



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES

**ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA EL
ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UN
HOSPITAL EN ASIKUMA (GHANA)
MEDIANTE INSTALACIONES
FOTOVOLTAICAS Y MICROEÓLICAS CON
UNA POTENCIA TOTAL DE 30 kW.**

AUTOR: ROMÁN ARRUFAT RUBIO
TUTOR: SERGIO GALLARDO BERMELL
Selección: EVA MARÍA SÁNCHEZ ORGAZ

Curso Académico: 2019-20



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Estudio de alternativas renovables para el
abastecimiento eléctrico de un hospital en Ghana.



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA



AGRADECIMIENTOS

A mis tutores, Sergio y Eva, por su dedicación y por haberme guiado en este proyecto.

A mi familia, por la ayuda, apoyo y amor incondicional que he recibido durante este trayecto.

A mis amigos, por ser y estar.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Estudio de alternativas renovables para el
abastecimiento eléctrico de un hospital en Ghana.



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA



RESUMEN

Dentro del marco de Proyectos de Cooperación al Desarrollo, se pretende llevar a cabo un estudio de la viabilidad técnica y económica para la implantación de un sistema de refuerzo 'back-up' del suministro eléctrico en un hospital en Ghana. Todo ello mediante sistemas de obtención de energía renovables.

Esta región del continente africano se caracteriza por frecuentes cortes de la red y un irregular suministro eléctrico, lo que dificulta en gran medida las operaciones en quirófano y el mantenimiento de los mismos hospitalizados. El objetivo principal es poder dimensionar un sistema basado en energías renovables, tales como la solar fotovoltaica y la micro-eólica, cuya finalidad sea garantizar una continua alimentación eléctrica al hospital, de manera que cuando se produzca un corte de la red este sistema 'back-up' continúe suministrando al hospital la energía necesaria para que no se vea condicionada su actividad normal.

En este contexto, se analizarán las posibles configuraciones de los sistemas renovables y se escogerá la que mejor se adapte a las demandas eléctricas del hospital, en función de su distribución y de sus características económicas y sociales, optimizando los recursos disponibles de la región.

Palabras clave: energías renovables, suministro eléctrico, cooperación al desarrollo.



RESUM

Dins del marc de Projectes de Cooperació al Desenvolupament, es pretén dur a terme un estudi de la viabilitat tècnica i econòmica per a la implantació d'un sistema de reforç 'back-up' del subministrament elèctric en un hospital a Gahna. Tot això per mitjà de sistemes d'obtenció d'energia renovables.

Esta regió del continent africà es caracteritza per freqüents talls de la xarxa elèctrica i un irregular subministrament elèctric, la qual cosa dificulta en gran manera les operacions en quiròfan i el manteniment dels mateixos hospitalitzats. L'objectiu principal és poder dimensionar un sistema basat en energies renovables, com ara la solar fotovoltaica i la micro-eòlica, la finalitat de la qual siga garantir una contínua alimentació elèctrica a l'hospital, de manera que quan es produïska un tall de la xarxa, aquest sistema 'back-up' continue subministrant a l'hospital l'energia necessària perquè no es veja condicionada la seua activitat normal.

En aquest context, s'analitzaran les possibles configuracions dels sistemes renovables i es triarà la que millor s'adapte a les demandes elèctriques de l'hospital, en funció de la seua distribució i de les seues característiques econòmiques i socials, optimitzant els recursos disponibles de la regió.

Paraules clau: energies renovables, subministrament elèctric, cooperació al desenvolupament.



ABSTRACT

Within the framework of Development Cooperation Projects, the aim is to carry out a study of the technical and economic feasibility of implementing a 'back-up' system for electric supply in a hospital in Ghana. All this through to renewable energy systems.

This region of the African continent is characterized by frequent power cuts and irregular electricity supply, which makes very difficult to perform operations in the operating room and the maintenance of the hospitalized patients. The main objective is to be able to design a system based on renewable energies, such as photovoltaic solar and micro-wind, whose purpose is to guarantee a continuous power supply to the hospital, so when there is an electrical failure this 'back-up' system continues to supply the hospital with the necessary energy, so that its normal activity is not conditioned.

In this context, the possible configurations of the renewable energy systems will be analyzed and the one which best suits the electrical demands of the hospital will be chosen, according to its distribution and its economic and social characteristics, optimizing the region's available resources.

Keywords: renewable energy, electricity supply, development cooperation.



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

Estudio de alternativas renovables para el
abastecimiento eléctrico de un hospital en Ghana.



ESCOLA TÈCNICA
SUPERIOR ENGINYERIA
INDUSTRIAL VALÈNCIA



ÍNDICE

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFG

- I. Memoria.
- II. Presupuesto.
- III. Planos.

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1. OBJETO DEL TFG	2
2. JUSTIFICACIÓN.....	3
3. ALCANCE.....	7
4. CONTEXTO Y ANTECEDENTES.....	8
4.1 ASIKUMA, GHANA: LOCALIZACIÓN, CLIMA, SOCIEDAD.....	8
4.2 LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN LOS PROYECTOS DE COOPERACIÓN EN GHANA.....	12
5. DESCRIPCIÓN DEL HOSPITAL NUESTRA SEÑORA DE GRACIA.....	15
5.1 DESCRIPCIÓN DE LAS INSTALACIONES.....	16
5.2 INVENTARIO DE EQUIPOS.....	18
5.3 CARACTERIZACIÓN DE CONSUMOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	22
6. ALTERNATIVAS PARA EL SUMINISTRO ELÉCTRICO RENOVABLE.....	25
6.1 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	25
6.1.1. PREDIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN.....	28
6.1.2. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO.....	40
6.1.3. REGULADOR DE CARGA.....	41
6.1.4. CABLEADO DE LA INSTALACIÓN.....	42
6.1.5. PÉRDIDAS DEL SISTEMA.....	48
6.1.6. ENERGÍA PRODUCIDA.....	53
6.1.7. DIMENSIONADO Y CÁLCULO DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON PVSYSY.....	54
6.1.8. COMPARACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON PVGIS Y PVSYSY.....	62
6.2 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN MICROEÓLICA.....	64
7. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN.....	75
7.1 ESTUDIO DE LA FACTIBILIDAD DEL PROYECTO.....	75
7.2 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD Y RIESGO DEL PROYECTO.....	77
7.3 COMPARACIÓN CON GRUPO ELECTRÓGENO.....	78
8. CONCLUSIONES.....	80
9. REFERENCIAS.....	82



