W/m^3] \cdot V_{\acute{u}til\ por\ balsa\ reair}[m^3]$$

- Turbina (Balsa reaireación)

$$P[W] = P_{agitación\ instalada}[W/m^3] \cdot V_{\acute{u}til\ por\ balsa\ reair}[m^3]$$

- Soplantes (Balsa reaireación)

$$P[W] = P_{soplantes}[CV] \cdot 736$$

- Motor (Centrífuga)

$$P[W] = P_{motor}[CV] \cdot 736$$

➤ **Consumo [kW·h/día]**

- Iluminación

El régimen de funcionamiento se ha determinado de la siguiente manera: se supone que de 0 a 8 horas se considera un 20% de nivel de funcionamiento. Entre las 8 y 18 horas se ha supuesto el 35 %, dado que hay luz ambiental, pero se necesita iluminación en los espacios cerrados de la EDAR. Y de 18 a 24 horas hay poca luz natural, por lo que se considera un 45%, necesario para las horas de trabajo de los empleados de la EDAR e iluminación del recinto.

Así, el consumo de iluminación se calcula como:

$$\begin{aligned}
C_{iluminación} &= n^{\circ} \text{ elementos} \cdot P [W] \cdot T \text{ uso} \left[\frac{h}{\text{día}} \right] / 1000 \\
&= n^{\circ} \text{ elementos} \cdot P [W] \\
&\cdot \left[\sum \left(n^{\circ} \text{ horas} \frac{\text{uso}}{\text{día}} \cdot \text{factor utilización} \right) \right] \\
&\cdot \text{Factor corrección} / 1000 \\
&= n^{\circ} \text{ elementos} \cdot P [W] \cdot (8h \cdot 20 \% + 10h \cdot 35 \% + 6h \cdot 45 \%) \\
&\cdot 1.1 / 1000
\end{aligned}$$

- Equipos

El consumo de todos los demás equipos se calcula como:

$$C = n^{\circ} \text{ elementos} \cdot P [W] \cdot T \text{ uso} [h/\text{día}] / 1000$$

DESCRIPCIÓN DE LOS CONSUMOS CONSIDERADOS PARA EL CÁLCULO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

Como es un sistema aislado, tengo que dimensionar para cubrir el 100% de la demanda eléctrica.

Campos a rellenar

CONSUMO EDAR

Iluminación EDAR				
Nivel de funcionamiento	de 0 a 8h	8	h	20%
	de 8 a 18h	10	h	35%
	de 18 a 24h	6	h	45%
Factor de corrección (otros equipos)			10%	1,10

Equipo	nº elementos (cantidad)	Potencia nominal [W]	Tiempo de uso [horas/día]	kW*h/día	Potencia total de los equipos [kW]
Potencia mínima del motor del tamiz (kW)	1	550	24,0	13,2	0,550
Potencia mínima de la bomba de lavado (kW) (Tamiz)	1	245	24,0	5,9	0,245
Potencia unitaria mínima requerida por turbina (CV) (Eq Air Nitr)	2	8.032	24,0	385,5	16,064
Potencia mínima de agitación (W/m ³) (turbinas)(Eq Air Nitr)	1	5.644	24,0	135,5	5,644
Potencia de agitación instalada (W/m ³) (turbinas)(Eq Air Nitr)	1	16.064	24,0	385,5	16,064
Iluminación (puntos de luz) instalación-Incluída Oficina	20	15	8,58	2,57	0,300
Potencia total requerida por las soplantes (CV)(Eq Air Nitr)	1	36.580	24,0	877,9	36,580
Potencia unitaria mínima requerida por turbina (CV) (Balsa Reaireación)	2	338	24,0	16,2	0,676
Potencia mínima de agitación necesaria (W/m ³) (turbinas) (Balsa Reaireación)	1	477	24,0	11,5	0,477
Potencia de agitación instalada (W/m ³) (turbinas) (Balsa Reaireación)	1	676	24,0	16,2	0,676
Potencia total requerida por las soplantes (CV)(Balsa Reaireación)	1	1.292	24,0	31,0	1,292
Potencia unitaria aproximada del motor (CV) (Centrífuga)	1	2.477	24,0	59,45	2,477
Potencia bomba del tornillo de Arquímedes	1	500	24,0	12,00	0,500
				suma [kW*h/día] 1.952,44	81,544
				suma*cs [kW*h/día] 2.147,68	

Sin introducir CS			
	Consumo diario [kW*h/día] Epot_max_diaria	nºdías/mes	Consumo mensual [kW*h/mes]
Enero	1.952,44	31	60.525,55
Febrero	1.952,44	28	54.668,24
Marzo	1.952,44	31	60.525,55
Abril	1.952,44	30	58.573,11
Mayo	1.952,44	31	60.525,55
Junio	1.952,44	30	58.573,11
Julio	1.952,44	31	60.525,55
Agosto	1.952,44	31	60.525,55
Septiembre	1.952,44	30	58.573,11
Octubre	1.952,44	31	60.525,55
Noviembre	1.952,44	30	58.573,11
Diciembre	1.952,44	31	60.525,55
			712.639,49
			783.903,44

Consumo total anual [kW*h]

Introduciendo CS			
	Consumo diario [kW*h/día] Epot_max_diaria	nºdías/mes	Consumo mensual [kW*h/mes]
Enero	2.147,68	31	66.578,10
Febrero	2.147,68	28	60.135,06
Marzo	2.147,68	31	66.578,10
Abril	2.147,68	30	64.430,42
Mayo	2.147,68	31	66.578,10
Junio	2.147,68	30	64.430,42
Julio	2.147,68	31	66.578,10
Agosto	2.147,68	31	66.578,10
Septiembre	2.147,68	30	64.430,42
Octubre	2.147,68	31	66.578,10
Noviembre	2.147,68	30	64.430,42
Diciembre	2.147,68	31	66.578,10
			783.903,44
			712.639,49

Consumo total anual [kW*h]* CS
(CS=110%)

Potencia total de los equipos instalados [KW]	81,544
--	---------------

3. ANEXO 3- 10.4.1. MEDICIÓN DEL VIENTO.

CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN EÓLICA

Campos a rellenar

z (altura anemómetro torre meteorológica) [m] (medida de v)	80,00
z aerogenerador (altura aerogenerador) [m]	44,00
Diámetro aerogenerador D [m]	33,40
Potencia nominal aerogenerador: Pn [kW]	330,00

Caraterísticas del aeogenerador	
Marca (modelo)	Enercon
Potencia nominal [kW]	330,00
Tensión nominal [V]	220,00
Diámetro rotor (aerogenerador) [m]	33,40
Altura torre [m]	44,00
Precio aerogenerador [€] (estimado; no se encuentra como dato)	275.670,00