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1: INDICADORES DESARROLLO SOSTENIBLE. FUENTE: RETTBERG, 2014.	3
FIGURA 2: CAPTURA VISTA SATÉLITE ASIKUMA. FUENTE: GOOGLE MAPS SATÉLITE, 2020.	8
FIGURA 3: CLIMOGRAMA ACCRA, GHANA. FUENTE: WWW.WORLDMETEO.INFO, 2020.	9
FIGURA 4: EVOLUCIÓN DEMOGRÁFICA GHANA. FUENTE: DATA.WORLDBANK.ORG, 2020.	10
FIGURA 5: PIB PER CÁPITA (%). FUENTE: BANCO MUNDIAL, 2020.	11
FIGURA 6: PORCENTAJE DE POBLACIÓN CON ACCESO A ELECTRICIDAD. DATA WORLD BANK, 2018.	13
FIGURA 7: PLANO GENERAL DEL HOSPITAL NUESTRA SEÑORA DE GRACIA. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.OLG-HOSPITAL.ORG, 2020.	16
FIGURA 8: SALA DE URGENCIAS. FUENTE: WWW.OLG-HOSPITAL.ORG, 2020.	16
FIGURA 9: EDIFICIO DE OBSTETRICIA Y GINECOLOGÍA. FUENTE: WWW.OLG-HOSPITAL.ORG, 2020.	17
FIGURA 10: COMEDOR DEL HOSPITAL. WWW.OLG-HOSPITAL.ORG, 2020.	17
FIGURA 11: QUIRÓFANO DEL HOSPITAL NSG. FUENTE: WWW.OLG-HOSPITAL.ORG, 2020.	19
FIGURA 12: CONSUMO ELÉCTRICO POR CAMA EN UN HOSPITAL DE TAMAÑO MEDIANO EN INDIA. FUENTE: ENERGYEDIA, 2019.	23
FIGURA 13: INTRODUCCIÓN PARÁMETROS DE ENTRADA. FUENTE: PVGIS, 2020.	28
FIGURA 14: RESULTADO DE LA SIMULACIÓN. FUENTE: PVGIS, 2020.	29
FIGURA 15: SIMULACIÓN CON MÓDULOS DE CdTe. FUENTE: PVGIS, 2020.	39
FIGURA 16: TOLERANCIA DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECCIONADO. FUENTE: BORNAY, 2020.	49
FIGURA 17: TOLERANCIA DEL INVERSOR SIRIO 30.0. FUENTE: AUTOSOLAR, 2020.	50
FIGURA 18: ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y AZIMUT. FUENTE: IDAE, 2020.	51
FIGURA 19: INTRODUCCIÓN DE LA LOCALIZACIÓN. FUENTE: PVSYSY, 2020.	54
FIGURA 20: INTRODUCCIÓN DATOS DE INCLINACIÓN Y ACIMUT. FUENTE: PVSYSY, 2020.	55
FIGURA 21: INTRODUCCIÓN DE LA POTENCIA DEL SISTEMA. FUENTE: PVSYSY, 2020.	55
FIGURA 22: DISTRIBUCIÓN HORARIA DEL CONSUMO. FUENTE: PVSYSY, 2020.	56
FIGURA 23: INTRODUCCIÓN DATOS DE BATERÍA. FUENTE: PVSYSY, 2020.	56
FIGURA 24: INDICAR LA DISPOSICIÓN DE LAS BATERÍAS. FUENTE: PVSYSY, 2020.	57
FIGURA 25: INTRODUCCIÓN DE DATOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO. FUENTE: PVSYSY, 2020.	57
FIGURA 26: DISPOSICIÓN MÓDULOS FOTOVOLTAICOS. FUENTE: PVSYSY, 2020.	58
FIGURA 27: RESUMEN DE PARÁMETROS DEL SISTEMA. FUENTE: PVSYSY, 2020.	58
FIGURA 28: RESULTADOS PRINCIPALES DE LA SIMULACIÓN. FUENTE: PVSYSY, 2020.	60
FIGURA 29: DIAGRAMA DE PÉRDIDAS ANUAL. FUENTE: PVSYSY, 2020.	61
FIGURA 30: CÁLCULO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EMPLEANDO MÓDULOS MONOCRISTALINOS. FUENTE: PVSYSY, 2020.	61
FIGURA 31: COMPARACIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA CON PVGIS Y PVSYSY. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	62
FIGURA 32: COMPARACIÓN DEL PERFORMANCE RATIO OBTENIDO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	64
FIGURA 33: ESQUEMA BÁSICO DE UN AEROGENERADOR. FUENTE: BORNAY, 2020.	64
FIGURA 34: DATOS EÓLICOS SEGÚN LA LOCALIZACIÓN. FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS, 2020.	67
FIGURA 35: WIND SPEED ROSE. FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS, 2020.	67
FIGURA 36: CURVA DE POTENCIA WIND 25.2+. FUENTE: BORNAY, 2020. FIGURA 37: CURVA DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA WIND 25.2+.	70
FIGURA 38: RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE EN LA INSTALACIÓN DE LA TORRE. FUENTE: BORNAY, 2020.	70
FIGURA 39: SELECCIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO. FUENTE: RETSCREEN EXPERT, 2020.	76
FIGURA 40: PARÁMETROS FINANCIEROS INTRODUCIDOS. FUENTE: RETSCREEN EXPERT, 2020.	76
FIGURA 41: SELECCIÓN DEL GRUPO ELECTRÓGENO DIÉSEL. FUENTE: RETSCREEN EXPERT, 2020.	78
FIGURA 42: COMPARACIÓN DEL COSTE POR KWH DE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS EMPLEADAS. FUENTE: RETSCREEN EXPERT, 2020.	79



ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1: LOS 8 OBJETIVOS DE DESARROLLO DEL MILENIO. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: PNUD (2015). OBJETIVOS DE DESARROLLO DEL MILENIO.	4
TABLA 2: LOS 17 OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: PNUD (2015). OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE.	4
TABLA 3: PROMEDIOS CLIMÁTICOS ACCRA, GHANA. FUENTE: WWW.WORLDMETEO.INFO, 2020.....	9
TABLA 4: PRECIOS ELECTRICIDAD Y GASOLINA GHANA. FUENTE: GLOBALPETROLPRICES (2020)	11
TABLA 5: INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS EN GHANA, SMARTSOLAR (2016).	12
TABLA 6: PROYECTOS DE LA CHCSA EN ASIKUMA. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.CHCSA.ORG (2020)	15
TABLA 7: UNIDADES SANITARIAS DEL HOSPITAL. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.OLG-HOSPITAL.ORG, 2020.....	18
TABLA 8: EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO QUIRÓFANO. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.MSCBS.GOB.ES, 2020.	19
TABLA 9: EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO SALA DE MATERNIDAD/PARITORIO. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.MSCBS.GOB.ES, 2020.	20
TABLA 10: EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO UNIDAD DE EMERGENCIAS. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.MSCBS.GOB.ES, 2020. ..	21
TABLA 11: EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO DEL LABORATORIO. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: WWW.PCE-IBERICA.ES, 2020.	22
TABLA 12: CARACTERIZACIÓN DE CONSUMOS ELÉCTRICOS DEL BACK UP. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	23
TABLA 13: DATOS TÉCNICOS MÓDULO FOTOVOLTAICO. FUENTE: BORNAY, 2020.	26
TABLA 14: DATOS TÉCNICOS MÓDULO MONOCRISTALINO. FUENTE: BORNAY, 2020.	26
TABLA 15: DATOS TÉCNICOS DEL MÓDULO DE TELURO DE CADMIO. FUENTE: FIRST SOLAR, 2020.	27
TABLA 16: DATOS TÉCNICOS DEL INVERSOR. FUENTE: AUTOSOLAR, 2020.	28
TABLA 17: IRRADIACIÓN GLOBAL DIARIA POR METRO CUADRADO. FUENTE: PVGIS, 2020.....	30
TABLA 18: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	36
TABLA 19: CÁLCULO DE MÁXIMOS MÓDULOS EN SERIE MONOCRISTALINO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	36
TABLA 20: CÁLCULO DE MÍNIMOS MÓDULOS EN SERIE MONOCRISTALINO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	36
TABLA 21: CÁLCULO DE MÁXIMOS RAMALES EN PARALELO MONOCRISTALINO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	37
TABLA 22: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA CON MÓDULOS MONOCRISTALINOS. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	37
TABLA 23: CÁLCULO DE MÁXIMOS MÓDULOS EN SERIE CdTe. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	37
TABLA 24: CÁLCULO DE MÍNIMOS MÓDULOS EN SERIE CdTe. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	38
TABLA 25: CÁLCULO DE MÁXIMOS RAMALES EN PARALELO CdTe. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	38
TABLA 26: CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA CON MÓDULOS DE CdTe. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	38
TABLA 27: COMPARACIÓN DE RESULTADOS CON LOS TRES TIPOS DE MÓDULO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	39
TABLA 28: CONFIGURACIÓN DE PANELES. ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	41
TABLA 29: INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES DE LOS CONDUCTORES. FUENTE: ITC-19 DEL REBT, 2019.	44
TABLA 30: INTENSIDADES MÁXIMAS ADMISIBLES PARA CONDUCTORES DE COBRE ENTERRADOS. FUENTE: ITC-BT-07 DEL REBT.	46
TABLA 31: PROPIEDADES DE LAS CANALIZACIONES ENTERRADAS. FUENTE: ITC-BT-21 DEL REBT, 2019.	47
TABLA 32: SECCIÓN DE LA CANALIZACIÓN SEGÚN LA SECCIÓN DEL CONDUCTOR DE LA LÍNEA. FUENTE: ITC-BT-21 DEL REBT.	48
TABLA 33: PÉRDIDAS DEL MÓDULO POR TEMPERATURA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	52
TABLA 34: ENERGÍA PRODUCIDA POR LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	54
TABLA 35: DIFERENCIA PORCENTUAL DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS CON PVGIS Y PVSYST. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	63
TABLA 36: VELOCIDADES DEL VIENTO MENSUALES EN ASIKUMA. FUENTE: HTTP://WWW.LAWEBDELASENERGIASRENOVABLES.COM/ , 2020.	68
TABLA 37: COEFICIENTES DE HELLMAN. FUENTE: REDALYC.ORG 2020.	69
TABLA 38: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DEL AEROGENERADOR SELECCIONADO. FUENTE: BORNAY, 2020.....	69
TABLA 39: RESULTADOS DE LA LEY DE HELLMAN. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.	70
TABLA 40: PARÁMETROS DE LA FUNCIÓN WEIBULL. ELABORACIÓN PROPIA. FUENTE: GLOBAL WIND ATLAS, 2020.	72
TABLA 41: ENERGÍA PRODUCIDA POR EL SISTEMA EÓLICO. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA, 2020.....	73
TABLA 42: PRECIO DE LA TARIFA ELÉCTRICA EN GHANA. FUENTE: SMARTSOLAR GHANA, 2018.....	75
TABLA 43: VARIACIÓN DE LA TIR EN FUNCIÓN DEL COSTO DE ELECTRICIDAD Y LOS COSTOS INICIALES. FUENTE: RETSCREEN EXPERT, 2020.	77
TABLA 44: VARIACIÓN DEL TIR EN FUNCIÓN DE LA TASA DE INTERÉS Y LOS COSTOS INICIALES. FUENTE: RETSCREEN EXPERT, 2020. ..	78



I. MEMORIA



1. Objeto del TFG

El presente Trabajo de Fin de Grado (TFG) tiene como objetivo principal el cálculo y dimensionado de un sistema renovable capaz de cubrir la demanda eléctrica de un sistema de apoyo (*back up*) de un hospital de la localidad de Asikuma (Ghana) durante los frecuentes cortes de suministro eléctrico producidos debido a la baja calidad de la red. Por otro lado, la instalación fotovoltaica continuará suministrando energía al hospital cuando las baterías del sistema *back up* estén completamente cargadas.

Para alcanzar este objetivo general, se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Analizar la situación de las energías renovables en los Proyectos de Cooperación al Desarrollo en Ghana.
- Analizar el contexto político, social y económico de Ghana.
- Caracterizar el hospital Nuestra Señora de Gracia: inventario, instalaciones, distribución, así como su consumo eléctrico y demanda.
- Calcular y diseñar una instalación solar fotovoltaica, para el suministro del sistema de apoyo eléctrico del hospital.
- Estudiar la tecnología fotovoltaica más rentable para el proyecto.
- Comparar el predimensionamiento obtenido con la simulación mediante el software PVSYST.
- Calcular y diseñar una instalación micro-eólica, para el suministro del sistema de apoyo eléctrico del hospital como alternativa a la instalación solar fotovoltaica.
- Analizar la viabilidad económica del proyecto mediante el estudio del VAN y la TIR mediante la herramienta Retscreen Expert.
- Comparar el sistema de energía renovable seleccionado con un grupo electrógeno diésel.

2. Justificación

Este TFG se encuentra en el marco del **Desarrollo Sostenible y los Proyectos de Cooperación al Desarrollo**. *El desarrollo sostenible se entiende como un modo de operación en el que se busca una solución de compromiso entre el aspecto social, económico y ecológico de un problema* (UNESCO, 2005), mientras que los Proyectos de Cooperación representan el medio para aplicarlos al ámbito real.

La Cooperación al Desarrollo comprende el conjunto de acciones de entidades públicas y privadas, cuyo propósito es promover el progreso económico y social global, siendo equitativo y sostenible.