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	Media
Velocidad media [m/s], (en z)	2,2310	10,8400	11,7900	8,4100	8,3178
sigma (desviación típica)	-----	-----	-----	-----	-----
Weibull c [m/s],(en z)	9,6800	2,7380	12,0300	7,6700	8,0295
Weibull k (en z)	10,4800	10,5100	3,1500	9,4400	8,3950
Velocidad media [m/s], (en z aerogenerador)	1,7921	9,6404	10,5422	7,3581	7,2722
alfa	0,3664	0,1962	0,1871	0,2235	0,2247
Weibull c [m/s], (en z aerogenerador)	8,5463	2,2285	10,7707	6,6710	7,0043
beta	0,2084	0,3444	0,1850	0,2334	0,2285
Weibull k (en z aerogenerador)	9,8460	9,8742	2,9594	8,8689	7,8871

4. ANEXO 4- 10.4.2. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.

CÁLCULOS DE LA RADIACIÓN SOLAR (EMPLAZAMIENTO)

Campos a rellenar

Tinajo (Las Palmas, Canarias)

		Entero más próximo observando tablas radiación	
Altitud [m]	275,00	-----	LATITUD: 29,0233N = 29,0233° LONGITUD: 13,4051W = -13,4051°
Latitud [°]	29,0233	29,00	
Temperatura mínima histórica [°C]	6,00	-----	

Orientación e inclinación de las placas

Orientación α [°]	0,00	módulos orientados al sur, utilización todo el año	
Inclinación óptima β_{opt} [°]	23,73	→ Observando en tablas de radiación, observo que el entero "más próximo" es: →	25,00

Como está a la mitad de 20 y 25, elijo el superior, ya que se aproxima un poco más a la latitud del emplazamiento. NOTA: para un uso anual se suele tender a escoger un valor aproximado a la latitud, para que haya una mejor captación en invierno respecto al verano.

Tablas Radiación (Fuente: IDAE)

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Año
Temperatura ambiente media durante las horas de sol [°C]	20,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00	25,00	26,00	25,00	23,00	21,00	22,90
Energía [MJ] que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes. Irradiación H [MJ/m²]	11,20	14,20	17,80	19,60	21,70	22,50	24,30	21,90	19,80	15,10	12,30	10,70	17,60
Factor de corrección k para superficies inclinadas. K (coeficiente corrector por inclinación del panel FV). Representa el cociente entre la energía total incidente en un día sobre una superficie orientada hacia el Ecuador e inclinada un determinado ángulo, y otra horizontal. Para: Latitud= 29º , Inclinación (óptima)=25º	1,21	1,15	1,08	1,01	0,95	0,93	0,95	1,01	1,10	1,20	1,26	1,25	-
H' [MJ/m²] (valor corregido de irradiación por inclinación)= K*H	13,5520	16,3300	19,2240	19,7960	20,6150	20,9250	23,0850	22,1190	21,7800	18,1200	15,4980	13,3750	

Marco (en rojo) los 2 meses más desfavorables (donde hay menos)

H' [MJ/m²] (valor corregido de irradiación por inclinación)= K*H (del mes más desfavorable, cuando se recibe menor irradiación)	13,3750	
K' (coeficiente corrector por efectos atmosféricos)= 0,75-1,20 en función de la zona	1	normalmente soleado
K'' (coeficiente corrector por desviación del panel respecto al sur geográfico) K''=1,14-0,085*α (para 20°<α<70°)	1	módulo orientado al sur

HSP [h] MES MÁS DESFAVORABLE (horas solares pico)	3,7153
--	---------------

1kW*h=3,6 MJ

del mes más desfavorable (cuando se recibe menor irradiación H'→menos HSP). Su valor puede variar desde 3 a 7 horas diarias, dependiendo del mes y lugar de la instalación.

Eproducida [W*h] = HSP[h] (Emódulo)	3,7153
--	---------------

Energía producida por Wp (vatio pico) instalado del mes más desfavorable (cuando se recibe menor irradiación H'). Su valor puede variar desde 3 a 7 horas diarias, dependiendo del mes y lugar de la instalación. Eproducida gracias a la irradiación.

H' [MJ/m²] (valor corregido de irradiación por inclinación)= K*H (del mes más desfavorable, cuando se recibe menor irradiación)	13,5520	16,3300	19,2240	19,7960	20,6150	20,9250	23,0850	22,1190	21,7800	18,1200	15,4980	13,3750
K' (coeficiente corrector por efectos atmosféricos)= 0,75-1,20 en función de la zona	1	normalmente soleado										
K'' (coeficiente corrector por desviación del panel respecto al sur geográfico) K''=1,14-0,085*α (para 20°<α<70°)	1	módulo orientado al sur										
HSP [h] (horas solares pico)	3,7644	4,5361	5,3400	5,4989	5,7264	5,8125	6,4125	6,1442	6,0500	5,0333	4,3050	3,7153
Eproducida [W*h] = HSP[h] ; (Emódulo)	3,7644	4,5361	5,3400	5,4989	5,7264	5,8125	6,4125	6,1442	6,0500	5,0333	4,3050	3,7153

5. ANEXO 5- 10.5.1. SITUACIÓN MÁS DESFAVORABLE.

	Invierno		Primavera			Verano			Otoño			Invierno
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Eólica: Velocidad del viento [m/s] (en z del aerogenerador)	7,36	7,36	1,79	1,79	1,79	9,64	9,64	9,64	10,54	10,54	10,54	7,36
Solar: Irradiación corregida [MJ/m ² ; H'	13,552	16,33	19,224	19,796	20,615	20,925	23,085	22,119	21,78	18,12	15,498	13,375
Consumo mensual [kW*h/mes]; (introduciendo el CS)	66.578,10	60.135,06	66.578,10	64.430,42	66.578,10	64.430,42	66.578,10	66.578,10	64.430,42	66.578,10	64.430,42	66.578,10

Marco (en rojo) los meses más desfavorables (donde hay menos viento); Marco (en verde) los meses más favorables (donde hay más viento)

Marco (en rojo) los 2 meses más desfavorables (donde hay menos irradiación); Marco (en verde) los 2 meses más favorables (donde hay más irradiación)

Marco (en rojo) los meses más desfavorables (donde hay más consumo); Marco (en verde) los meses más favorables (donde hay menos consumo)

El mes más desfavorable es Marzo ya que hay menos viento (aunque la irradiación es mayor, el consumo es el mayor); aunque en invierno hay menos irradiación, el viento es mucho mayor.

Cociente: Consumo/(eólica*solar)	667,67	500,47	1.932,54	1.816,17	1.802,15	319,40	299,16	312,23	280,61	348,53	394,35	676,51
-------------------------------------	--------	--------	-----------------	----------	----------	--------	--------	--------	--------	--------	--------	---------------

Mes más desfavorable:
mayor consumo,
menor viento,
menor irradiación
(cociente mayor);

6. ANEXO 6-10.5.3. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN EÓLICA.

Consultar catálogos aerogeneradores marca Enercon.