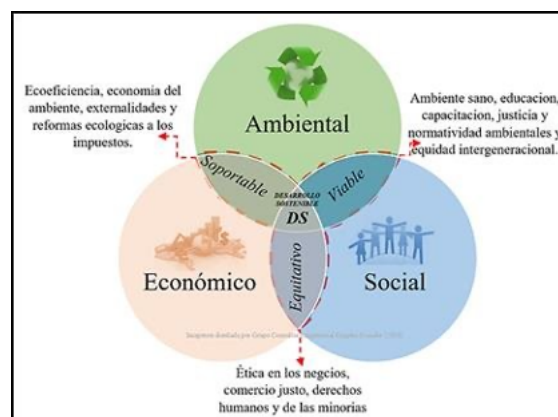


Figura 1: Indicadores Desarrollo Sostenible. Fuente: Rettberg, 2014.

Atendiendo al contenido del presente TFG, el ámbito más importante de los tres mostrados en la Figura 1 es el **socioeconómico**, en el cual se tienen en cuenta los indicadores de pobreza y el índice de desarrollo humano, entre otros.

Los Objetivos de Desarrollo del Milenio, también llamados **Objetivos del Milenio (ODM)**, son ocho propósitos fijados en el año 2000 por los 189 países miembros de las Naciones Unidas. Dichos propósitos tratan problemas de la vida cotidiana, que están considerados como graves y que siguen presentes en la actualidad (PNUD, 2015). Los ocho Objetivos de Desarrollo del Milenio son (Tabla 1):

Tabla 1: Los 8 Objetivos de Desarrollo del Milenio. Elaboración propia. Fuente: PNUD (2015). Objetivos de Desarrollo del Milenio.

1	Erradicar la pobreza extrema y el hambre.
2	Lograr la enseñanza primaria universal.
3	Promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer.
4	Reducir la mortalidad infantil.
5	Mejorar la salud materna.
6	Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades.
7	Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente.
8	Fomentar una asociación mundial para el desarrollo.

En 2015 se evaluaron los progresos obtenidos y se completó la lista hasta con 17 objetivos, dando lugar a los **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)** fijándose el año 2030 como plazo para alcanzarlos. En la Tabla 2 se listan los 17 ODS:

Tabla 2: Los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible. Elaboración propia. Fuente: PNUD (2015). Objetivos de Desarrollo Sostenible.

1	Fin de la pobreza.
2	Hambre cero.
3	Salud y bienestar.
4	Educación de calidad.
5	Igualdad de género.
6	Agua limpia y saneamiento.
7	Energía asequible y no contaminante.
8	Trabajo decente y crecimiento económico.
9	Industria, innovación e infraestructura.
10	Reducción de las desigualdades.
11	Ciudades y comunidades sostenibles.
12	Producción y consumo responsables.
13	Acción por el clima.
14	Vida submarina.
15	Vida de ecosistemas terrestres.
16	Paz, justicia e instituciones sólidas.
17	Alianzas para lograr los objetivos.

El presente TFG está relacionado con los ODS 3, 7 y 13.

- **ODS 3: Salud y bienestar.**

1. En torno a 400 millones de personas carecen de acceso a servicios de salud básicos.
2. Cada 2 segundos, una persona de entre 30 y 70 años muere prematuramente debido a enfermedades no transmisibles.
3. 7 millones de personas mueren al año a causa de respirar las partículas tóxicas del aire contaminado.

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

1. 1 de cada 7 personas continúa sin acceso a la electricidad.
2. La producción de energía es uno de los principales responsables del cambio climático, y representa el 60% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero.
3. Más del 40% de la población mundial hace uso de combustibles fósiles para cocinar diariamente.
4. En 2015 más del 20% de la energía se generaba mediante fuentes renovables.
5. En 2017 se alcanzó un récord de 10,3 millones de personas empleando energías renovables.

- **ODS 13: Acción por el clima.**

Indicadores:

1. En 2017 se estudió que los humanos han provocado un aumento de 1°C en la temperatura global del planeta.
2. El nivel del mar ha aumentado 20 cm desde 1880.
3. Para limitar el aumento de la temperatura global a 1,5 °C, las emisiones mundiales de CO₂ deben disminuir como mínimo un 45% entre 2010 y 2030, y lograr alcanzar el 0 en 2050.
4. Una próspera acción climática generaría un beneficio de aproximadamente 26 billones de dólares en el año 2030.
5. Solamente con el sector energético se generarán en torno a 18 millones de puestos de trabajo para el año 2030, exclusivamente en energía sostenible.

Se presentan diferentes soluciones para abastecer la demanda eléctrica del sistema *back up* del hospital Nuestra Señora de Gracia, siendo aplicable del mismo modo a poblados o regiones sin acceso a la red eléctrica, con el objetivo de que progresivamente se abandonen las energías provenientes de combustibles fósiles. Del mismo modo, se logra cierto distanciamiento respecto de los conflictos locales, gracias al grado de independencia alcanzado al implantar fuentes de energía alternativas a las establecidas por el propio país.

El hospital objeto de este TFG, Nuestra Señora de Gracia, presenta una distribución relativamente sencilla, equipado con el material indispensable y en ocasiones escaso para llevar a cabo su función.



Se analizan diversos métodos de suministro mediante fuentes de energía renovables tales como solar fotovoltaica o microeólica. De esta manera se garantiza un suministro continuo al sistema *back up* independiente de la red.



3. Alcance

El hospital Nuestra Señora de Gracia se construyó en 1953 por la congregación española religiosa Hermanas de la Caridad de Santa Ana en Asikuma, Ghana. Tiene una capacidad de 104 camas, siendo la única instalación hospitalaria en el distrito Asikuma Odoben Brakwa. Este distrito consta de 183 aldeas, con una población total de 93.554 personas (Our Lady of Grace Hospital, 2019). Además, la instalación atiende otros distritos como Ajumako con 93.300 habitantes y parte de las regiones de Agona y Assin con otras 225.000 personas. De este modo, el hospital Nuestra Señora de Gracia es el centro de referencia para Asikuma y los distritos colindantes.

Asikuma es una zona políticamente inestable, restringiéndose en muchas ocasiones el suministro de energía, lo cual contribuye a la irregularidad de la alimentación eléctrica del hospital. Además, la instalación eléctrica del hospital es precaria y está en malas condiciones. Este hecho, sumado a los frecuentes cortes del suministro eléctrico, no garantiza el suministro eléctrico esencial del hospital. Hasta el momento, el hospital ha cubierto la falta de electricidad con un grupo electrógeno.

En este TFG se estudian diferentes alternativas para abastecer la demanda eléctrica del sistema *back up* del hospital Nuestra Señora de Gracia, analizando diversas opciones sostenibles y autónomas, como la energía solar fotovoltaica y la energía eólica. Se analizarán varias opciones para la alimentación del *back up*: solar fotovoltaica y micro-eólica, con el fin de obtener mayor rendimiento y rentabilidad frente al grupo electrógeno diésel.

4. Contexto y antecedentes.

4.1 Asikuma, Ghana: localización, clima, sociedad.

Geografía y localización

La república de Ghana es un país de la costa occidental de África. Limita al Norte con Burkina Faso, al Este con Togo, al Oeste con Costa de Marfil y al Sur con el Golfo de Guinea (océano Atlántico). El territorio se divide en 10 provincias, que a su vez están divididos en 138 distritos. En torno a la mitad del país está una altitud inferior a 150 m sobre el nivel del mar. Se considera un país poco accidentado con 537 km de costa de arena. La mitad Norte del país está afectada por la cuenca del río Volta, cuya desembocadura se encuentra al Sudeste de la región.

El presente TFG se centra en la localidad de Asikuma (**5° 34' 33.6" N, 1° 0' 0" W**), oficialmente 'Asikuma-Oboden-Brakwa'. Este distrito pertenece a la Región Central. Se ubica al Sur del país, cerca del Golfo de Guinea y al Oeste de Accra, capital del país. Esta región se caracteriza por tener una única carretera de tierra que la atraviesa, siendo la única vía de comunicación terrestre. Debido a las deficientes comunicaciones, las distancias entre los pequeños núcleos de población se acentúan. El hospital Nuestra Señora de Gracia está marcado en el mapa (Figura 2), situado en el centro urbano, en una de las calles principales.



Figura 2: Captura vista satélite Asikuma. Fuente: Google Maps Satélite, 2020.

Climatología

En general, el clima de Ghana se puede describir como tropical-monzónico, con una estación seca en invierno y una lluviosa en verano debida a los monzones africanos. Como se puede observar en la Figura 3, la temperatura promedio durante todo el año es de 27°C, por lo que es un clima cálido. La

época de lluvias tiene lugar entre abril y julio, siendo junio el mes más húmedo alcanzando precipitaciones de hasta casi los 200 mm que se muestran en la Tabla 3.

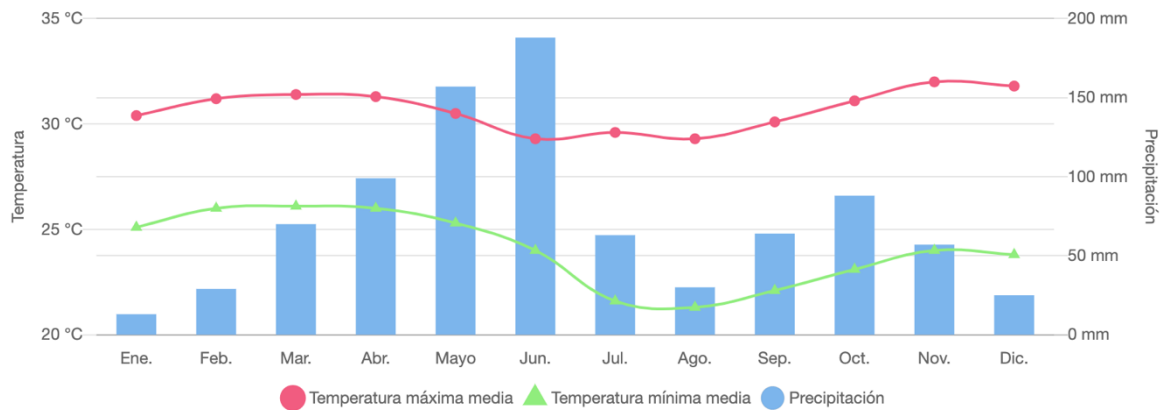


Figura 3: Climograma Accra, Ghana. Fuente: www.worldmeteo.info, 2020.

Tabla 3: Promedios climáticos Accra, Ghana. Fuente: www.worldmeteo.info, 2020.

El clima en Accra, Ghana

Mes	Temperatura máxima media	Temperatura mínima media	Precipitación
Enero	30 °C	25 °C	15 mm
Febrero	31 °C	26 °C	30 mm
Marzo	31 °C	26 °C	70 mm
Abril	31 °C	26 °C	100 mm
Mayo	31 °C	25 °C	155 mm
Junio	29 °C	24 °C	190 mm
Julio	30 °C	22 °C	65 mm
Agosto	29 °C	21 °C	30 mm
Septiembre	30 °C	22 °C	65 mm
Octubre	31 °C	23 °C	90 mm
Noviembre	32 °C	24 °C	55 mm
Diciembre	32 °C	24 °C	25 mm

Sociedad y demografía

Ghana tiene actualmente 28.400.000 habitantes, con una renta per cápita anual de 1.811 € y un Índice de Gini de 0,42 (Ministerio de Exteriores, 2019). El **índice de Gini** (BBVA, 2016) mide la desigualdad del reparto de ingresos entre los habitantes de un país en edad de cotizar. Este parámetro adquiere un valor entre 0 y 1, donde 0 representa la igualdad total y 1 la desigualdad.

El **índice de desarrollo humano (IDH)**, es un indicador establecido por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) que mide los logros obtenidos en las dimensiones fundamentales para el desarrollo de una persona. Estos parámetros se cuantifican según la esperanza de vida al nacer, la tasa de alfabetización de adultos y matrículas de primaria y secundaria y el INB per cápita, siendo 1

el valor que representa el mejor IDH. Atendiendo a los Informes sobre Desarrollo Humano, se observa una evolución positiva, pasando de un valor del IDH del 0,467 en 2010 al 0,596 actual, manteniéndose en el grupo de países de *desarrollo humano medio*.

Como consecuencia del aumento del IDH, se ha producido un progresivo crecimiento demográfico, tal y como se muestra en la Figura 4. La edad media de la población es de 20,5 años, siendo el 75% menor de 25 años. Las mujeres tienen una media de 4 hijos. La esperanza de vida al nacer ha aumentado hasta los 62,7 años, siendo las mujeres más longevas que los hombres. Se ha producido un incremento en la esperanza de vida de 17,6 años desde 1960 (Data World Bank, 2017). Las desigualdades entre mujeres y hombres están presentes en la actualidad.

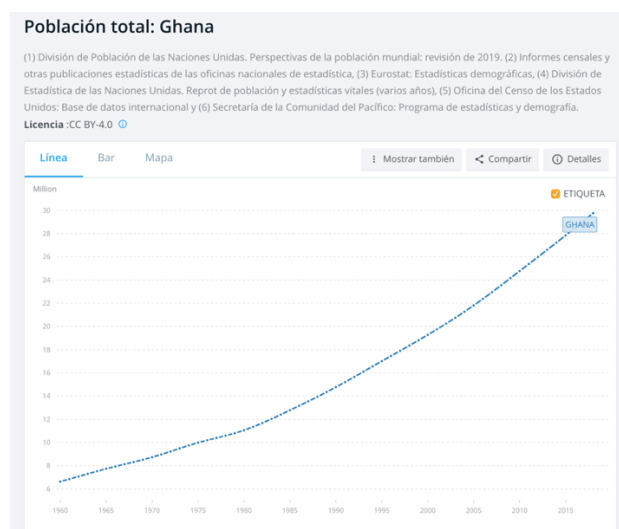


Figura 4: Evolución Demográfica Ghana. Fuente: data.worldbank.org, 2020.