Página web: www.enercon.de

CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN EÓLICA+COSTES

Campos a rellenar

POTENCIA EXTRAÍDA CON EL AEROGENERADOR

Vmedia [m/s], (en z)		8,3178	Se trabaja con la Vmedia
sigma(desviación típica)		-----	
z[m], (medida de v)		80,0000	
parámetros de Weibull	c [m/s],(en z)	8,0295	
	k (en z)	8,3950	
Vmedia [m/s], (en z aerogenerador)		7,2722	Ver hoja dim.eólica 1
Altura aerogenerador z aerogenerador [m]		44,0000	
parámetros de Weibull	c [m/s],(en z aerogenerador)	7,0043	
	k (en z aerogenerador)	7,8871	

densidad del aire [kg/m³]

1,2250

Temperatura y presión cerca de la altura del buje.

hago discretas las variables		catálogo	función de probabilidad		catálogo	[kW]	[kW]	catálogo (dato Cp) [kW]	catálogo (dato Paero) [kW]	[kW]	[kW]	catálogo (dato Cp) [kW]	catálogo (dato Paero) [kW]
Rango viento		v [m/s]	p(v)	p ac(v)	cp	P disponible	P Betz	P aero	Paero	Pdisp x p	PBetz x p	Paero x p	Paero x p
0	0,5	0	0,0000	0,0000		0,0000	0,0000	0	0,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
0,5	1,5	1	0,0000	0,0000		0,5366	0,3180	0	0,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
1,5	2,5	2	0,0003	0,0003		4,2932	2,5441	0	0,000	0,0012	0,0007	0,0000	0,0000
2,5	3,5	3	0,0039	0,0042		14,4895	8,5864	0	5,000	0,0565	0,0335	0,0000	0,0195
3,5	4,5	4	0,0259	0,0301		34,3454	20,3528	0	13,700	0,8881	0,5263	0,0000	0,3543
4,5	5,5	5	0,1080	0,1380		67,0809	39,7516	0	30,000	7,2438	4,2926	0,0000	3,2396
5,5	6,5	6	0,2877	0,4258		115,9158	68,6908	0	55,000	33,3523	19,7643	0,0000	15,8251
6,5	7,5	7	0,3943	0,8200		184,0700	109,0785	0	92,000	72,5703	43,0046	0,0000	36,2713
7,5	8,5	8	0,1699	0,9900		274,7634	162,8228	0	138,000	46,6958	27,6716	0,0000	23,4530
8,5	9,5	9	0,0100	1,0000		391,2158	231,8316	0	196,000	3,9175	2,3215	0,0000	1,9627
9,5	10,5	10	0,0000	1,0000		536,6472	318,0132	0	250,000	0,0084	0,0050	0,0000	0,0039
10,5	11,5	11	0,0000	1,0000		714,2775	423,2755	0	292,800	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
11,5	12,5	12	0,0000	1,0000		927,3264	549,5268	0	320,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
12,5	13,5	13	0,0000	1,0000		1.179,0140	698,6750	0	330,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
13,5	14,5	14	0,0000	1,0000		1.472,5601	872,6282	0	330,000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000

Potencia media [kW]	81,1293
Potencia bruta (Energía_anual), [MW*h]	710,6930
365 días* 24 horas= 8760 horas	
Producción=Pm_neta [MW*h]	639,6237

CF	0,2458
heq	2.153,6151

factor de capacidad (Pmedia/Pn)

horas equivalentes de funcionamiento

Pérdidas instalación	10%	90,00%
----------------------	-----	--------

Como el aerogenerador es de 330 kW, se observa que se desaprovecha mucho.

PROPORCIÓN EÓLICA (repecto al consumo total); NOTA:EÓLICA+SOLAR=100%	50,00%
---	--------

La eólica abastece el 50% de la EDAR

Consumo total anual [kW*h]* CS	783.903,44	Hoja de consumo
Consumo eólica total anual [kW*h] = [kW*h/año]	391.951,72	
Consumo (que cubre la) eólica total anual [MW*h] = [MW*h/año]	391,9517	

Número de aerogeneradores >= [necesarios para satisfacer la demanda (consumo)]	0,61
Número de aerogeneradores	1,00

Características del aerogenerador	
Marca (modelo)	Enercon
Potencia nominal [kW]	330,00
Tensión nominal [V]	220,00
Diámetro rotor (aerogenerador) [m]	33,40
Altura torre [m]	44,00
Precio aerogenerador [€] (estimado; no se encuentra como dato)	275.670,00
Número total de aerogeneradores	1,00
Coste total aerogeneradores [€]	275.670,00

POTENCIA MÁXIMA DE LA INSTALACIÓN EÓLICA. CONSUMO DE LA INSTALACIÓN EÓLICA.

Diseño para el mes más desfavorable: MARZO				
Consumo diario abastecido por la eólica (ver hoja de consumo, sin aplicar el CS; lo multiplico por la proporción solar)); Potencia máxima diaria de la instalación eólica				
meses	Hipótesis	Epot_max_diaria [kW*h/día] abastecido por la eólica	Epot_max_diaria [W*h/día]	
Marzo		976,22	976.218,49	
Potencia de la instalación solar	Potencia total de los equipos instalados [W]	40.772,1	Ver hoja consumo	
	Potencia total de los equipos instalados [kW]	40,772		

CÁLCULO DEL REGULADOR (DE CARGA) DE LA INSTALACIÓN EÓLICA

SUPONGO QUE EL AEROGENERADOR YA INCLUYE EL REGULADOR DE CARGA.

CÁLCULO DEL RECTIFICADOR CA-CC

Es necesario puesto que el aerogenerador produce en corriente alterna y lo que entra a las baterías debe ser corriente continua. Ante falta de datos queda fuera del alcance de estudio.

COSTES (EQUIPOS) INSTALACIÓN EÓLICA

Coste total aerogenerador [€]	275.670,00
Coste total rectificador (eólica: ca-cc) [€]	-----
COSTE TOTAL (EQUIPOS) INSTALACIÓN EÓLICA [€]	275.670,00

7. ANEXO 7- 10.5.4. DIMENSIONAMIENTO INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA.

Consultar catálogos Damiasolar.

Página web: www.damiasolar.com

CÁLCULOS DE LA INSTALACIÓN SOLAR + COSTES SOLAR			
Campos a rellenar			
HSP [h] MES MÁS DESFAVORABLE (horas solares pico)	3,7153	Ver hoja dim.solar1	Energía producida por Wp (vatio pico) instalado del mes más desfavorable (cuando se recibe menor irradiación H').
Eproducida [W*h] = HSP[h] (Emódulo)	3,7153		
Días de autonomía (Daut)	5,00		
Sistemas solares de EDAR: 3-5 días de autonomía. En zonas de baja irradiación solar o donde pueden darse periodos largos de días nublados: 6-7 días de autonomía.			
PROPORCIÓN SOLAR (respecto al consumo total)	50,00%		La solar abastece el 50% del consumo de la EDAR

POTENCIA MÁXIMA DE LA INSTALACIÓN SOLAR. CONSUMO DE LA INSTALACIÓN SOLAR.