Economía

En 2018, Ghana era considerada una de las diez economías de mayor crecimiento del mundo. Actualmente, representa la segunda mayor economía de África occidental. En los últimos años, el país ha realizado grandes avances en la lucha contra la pobreza. No obstante, estos progresos han sido dispares y aún existen importantes desigualdades, especialmente entre el sur y el norte del país. Cerca del 24,2% de la población del país vive por debajo del umbral de pobreza, según la ONG Oxfam. El crecimiento económico se debe a la agricultura (maíz, plátano, arroz, etc.). La minería está cobrando protagonismo gracias al aprovechamiento de recursos como el oro o la bauxita. El PIB per cápita en Ghana es sumamente inestable. Como indica la Figura 5, varía considerablemente de año en año.



Figura 5: PIB per cápita (%). Fuente: Banco Mundial, 2020.

Energía

En 2010, el gobierno de Ghana aprobó una política sobre la explotación de nuevos recursos energéticos. Aunque se intenta fomentar un mayor uso de energías renovables como la hidroeléctrica en la Presa de Akosombo, Ghana destaca por sus grandes reservas de gas natural y por su explotación del petróleo. Entre 2010 y 2011 se explotaba alrededor de 70.000 barriles diarios y se espera un aumento a 80.000 (*Global Petrol Prices, 2017*). Además, desde 2018 Ghana es uno de los pocos países del continente que cuenta con su propia central nuclear.

Por otro lado, en la Tabla 4 se indican los precios de la electricidad y del litro de combustibles en Ghana:

Tabla 4: Precios electricidad y gasolina Ghana. Fuente: GLOBALPETROLPRICES (2020)

Fuels, price per liter	Date	GHS	USD
<u>Gasoline prices</u>	27.04.2020	5.224	0.905
<u>Diesel prices</u>	27.04.2020	5.247	0.909
<u>Kerosene prices</u>	27.04.2020	4.213	0.73

The next table shows the electricity rates per kWh. In the calculations, we use the average annual household electricity consumption and, for business, we use 1,000,000 kWh annual consumption. More recent data are available for [download](#).

Electricity prices per kWh	Date	GHS	USD
<u>Households</u>	01.09.2019	0.35	0.061
<u>Business</u>	01.09.2019	0.751	0.13

4.2 Las energías renovables en los Proyectos de Cooperación en Ghana.

El Gobierno ghanés estableció en el pasado 2019 su llamado ‘*Renewable Energy Master Plan*’, en el cual se pretende llevar a cabo una inversión en infraestructura para fomentar el uso de las energías renovables. Los principales objetivos para 2030 son, entre otros:

- Aumentar la potencia instalada de energías renovables desde los 42,5 MW (2015) hasta los 1363.63 MW.
- Reducir la dependencia de la biomasa como combustible principal.
- Proporcionar alternativas de suministro eléctrico renovable para unas 1000 zonas sin conexión a la red eléctrica.

En la Tabla 5, se indica el conjunto de instalaciones fotovoltaicas registradas en el año 2016. Actualmente, se han instalado más de 38.000 sistemas solares aislados y otros 25.000 conectados a la red (SmartSolar Ghana, 2020). En su conjunto, logran una capacidad instalada de 8 MW, cifra que continúa en ascenso.

Tabla 5: Instalaciones Solares Fotovoltáicas en Ghana, SmartSolar (2016).

Instalaciones Solares Fotovoltáicas En Ghana (2016)

Sistemas solares fotovoltáicos	↕ Capacidad instalada (en kW)	↕ Generación (en GWh)
Sistema escolar	15	0.01 - 0.02
Sistema de carga de la batería	10	0.01 - 0.02
Sistema para centros de salud de rayos	6 6	0.01 - 0.1
Farola solar	10	0.04 - 0.06
Sistemas domésticos urbanos	20	0.05 - 0.06
Refrigeración de vacunas	42	0.08 - 0.09
Sistema conectado a la red	60 60	0.1 - 0.12
Telecomunicación	100	0.1 - 0.2
Bombeo de agua	120	0.24 - 0.25
Sistemas de casas rurales	450	0.7 - 0.9
Total	853	1.34 - 1.82

No obstante, como se ha mencionado en el apartado anterior, actualmente las principales fuentes de energía empleadas en Ghana son los combustibles fósiles y la energía hidroeléctrica. Es aquí donde los Proyectos de Cooperación al Desarrollo adquieren un papel fundamental. En Ghana, más del 80% de la población tiene acceso a la electricidad, siendo uno de los países más consumidores de electricidad per cápita del África Subsahariana. Sin embargo, ello no implica que la calidad del suministro sea regular y sostenible. En la Figura 6 se observa el crecimiento del porcentaje de población con acceso a electricidad (Data World Bank, 2018).

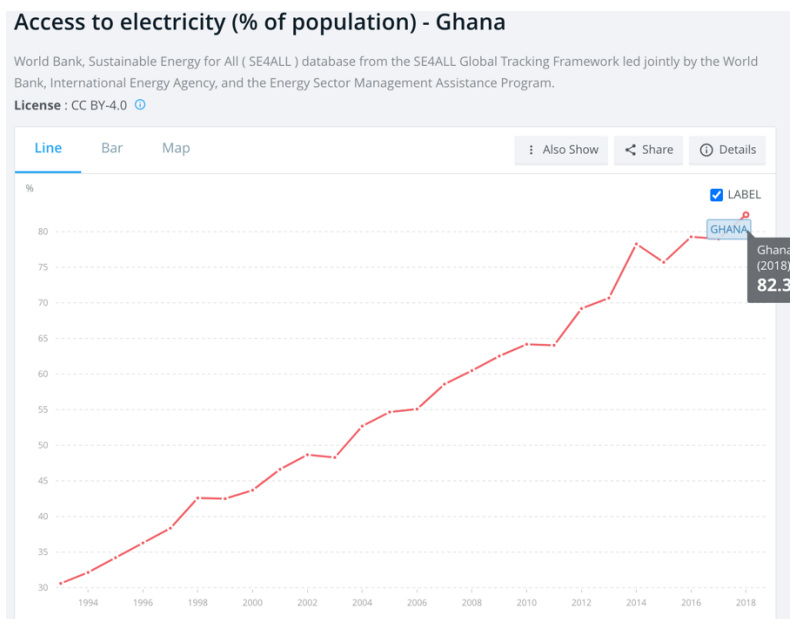


Figura 6: Porcentaje de población con acceso a electricidad. Data World Bank, 2018.

Hay diversas ONGs que emplean sus recursos para realizar proyectos en Ghana. Entre ellas, destacan:

Manos Unidas

La mayor parte de los proyectos que esta ONG lleva a cabo son educativos. Manos Unidas cuenta actualmente con 45 proyectos activos en Ghana y más de 3 millones de euros destinados a ellos (Manos Unidas, 2020).

UNOPS

La Oficina de las Naciones Unidas de Servicios para Proyectos (UNOPS, 2019) ha hecho posible que la asistencia sanitaria llegue a las zonas más remotas del país, ya que la mayoría de las personas que viven en la región Nororiental (900.000 personas), lo hacen en casas aisladas y de difícil acceso. En este proyecto, se adquirieron más de 80 vehículos de tres ruedas adaptados al terreno y se les dotaron con equipos médicos indispensables para hacer la labor de ambulancia. De esta manera, se facilita el trabajo de los más de 700 voluntarios que se desplazaban en bicicleta y que no podían trasladar al enfermo al hospital más cercano.

Por otro lado, en la región de Volta se calcula que hay menos de dos parteras por cada mil habitantes. Este hecho dificulta en gran medida una de las metas de los mencionados ODS, donde se pretende reducir la tasa de mortalidad materna y de recién nacidos. Es por ello por lo que la UNOPS ha construido en el último año un centro de capacitación de parteras en el municipio de Keta (Volta), donde se registraban en 2016 más de 175 fallecimientos por cada 100.000 nacidos vivos. Este centro está dotado de salas administrativas, apartamentos de dos habitaciones para el personal docente, una biblioteca, además de el equipo médico e informático necesario.



Especificando únicamente las ONGs que tienen proyectos de energía renovable solar en activo, cabe mencionar:

CEESD

El Centro de Energía, Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (CEESD) es una ONG que se centra en abordar los problemas energéticos desde un enfoque sostenible y respetuoso con el medio ambiente. Proporciona soluciones solares a las comunidades locales como abastecimiento eléctrico principal. CEESD lanzó el pasado 2019 una iniciativa llamada 'Solar Leasing' en colaboración con la Universidad de Arizona en la que se pretende implantar una modalidad de negocio de arrendamiento solar. Éste proporcionará diferentes sistemas solares con una tarifa mensual en función de la demanda. El proyecto se ha inaugurado con la subvención de 100.000\$ en Faaso Battor para el suministro eléctrico de la escuela de dicha localidad (CEESD, 2019).

Sustainable Energy for All

Con sedes en Viena y Washington, describen sus valores como 'investigación, escucha a las personas pobres en energía y conexión entre las partes interesadas.' De esta manera, SEforALL está presente en todos los países de la CEDEAO (Comunidad Económica de Estados de África Occidental).

REEEP

REEEP (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership) es una organización con sede en Viena, que se encarga de promover la inversión del sector privado en energías limpias de los países en desarrollo. Actualmente tiene proyectos activos en países como Zambia, Uganda y Mozambique además de Ghana.

Además de las mencionadas organizaciones, cabe destacar algunas otras como IRENA, organización intergubernamental que fomenta la transición de países en desarrollo a energías limpias o Energy Foundation, que fomenta las relaciones entre el sector público y privado con un único objetivo, la implantación de las energías limpias.

5. Descripción del Hospital Nuestra Señora de Gracia.

El complejo hospitalario de Nuestra Señora de Gracia está situado en la ciudad de Asikuma, en la Región Central de Ghana, a unos 130 km de la capital, Accra. Desde 1972 el hospital es propiedad de la Congregación española de las Hermanas de la Caridad de Santa Ana, la cual se encarga de la gerencia, administración, farmacia, maternidad y atención al enfermo. Esta congregación lleva operativa desde 1804, en Zaragoza. Desde entonces, las Hermanas de la Caridad de Santa Ana mantienen activos 138 proyectos, de los cuales 40 son en África (CHCSA, 2020). Además de Ghana, contribuye en países como Guinea Ecuatorial, Congo o Costa de Marfil, realizando sobretodo proyectos de apoyo a la mujer, de desarrollo educativo y de asistencia sanitaria básica.

La congregación ha ido lanzando proyectos desde que adquirieron el hospital Nuestra Señora de Gracia con el objetivo de progresivamente mejorar la calidad de la atención y de las instalaciones, y por tanto incrementar el número de pacientes atendidos. Estos proyectos se detallan en la Tabla 6:

Tabla 6: Proyectos de la CHCSA en Asikuma. Elaboración propia. Fuente: www.chcsa.org (2020)

Proyecto	Presupuesto (€)	Beneficiarios (personas)	Fecha inicio/Fecha fin
1. Fase I Hospital Asikuma: Farmacia y consultas	127.964	20.000	01-01-2008/31-12-2008
2. Fase II Hospital Asikuma: construcción y equipamiento de un bloque sanitario	129.677	200.000	18-09-2009/ No finalizado
3. Fase III Hospital Asikuma: área de rayos X y urgencias	126.548	200.000	26-01-2010/31-03-2011
4. Puesta en marcha de un laboratorio	114.508	93.277	01-09-2006/30-06-2007
5. Cobertura sanitaria para Asikuma	21.200	24.765	No se indica
6. Acceso a la sanidad para la gente sin recursos. Apoyo al hospital de Asikuma.	12.000	No se indica	01-01-2017/No finalizado.

Gracias a estas mejoras, el hospital Nuestra Señora de Gracia tiene un radio de acción de más de 200.000 personas, ya que es la única referencia que tienen muchos de los poblados de alrededor.

5.1 Descripción de las instalaciones.

La distribución de un hospital africano es muy distinta al concepto de hospital europeo. El Hospital Nuestra Señora de Gracia se compone de una veintena de edificaciones aisladas repartidas en un amplio entorno con viales interiores. Cada edificación es diferente en tamaño, orientación y forma, si bien mantienen aspectos constructivos comunes (tipología de cerramientos exteriores, huecos, materiales de construcción empleados, etc.) y suelen ser de una altura, dos plantas en casos excepcionales. En algunos casos contrastan edificaciones tradicionales con otras más modernas, factibles gracias a la cooperación internacional, con algunas características que se asemejan más a los países desarrollados. La Figura 7 muestra la distribución del complejo, que en su conjunto ocupa un área de 8130 m² (OLG Hospital, 2019).



Figura 7: Plano general del hospital Nuestra Señora de Gracia. Elaboración propia. Fuente: www.olg-hospital.org, 2020.

En la Figura 8, se muestra la sala de urgencias del hospital. Como se ha descrito, los edificios siguen este esquema, un tipo de bungalow de una única planta con cubierta a dos aguas.