Diseño para el mes más desfavorable: MARZO

Consumo diario abastecido por la solar (ver hoja de consumo, sin aplicar el CS; lo multiplico por la proporción solar); Potencia máxima diaria de la instalación solar		
meses	Epot_max_diaria [kW*h/día] abastecido por la solar	Epot_max_diaria [W*h/día]
Marzo	976,22	976.218,49

Potencia de la instalación solar

Potencia total de los equipos instalados [W]

40.772,15

Potencia total de los equipos instalados [kW]

40,77

Hoja consumo

Como la potencia es superior a 5 kW, la tensión recomendada a emplear en la instalación es 48V o 120V

Vsistema= V_nominal_ instalación: Vnom_inst [V]	48,00			
--	-------	--	--	--

Consumo máximo diario que va a consumir la instalación

Consumo máximo diario que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)

Corriente máxima diaria que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)

meses	Einst_max [W*h/día]	Emax_diaria = CS*Einst_max [W*h/día]	Emax = Emax_diaria/Kt [W*h/día]	Ct_max =Emax/Vnom_inst [A*h/día]
Marzo	976.218,49	1.073.840,33	1.713.249,54	35.692,70
CS		110,00%	Ver hoja de consumo	

Ka (pérdidas debido a la autodescarga diaria de las baterías; <i>suele ser dato catálogo</i>)	0,50%	
Kb (pérdidas debido al rendimiento de la batería)	5,00%	
Kc (pérdidas debido al rendimiento del convertidor utilizado)	10,00%	
Kr (pérdidas debido al rendimiento del regulador utilizado)	10,00%	
Kv (pérdidas varias:efecto Joule,caídas de tensión...)	10,00%	
Daut (días de autonomía de la instalación con baja o nula insolación)	5,00	
Pd (profundidad de descarga de la batería; <i>suele ser dato del catálogo</i>)	70,00%	Ver hoja dim.batería,inversor+costes
Kt (pérdidas totales asociadas a la instalación)	0,6268	

CÁLCULO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Características del módulo											Número de módulos fotovoltaicos					Precio Total Módulos Fotov. [€]	Superficie ocupada por todos los módulos [m ²]		
Tipo (modelo)	Tensión (nominal) módulo; tensión máxima: Vmod [V]	Pr nominal/Pmax_salida [W]/[Wp]	I _{max} módulo [A] (se utiliza para: Emódulo ~85%-90% regulador)	Rendimiento del módulo (η _{módulo} ~85%-90%)	Longitud del panel [mm]	Anchura del panel [mm]	Superficie del panel [m ²]	Grosor del panel [mm]	Precio módulo [€]	Em ¹ [A/día]	meses	N _{mp >=}	N _{mp}	N _{ms >=}	N _{ms}			N _{tm}	
ET Mono MS3605	12,00	5,00	0,42	0,90			0,00		20,00	1,39		25.618,68	25.619,00	4,00	4,00	102.476,00	2.049.520,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
ET Mono MS3810	12,00	10,00	0,83	0,90			0,00		37,20	2,79		12.809,34	12.810,00	4,00	4,00	51.240,00	1.906.128,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
ET Mono MS3820	12,00	20,00	1,67	0,90			0,00		72,00	5,57		6.404,67	6.405,00	4,00	4,00	25.620,00	1.844.640,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli 50W	12,00	50,00	4,17	0,90			0,00		110,00	13,93		2.561,87	2.562,00	4,00	4,00	10.248,00	1.127.280,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
ET Mono MS3850	12,00	50,00	4,17	0,90			0,00		159,00	13,93		2.561,87	2.562,00	4,00	4,00	10.248,00	1.629.420,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KDS5S-1P	12,00	50,00	4,17	0,90			0,00		278,00	13,93		2.561,87	2.562,00	4,00	4,00	10.248,00	2.848.944,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli 80W	12,00	80,00	6,67	0,90			0,00		156,00	22,29		1.601,17	1.602,00	4,00	4,00	6.408,00	999.648,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SUNLINK Mono K0853X-1P	12,00	80,00	6,67	0,90			0,00		179,00	22,29		1.601,17	1.602,00	4,00	4,00	6.408,00	1.147.032,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD0853X-1P	12,00	95,00	7,92	0,90			0,00		454,00	28,47		1.348,35	1.349,00	4,00	4,00	5.396,00	2.449.794,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD140GH-2YU	12,00	140,00	11,67	0,90			0,00		231,00	39,01		914,95	915,00	4,00	4,00	3.660,00	345.460,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	175,00	8,75	0,90			0,00		283,00	29,26		1.219,94	1.220,00	2,40	3,00	3.660,00	1.035.780,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	180,00	9,00	0,90	1.350,00	993,00	1,34	50,00	187,00	30,09	Marzo	1.186,05	1.187,00	2,40	3,00	3.561,00	665.907,00	4.773,70	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	185,00	9,25	0,90			0,00		198,00	30,93		1.153,99	1.154,00	2,40	3,00	3.462,00	685.476,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Mono SW100 "BLACK"	20,00	190,00	9,50	0,90			0,00		215,00	31,77		1.123,63	1.124,00	2,40	3,00	3.372,00	724.980,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD190GH-2YB	20,00	190,00	9,50	0,90			0,00		295,00	31,77		1.123,63	1.124,00	2,40	3,00	3.372,00	994.740,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD190GH-2PU	20,00	190,00	9,50	0,90			0,00		331,00	31,77		1.123,63	1.124,00	2,40	3,00	3.372,00	1.116.132,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD210GH-2P	20,00	210,00	10,50	0,90			0,00		370,00	35,11		1.016,17	1.017,00	2,40	3,00	3.024,00	1.129.870,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli SW215	20,00	215,00	10,75	0,90			0,00		295,00	35,95		992,97	993,00	2,40	3,00	2.979,00	878.805,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD215GH-2PB	20,00	215,00	10,75	0,90			0,00		375,00	35,95		992,97	993,00	2,40	3,00	2.979,00	1.117.125,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 220PE	20,00	220,00	11,00	0,90			0,00		282,00	36,78		970,40	971,00	2,40	3,00	2.913,00	821.466,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli SW220	20,00	220,00	11,00	0,90			0,00		302,00	36,78		970,40	971,00	2,40	3,00	2.913,00	879.726,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD220GH-2YU	20,00	220,00	11,00	0,90			0,00		331,00	36,78		970,40	971,00	2,40	3,00	2.913,00	964.203,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 225PE	20,00	225,00	11,25	0,90			0,00		288,00	37,62		948,84	949,00	2,40	3,00	2.847,00	819.936,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli SW225	20,00	225,00	11,25	0,90			0,00		308,00	37,62		948,84	949,00	2,40	3,00	2.847,00	876.876,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	225,00	11,25	0,90			0,00		348,00	37,62		948,84	949,00	2,40	3,00	2.847,00	911.040,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 230PE	20,00	230,00	11,50	0,90			0,00		284,00	38,45		928,21	929,00	2,40	3,00	2.787,00	819.378,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Mono SW230	20,00	230,00	11,50	0,90			0,00		316,00	38,45		928,21	929,00	2,40	3,00	2.787,00	880.692,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli SW230	20,00	230,00	11,50	0,90			0,00		316,00	38,45		928,21	929,00	2,40	3,00	2.787,00	880.692,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	230,00	11,50	0,90			0,00		327,00	38,45		928,21	929,00	2,40	3,00	2.787,00	911.549,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	230,00	11,50	0,90	1.685,00	993,00	1,67	50,00	327,00	38,45		928,21	929,00	2,40	3,00	2.787,00	911.549,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	230,00	11,50	0,90			0,00		345,00	39,29		908,46	909,00	2,40	3,00	2.727,00	803.668,00	4.562,83	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 235PE	20,00	235,00	11,75	0,90			0,00		300,00	39,29		908,46	909,00	2,40	3,00	2.727,00	818.100,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Mono SW245	20,00	235,00	11,75	0,90			0,00		323,00	39,29		908,46	909,00	2,40	3,00	2.727,00	880.821,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Poli SW245	20,00	235,00	11,75	0,90			0,00		323,00	39,29		908,46	909,00	2,40	3,00	2.727,00	880.821,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD235GH-2PB	20,00	235,00	11,75	0,90			0,00		410,00	39,29		908,46	909,00	2,40	3,00	2.727,00	1.118.070,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	240,00	12,00	0,90			0,00		260,00	40,13		889,54	890,00	2,40	3,00	2.670,00	694.200,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 240PE	20,00	240,00	12,00	0,90			0,00		307,00	40,13		889,54	890,00	2,40	3,00	2.670,00	819.690,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Mono SW240	20,00	240,00	12,00	0,90			0,00		330,00	40,13		889,54	890,00	2,40	3,00	2.670,00	881.100,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 245PE	20,00	245,00	12,25	0,90			0,00		330,00	40,13		889,54	890,00	2,40	3,00	2.670,00	881.100,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD240GH-2YB	20,00	240,00	12,00	0,90			0,00		360,00	40,13		889,54	890,00	2,40	3,00	2.670,00	961.200,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD240GH-2PB	20,00	240,00	12,00	0,90			0,00		422,00	40,13		889,54	890,00	2,40	3,00	2.670,00	1.126.740,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	245,00	12,25	0,90			0,00		271,00	40,96		871,38	872,00	2,40	3,00	2.616,00	716.794,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 245PE	20,00	245,00	12,25	0,90			0,00		314,00	40,96		871,38	872,00	2,40	3,00	2.616,00	811.424,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
Solarworld Mono SW245	20,00	245,00	12,25	0,90			0,00		338,00	40,96		871,38	872,00	2,40	3,00	2.616,00	878.976,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD245GH-4YB	20,00	245,00	12,25	0,90			0,00		372,00	40,96		871,38	872,00	2,40	3,00	2.616,00	973.152,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
KYOCERA Poli KD245GH-2PB	20,00	245,00	12,25	0,90			0,00		439,00	40,96		871,38	872,00	2,40	3,00	2.616,00	1.148.424,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Poli -----	20,00	250,00	12,50	0,90			0,00		287,00	41,80		853,96	854,00	2,40	3,00	2.562,00	735.534,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
REC Poli 250PE	20,00	250,00	12,50	0,90			0,00		320,00	41,80		853,96	854,00	2,40	3,00	2.562,00	819.940,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Mono -----	20,00	250,00	12,50	0,90			0,00		347,00	41,80		853,96	854,00	2,40	3,00	2.562,00	889.014,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Mono -----	20,00	255,00	12,75	0,90			0,00		276,00	42,63		837,21	838,00	2,40	3,00	2.514,00	693.864,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Mono -----	20,00	255,00	12,75	0,90			0,00		302,00	42,63		837,21	838,00	2,40	3,00	2.514,00	910.968,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Mono -----	20,00	260,00	13,00	0,90			0,00		290,00	43,47		821,11	822,00	2,40	3,00	2.468,00	715.140,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHOTT Mono -----	20,00	265,00	13,25	0,90			0,00		304,00	44,30		805,62	806,00	2,40	3,00	2.418,00	735.072,00	0,00	precio total módulos no situado entre los 3 más baratos
SCHUCCO Poli MPE235 PS09	29,54	235,00	7,96	0,90	1.639,00	983,00	1,61	42,00	251,00	26,60		1.341,80	1.342,00	1,62	2,00	2.684,00	673.684,00		

481.750,00 (1º min) 1º precio total módulos más barato
 483.140,00 (2º min) 2º precio total módulos más barato
 499.590,00 (3º min) 3º precio total módulos más barato

 2.848.944,00 (max)

Eproducida [W*h] = HSP[h] (Emódulo)	3,7153	Energía producida por Wp (vatio pico) instalado del mes más desfavorable (cuando se recibe menor irradiación H').
--	--------	---

Características del módulo			
Tipo (modelo)	Ecosolar	Poli	-----
Tensión (nominal) modulo; tensión máxima: Vmod [V]	24,00		
Pnominal/Pmax_salida [W]=[Wp]	250,00		
Imax_módulo [A]	10,42		
Rendimiento del módulo: $\eta_{mod}=85\%-90\%$	0,90		
Longitud del panel [mm]	1.640,00		
Anchura del panel [mm]	992,00		
Grosor del panel [mm]	40,00		
Precio módulo [€]	235,00		
Nmp	1.025,00		
Nms	2,00		
Número total de módulos	2.050,00		

Coste total módulos fotovoltaicos [€]	481.750,00
--	-------------------

Cálculo de la sombra de un módulo fotovoltaico (para el panel escogido).

Inclinación del módulo: β [°]	25,0000
Inclinación del módulo: β [rad]	0,4363
Nºpaneles en la estructura	4,0000
a[m]	3,9680
Altura del módulo fotovoltaico: h[m]	1,6769
Distancia entre módulos: d [m]	2,1464
ángulo(distancia) [°] = 67°-latitud	38,0000
ángulo(distancia) [rad]	0,6632

CÁLCULO DEL REGULADOR (DE CARGA) DE LA INSTALACIÓN SOLAR.

Corriente necesaria para el regulador (según módulos fotovoltaicos elegidos).

meses	Iregulador [A] >=	Iconsumo [A]
Marzo	13.346,35	849,42

Número de reguladores.

Vsistema= V_nominal_ instalación: Vnom_inst [V]	48,00	Ver arriba	No se conectan nunca reguladores en serie. Por ello, escojo reguladores que tengan de tensión 48 V
---	-------	------------	--

Características del regulador.

Características del regulador.								meses	Número de reguladores >=	Número de reguladores	Precio Total reguladores [€]	
Fabricante (modelo)		Tensión nominal/Tensión máxima: Vn[V]; Tensión del sistema		IP (grado de protección)	Corriente máxima: Imax [A]	Dimensiones [mm]	Precio [€]					
R. STECA SOLARIX	4401	48,00	48,00	32,00	40,00	188x128x49	200,00	Marzo	333,66	334,00	66.800,00	2º precio total reguladores
R. SOLARIX TAROM	440	48,00	48,00	32,00	40,00	188x128x49	273,00		333,66	334,00	91.182,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
R. SOLARIX POWER TAROM	4055	48,00	48,00	65,00	55,00	330x360x190	1.324,00		242,66	243,00	321.732,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
R. SOLARIX POWER TAROM	4110	48,00	48,00	65,00	110,00	330x360x191	1.695,00		121,33	122,00	206.790,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
R. SOLARIX POWER TAROM	4140	48,00	48,00	65,00	140,00	330x360x192	1.941,00		95,33	96,00	186.336,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
MPPT Ecosolar 40 A (12 / 24 / 48 V)	-	48,00	48,00	-	40,00	205x168x60	245,00		333,66	334,00	81.830,00	3º precio total reguladores
Victron blue solar 50A (MPPT paneles aislada) (Fabricante Victron Energy Blue Power)	-	48,00	48,00	-	50,00	130x186x70	335,00		266,93	267,00	89.445,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
Morningstar Tristar Ts-60 60A (Fabricante Morningstar Corporation) (12 / 24 / 48 V)	-	48,00	48,00	-	60,00	260x127x71	292,00		222,44	223,00	65.116,00	1º precio total reguladores
R. VMS 30A	Bitensión	24/48	48,00	32,00	30,00	105x165x56	172,00					
R. VMS 50A	Bitensión	24/48	48,00	32,00	50,00	165x105x56	197,00					

Un valor comprendido entre 1,1 y 1,5 indica que la elección del regulador no es correcta. Elegir un regulador que se aproxime más a 1 o a 2.

65.116,00 (1º min)
66.800,00 (2º min)

1º precio total reguladores
2º precio total reguladores

81.830,00

(3º min)

3º precio total reguladores

Características del regulador	
Fabricante	Morningstar Tristar Ts-60 60A (Fabricante Morningstar Corporation) (12 / 24 / 48 V)
Tensión nominal: Vn[V]	48,00
Corriente máxima: I _{max} [A]	60,00
Polaridad y conexiones	-
Precio regulador [€]	292,00
Número total de reguladores	223,00
Coste total reguladores (solar) [€]	65.116,00

Número de ramas (de los módulos fotovoltaicos) conectadas a cada regulador.

nº ramas por regulador	4,60
------------------------	------

COSTES (EQUIPOS) INSTALACIÓN SOLAR.

Coste total módulos fotovoltaicos [€]	481.750,00
--	-------------------

Coste total reguladores (solar) [€]	65.116,00
--	------------------

COSTE TOTAL (EQUIPOS) INSTALACIÓN SOLAR [€]	546.866,00
--	-------------------

8. ANEXO 8- 10.5.5. DIMENSIONAMIENTO BATERÍAS E INVERSORES.

Consultar catálogos inversores Damiasolar.

Página web: www.damiasolar.com

DIMENSIONAMIENTO BATERÍA-INVERSOR (Ver mejor: dim.batería,inversor+costes)					
Campos a rellenar					
Días de autonomía		5,00	Ver hoja dim.solar2 +costes solar		

POTENCIA (TOTAL) MÁXIMA DE LA INSTALACIÓN. CONSUMO (TOTAL) DE LA INSTALACIÓN.

Consumo diario (ver hoja de consumo, sin aplicar el CS); Potencia máxima diaria de la instalación			
meses	Epot_max_diaria [kW*h/día]	Epot_max_diaria [W*h/día]	
Marzo	1.952,44	1.952.436,97	
Potencia total de los equipos instalados [W]		81.544,29	Ver hoja consumo
Potencia total de los equipos instalados [kW]		81,54	

V_batería	48,00
-----------	-------

Vinstalación=Vbatería=Vsolar
(=Veólica_cc ; supongo rectificador
220V_ca-->48V_cc)

Consumo máximo diario que va a consumir la instalación

Consumo máximo diario que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)

Corriente máxima diaria que va a consumir la instalación (considerando las pérdidas del sistema)

meses	Einst_max [W*h/día]	Emax_diaria = CS*Einst_max [W*h/día]	Emax = Emax_diaria/Kt [W*h/día]	Ct_max =Emax/Vnom_ins t [A*h/día]
Marzo	1.952.436,97	2.147.680,67	3.426.499,07	71.385,40

CS	110,00%	Ver hoja de consumo
-----------	---------	---------------------

Kt (pérdidas totales asociadas a la instalación)	0,6268	Ver hoja dim.solar2 +costes solar
---	---------------	-----------------------------------

CÁLCULO DE LA BATERÍA (DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ACUMULACIÓN).

Capacidad de la batería (acumulador).				
---------------------------------------	--	--	--	--

meses	Cbatería[A*h] >=
Marzo	509.895,70

Profundidad de descarga: Pd. Dato del fabricante (si no es dato: 60% o 70%; instalaciones fotovoltaicas hasta un 80%); Pd_max	70,00%
---	--------

Caraterísticas de la batería.							Número de baterías (acumuladores).						
Tipo (modelo)			Capacidad nominal Cn [A*h]. Dato del fabricante.	Tensión nominal de la batería: Vnom_bateria [V]	Profundidad de descarga: Pfd. Dato del fabricante (si no es dato: 60% o 70%; instalaciones fotovoltaicas hasta un 80%); Pd_max	Precio batería [€]	Número de baterías en paralelo	Número de baterías en paralelo	Número de baterías en serie	Número de baterías en serie	Número total de baterías	Precio Total Baterías [€]	
Fabricante	Tipo	Modelo	Cn_sist.fotovoltaicos =C(100)				Nbp >=	Nbp	Nbs >=	Nbs	Ntb		
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC6-5,0	5,00	6,00	70,00%	7,50	101.979,14	101.980,00	8,00	8,00	815.840,00	6.118.800,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC6-12	12,00	6,00	70,00%	14,50	42.491,31	42.492,00	8,00	8,00	339.936,00	4.929.072,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 200 GEL	200,00	6,00	70,00%	250,00	2.549,48	2.550,00	8,00	8,00	20.400,00	5.100.000,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 330 GEL	300,00	6,00	70,00%	394,00	1.699,65	1.700,00	8,00	8,00	13.600,00	5.358.400,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-1,3	1,30	12,00	70,00%	7,30	392.227,46	392.228,00	4,00	4,00	1.568.912,00	11.453.057,60	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-2,2	2,20	12,00	70,00%	9,70	231.770,77	231.771,00	4,00	4,00	927.084,00	8.992.714,80	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-4,5	4,50	12,00	70,00%	12,10	113.310,15	113.311,00	4,00	4,00	453.244,00	5.484.252,40	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-7,2	7,20	12,00	70,00%	15,40	70.818,85	70.819,00	4,00	4,00	283.276,00	4.362.450,40	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	LV 12V-7,2	7,20	12,00	70,00%	16,30	70.818,85	70.819,00	4,00	4,00	283.276,00	4.617.398,80	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-7,5	7,50	12,00	70,00%	17,30	67.986,09	67.987,00	4,00	4,00	271.948,00	4.704.700,40	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-12	12,00	12,00	70,00%	25,20	42.491,31	42.492,00	4,00	4,00	169.968,00	4.283.193,60	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-18	18,00	12,00	70,00%	37,60	28.327,54	28.328,00	4,00	4,00	113.312,00	4.260.531,20	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-26	26,00	12,00	70,00%	53,00	19.611,37	19.612,00	4,00	4,00	78.448,00	4.157.744,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-40	40,00	12,00	70,00%	89,00	12.747,39	12.748,00	4,00	4,00	50.992,00	4.538.288,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-55	55,00	12,00	70,00%	119,00	9.270,83	9.271,00	4,00	4,00	37.084,00	4.412.996,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 60 GEL	60,00	12,00	70,00%	171,00	8.498,26	8.499,00	4,00	4,00	33.996,00	5.813.316,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-70	70,00	12,00	70,00%	149,00	7.284,22	7.285,00	4,00	4,00	29.140,00	4.341.860,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 75 GEL	75,00	12,00	70,00%	220,00	6.798,61	6.799,00	4,00	4,00	27.196,00	5.983.120,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-90	90,00	12,00	70,00%	176,00	5.665,51	5.666,00	4,00	4,00	22.664,00	3.988.864,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-100	100,00	12,00	70,00%	185,00	5.098,96	5.099,00	4,00	4,00	20.396,00	3.773.260,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 100 GEL	100,00	12,00	70,00%	306,00	5.098,96	5.099,00	4,00	4,00	20.396,00	6.241.176,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
-----	Monoblock Abiertas	PS-110	108,00	12,00	70,00%	199,00	4.721,26	4.722,00	4,00	4,00	18.888,00	3.758.712,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-120	120,00	12,00	70,00%	227,00	4.249,13	4.250,00	4,00	4,00	17.000,00	3.859.000,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 130 GEL	130,00	12,00	70,00%	373,00	3.922,27	3.923,00	4,00	4,00	15.692,00	5.853.116,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-150	150,00	12,00	70,00%	283,00	3.399,30	3.400,00	4,00	4,00	13.600,00	3.848.800,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
-----	Monoblock Abiertas	PS-170	168,00	12,00	70,00%	283,00	3.035,09	3.036,00	4,00	4,00	12.144,00	3.436.752,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
SONNENSCHWEIN/TUDOR	Monoblock herméticas	B. SOLAR BLOC 185 GEL	185,00	12,00	70,00%	479,00	2.756,19	2.757,00	4,00	4,00	11.028,00	5.282.412,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
-----	Monoblock Abiertas	PS-200	198,00	12,00	70,00%	327,00	2.575,23	2.576,00	4,00	4,00	10.304,00	3.369.408,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
HEYCAR	Monoblock herméticas	HC12-200	200,00	12,00	70,00%	374,00	2.549,48	2.550,00	4,00	4,00	10.200,00	3.814.800,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
TUDOR	Monoblock Abiertas	B. ENERSOL 250	249,00	12,00	70,00%	395,00	2.047,77	2.048,00	4,00	4,00	8.192,00	3.235.840,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos
-----	Monoblock Abiertas	PS-250	249,00	12,00	70,00%	400,00	2.047,77	2.048,00	4,00	4,00	8.192,00	3.276.800,00	precio total baterías no situado entre los 3 más baratos

VR	ortecianaria topaz (ácida y zirconia)	VR ROPZS 875, 1263Ah (C100) 1975Ah (C10)	1.263,00	12,00	70,00%	1.920,00	403,72	404,00	4,00	4,00	1.616,00	3.102.720,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
TAB Batteria	ortecianaria topaz (ácida y zirconia)	TAB TOP+S C100 de 1300Ah (C10 1000Ah)	1.300,00	12,00	70,00%	1.925,00	392,23	393,00	4,00	4,00	1.572,00	3.026.100,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
VR	ortecianaria topaz (ácida y zirconia)	VR ROPZS 1000, 1442Ah (C100) 1114Ah (C10)	1.442,00	12,00	70,00%	2.046,00	353,60	354,00	4,00	4,00	1.416,00	2.897.136,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
EXIDE	ortecianaria opz (ácida)	Exide OP+S 1925Ah (C100) 1420Ah (C10)	1.925,00	12,00	70,00%	2.825,00	264,88	265,00	4,00	4,00	1.060,00	2.994.500,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opz (ácida)	U-POWER OP+S 2250Ah (C100) 1500Ah (C10)	2.250,00	12,00	70,00%	3.105,00	226,62	227,00	4,00	4,00	908,00	2.819.340,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
TAB Batteria	ortecianaria opz (ácida)	TAB OP+S 2280Ah (C100) 1612Ah (C10)	2.280,00	12,00	70,00%	3.115,00	223,64	224,00	4,00	4,00	896,00	2.791.040,00	1º precio total baterías más barato
Midac Batteria	ortecianaria opz (ácida)	Midac OP+S 2352Ah (C100) 1500Ah (C10)	2.352,00	12,00	70,00%	3.875,00	216,79	217,00	4,00	4,00	868,00	3.363.500,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
EXIDE	ortecianaria opz (ácida)	Exide OP+S 2560Ah (C100) 1888Ah (C10)	2.560,00	12,00	70,00%	3.900,00	199,18	200,00	4,00	4,00	800,00	3.120.000,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opz (ácida)	U-POWER OP+S C100 de 3000Ah	3.000,00	12,00	70,00%	4.150,00	169,97	170,00	4,00	4,00	680,00	2.822.000,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
TAB Batteria	ortecianaria opz (ácida)	TAB OP+S 3040Ah (C100) 2142Ah (C10)	3.040,00	12,00	70,00%	4.625,00	167,73	168,00	4,00	4,00	672,00	3.108.000,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opz (ácida)	U-POWER OP+S C100 de 3750Ah	3.750,00	12,00	70,00%	4.925,00	135,97	136,00	4,00	4,00	544,00	2.679.200,00	2º precio total baterías más barato
U-POWER	ortecianaria opz (ácida)	OP+S U-POWER C100 de 4500Ah	4.500,00	12,00	70,00%	5.690,00	113,31	114,00	4,00	4,00	456,00	2.594.640,00	1º precio total baterías más barato
Midac Batteria	ortecianaria opz (ácida)	Midac OP+S 4703Ah (C100) 3000Ah (C10)	4.703,00	12,00	70,00%	7.491,00	108,42	109,00	4,00	4,00	436,00	3.266.076,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
Foam	ortecianaria opz (ácida)	Foam OP+S C100 de 5100Ah	5.100,00	12,00	70,00%	8.595,00	99,98	100,00	4,00	4,00	400,00	3.438.000,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opzv (gel)	U-Power OP2V 375Ah (C100) 250Ah (C10)	375,00	12,00	70,00%	885,00	1.359,72	1.360,00	4,00	4,00	5.440,00	4.814.400,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opzv (gel)	U-Power OP2V 525Ah (C100) 350Ah (C10)	525,00	12,00	70,00%	1.110,00	971,23	972,00	4,00	4,00	3.888,00	4.315.680,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opzv (gel)	U-Power OP2V 630Ah (C100) 420Ah (C10)	630,00	12,00	70,00%	1.325,00	809,36	810,00	4,00	4,00	3.240,00	4.293.000,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas
U-POWER	ortecianaria opzv (gel)	U-Power OP2V 735Ah (C100) 490Ah (C10)	735,00	12,00	70,00%	1.525,00	693,74	694,00	4,00	4,00	2.776,00	4.233.400,00	precio total baterías nazitueda entre las 3 más baratas

2.594.640,00 (1º min)
2.679.200,00 (2º min)
2.791.040,00 (3º min)

1º precio total baterías más barato
2º precio total baterías más barato
3º precio total baterías más barato

Características de la batería				
Fabricante	Tipo	Modelo	estacionaria opzs (Ácido)	OPzS U-POWER C100 de 4500Ah
Capacidad nominal Cn [A*h].Dato del fabricante.		Cn=C(10)		
		Cn_sist.fotovoltaicos=C(100)	4.500,00	
Tensión nominal de la batería: Vnom_batería [V]			12,00	
Intensidad de descarga I [A].Dato del fabricante.				
Régimen de carga/descarga				
Duración de descarga.Dato del fabricante para una duración de 10 horas C(10).				
Profundidad de descarga: Pd. Dato del fabricante (si no es dato: 60% o 70%; instalaciones fotovoltaicas hasta un 80%)			70%	
Precio batería [€]			5.690,00	
Nbp			114,00	
Nbs			4,00	
Número total de baterías			456,00	
Coste total baterías [€]			2.594.640,00	

CÁLCULO DEL INVERSOR (CONVERTIDOR). INSTALACIÓN AISLADA DE RED.

Consumo en corriente alterna (CA) → Necesito un convertidor (inversor CC/CA)	
Pconsumo(ca).Potencia total de los equipos instalados [W]= $\sum(n^{\circ}\text{equipos} \cdot P_{\text{equipo}})$	81.544,29
Rendimiento del inversor: $\eta_{\text{inv}}=1-K_c$ (Ver hoja dim.solar2 +costes solar)	90,00%
$P_{\text{inversor}} \geq P_{\text{consumo_ca}}/\eta_{\text{inv}}$;peor caso (todos los equipos conectados) → elijo el inmediato superior [W]	90.604,77
Potencia del inversor [W]: P_{inversor}	

Características del convertidor.								
Fabricante	Tipo	Modelo	Pinversor: Potencia nominal [W] ;supongo cos(fi)=1 (-> VA=W)	Potencia durante 30 minutos [VA]	Frecuencia de salida [Hz]	Rendimiento del inversor: $\eta_{inv}=1-Kc$ (Ver hoja dim.solar2 +costes solar)	Precio total inversores [€]	
STECA	Senoidales Automáticos Aislados	I/C. XTENDER XTS 1400-48 700W	700	-----	50	90%	154.310,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
STECA	Senoidales Automáticos Aislados	I/C. XPC 2200-48 4800W	1.600	-----	50	90%	92.340,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
Irepsol	Senoidales con LCD y relé de Grupo	I. GMS 18/48 3000W	1.800	-----	50	90%	50.796,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
STECA	Senoidales Automáticos Aislados	I/C. XTENDER XTM 2600-48 6.5kVA	2.000	-----	50	90%	101.844,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
DELTA	Aislados Senoidales Mediana y Alta Potencia	I. DELTA TC 22/48 6.000W	2.200	-----	50	90%	65.898,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
Irepsol	Senoidales con LCD y relé de Grupo	I. GMS 33/48 6000W	3.300	-----	50	90%	33.824,00	1º precio total reguladores más barato
STECA	Senoidales Automáticos Aislados	I/C. XTENDER XTM 4000-48 10.5kVA	3.500	-----	50	90%	72.566,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
DELTA	Aislados Senoidales Mediana y Alta Potencia	I. DELTA TC 35/48 3.500W	3.500	-----	50	90%	69.758,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
Irepsol	Senoidales con LCD y relé de Grupo	I. GMS 40/48 7500W	4.000	-----	50	90%	38.065,00	2º precio total reguladores más barato
STECA	Senoidales Automáticos Aislados	I/C. XTENDER XTH 6000-48 6000VA	5.000	-----	50	90%	93.727,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
STECA	Senoidales Automáticos Aislados	I/C. XTENDER XTH 8000-48 8000VA	7.000	8.000	50	90%	73.980,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
Victron Energy Blue Power	Inversor de onda pura	Inversor de onda pura Victron phoenix 3000VA (48V) 2500W	2.500	55	50	90%	55.315,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
		Inversor de onda						

Victron Energy Blue Power	Inversor de onda pura	Inversor de onda pura Victron phoenix 3000VA (48V) 2500W	2.500	-----	50	90%	55.315,00	precio total reguladores no situado entre los 3 más baratos
Victron Energy Blue Power	Inversor de onda pura	Inversor de onda pura Victron phoenix 5000VA (48V)	4.500	-----	50	90%	45.150,00	3º precio total reguladores más barato

33.824,00 (1º min) 1º precio total reguladores más barato

38.065,00 (2º min) 2º precio total reguladores más barato

45.150,00 (3º min) 3º precio total reguladores más barato

Características del inversor		
Fabricante/Tipo/Modelo	Irepsol	I. GMS 33/48 6000W
Potencia nominal [W]	3.300,00	
Potencia durante 30 minutos [VA]	-----	
Tensión nominal de entrada: Vn_ent=Vcc [V]	48,00	
Tensión nominal de salida: Vn_sal=Vca=Vrms [V]	230,00	
Frecuencia de salida [Hz]	50,00	
Rendimiento del inversor: $\eta_{inv}=1-Kc$	90,00%	

Precio inversor [€]	1.208,00
Nº total de inversores	28,00
Precio total inversores [€]	33.824,00

COSTES (EQUIPOS) BATERÍAS+INVERSORES.

Coste total baterías [€]	2.594.640,00
Coste total inversores [€]	33.824,00
COSTES (EQUIPOS) BATERÍAS+INVERSORES[€]	2.628.464,00