Figura 8: Sala de urgencias. Fuente: www.olg-hospital.org, 2020.

En la Figura 9 se muestra uno de los pocos edificios con más de una planta. Es el caso del bloque de obstetricia y ginecología. Como se ha expuesto anteriormente, en Ghana cada mujer tiene una media de 4 hijos, esto provoca que fácilmente se colapse dicho servicio, dada la escasez de personal y material.



Figura 9: Edificio de obstetricia y ginecología. Fuente: www.olg-hospital.org, 2020.

En la Figura 10, se muestra el edificio más grande del hospital, el comedor. Es el único de tres plantas.



Figura 10: Comedor del hospital. www.olg-hospital.org, 2020.

La distribución del complejo es desordenada y se divide en distintas zonas, en función del propósito de los edificios:

- Zona hospitalaria (tratamiento de pacientes).
- Zona administrativa (gestión del hospital).
- Zona religiosa y de culto (residencias de las hermanas de la congregación e Iglesia).
- Zona residencial (chalés y bungalows donde se alojan los médicos y enfermeros).
- Otros (mantenimiento, cantina/comedor, etc.).

El Hospital Nuestra Señora de Gracia cuenta con las siguientes unidades sanitarias (25), que se indican en la Tabla 7.

Tabla 7: Unidades sanitarias del hospital. Elaboración propia. Fuente: www.olq-hospital.org, 2020.

Departamento de pacientes externos OPD.	Farmacia	Oftalmología	Salud Pública	Centro de terapia antirretroviral VTR.
Psiquiatría	Oreja, nariz y garganta ENT	Fisioterapia	Sala de hombres	Sala de mujeres
Sala de niños	Unidad de emergencia	Sala de partos	Quirófano	Centro de diabetes
Dentista	Unidad de células falciformes	Recuperación	Ginecología	Médico especialista en clínica
Laboratorio	Radiografía	Escaneo de ultrasonido	Mortuorio	Administración

5.2 Inventario de equipos.

Debido a la diversidad de unidades del hospital, el sistema de apoyo *back up* se diseña para suministrar energía eléctrica a los edificios donde se desarrolla una actividad esencial, considerados como críticos. Estos son: **quirófano (en el plano se indica como ‘Theatre’), salas de maternidad y paritorio, sala de urgencias y laboratorios.**

A continuación, se detalla el **equipamiento eléctrico** de cada uno de ellos indicando su consumo eléctrico. Los datos de consumo se han obtenido de las fichas técnicas de cada equipo en la referencia indicada.

1. Quirófano

El hospital consta de un único quirófano para realizar exclusivamente las cirugías más urgentes y dispone del equipamiento básico, indicado en la Tabla 8. En la Figura 11 se muestra una fotografía del quirófano y se puede observar a simple vista el colchón térmico, el monitor de signos vitales, el carro de anestesia, el respirador de color azul y blanco y la lámpara quirúrgica.

Tabla 8: Equipamiento eléctrico quirófano. Elaboración propia. Fuente: www.msbs.qob.es, 2020.

Cantidad	Equipo	Potencia (W)	Referencia
2	Electrocauterio de circuito bipolar	200	www.quirumed.com
2	Bisturí armónico	300	www.somatechnology.com
2	Colchón térmico	100	www.debramedix.com
1	Monitor signos vitales	30	www.prhoina.com
2	Bomba de infusión	15	www.dhmaterialmedico.com
1	Carro de anestesia	30	www.draeger.com
1	Respirador automático	300	www.hamilton-medical.com
1	Desfibrilador	150	www.physio-control.com
1	Lámpara quirúrgica	60	www.quirumed.com
Total		1800	

Figura 11: Quirófano del Hospital NSG. Fuente: www.olg-hospital.org, 2020.

Así pues, la potencia total instalada en el quirófano es de **1,8 kW**.

2. Sala de maternidad

Los equipos destinados a la maternidad son de vital importancia, siendo el bloque mejor equipado. El edificio cuenta con tres paritorios independientes, además de una sala de incubación para los recién nacidos. Las salas de maternidad están acondicionadas para intervenir quirúrgicamente a la paciente en caso de complicaciones o cesáreas. Por tanto, a parte del material propio de esta instalación, también cuentan con la instrumentación de quirófano, todo ello indicado en la Tabla 9.

En este bloque también se lleva a cabo la atención pre y postnatal. Además, incluye una unidad para la atención de salud reproductiva y maternidad segura, similar al servicio de Planificación Familiar de España.

Tabla 9: Equipamiento eléctrico sala de maternidad/paritorio. Elaboración propia. Fuente: www.mscls.gob.es, 2020.

Cantidad	Equipo	Potencia (W)	Referencia
6	Negatoscopio	30	www.medicalexpo.es
3	Ecógrafo	300	www.primphysio.es
3	Monitor multiparamétrico	80	www.dhmaterialmedico.com
3	Carro de anestesia	30	www.draeger.com
3	Respirador automático	300	www.hamilton-medical.com
3	Cama eléctrica	300	www.ventadecolchones.com
3	Desfibrilador	150	www.physio-control.com
3	Incubadora neonatal	190	www.medicalexpo.es
3	Cardiotocógrafo intraparto	80	www.doctorshop.es
3	Bisturí armónico	300	www.somatechnology.com
3	Bomba de infusión	15	www.dhmaterialmedico.com
3	Aparato succionador	90	www.primedeq.com
3	Lámpara quirúrgica	60	www.quirumed.com
6	Cama con calefactor radiante	800	www.primedeq.com
Total		10.665	

Por tanto, tal y como se ha indicado, la potencia instalada en la sala de maternidad es de **10,66 kW**.

3. Sala de Urgencias

En el bloque de emergencias del hospital se atienden pacientes con fracturas o esguinces, picaduras de serpiente que causan la muerte de más de 32.000 personas en África Occidental (BBC, 2019) o afectados por el virus Zika, dengue o malaria, que son las enfermedades con la tasa de mortalidad más alta en África transmitidas por mosquitos. Así pues, la sala de urgencias está equipada con la instrumentación necesaria para atender dichas emergencias, que se especifica en la Tabla 10.

Tabla 10: Equipamiento eléctrico unidad de emergencias. Elaboración propia. Fuente: www.msccbs.gob.es, 2020.

Cantidad	Equipo	Potencia (W)	Referencia
4	Colchón térmico	100	www.debramedix.com
2	Monitor de signos vitales	30	www.prhoinsa.com
2	Bomba de infusión	15	www.dhmaterialmedico.com
2	Carro de anestesia	30	www.draeger.com
1	Respirador automático	300	www.hamilton-medical.com
2	Desfibrilador	150	www.physio-control.com
2	Calentador de sangre	450	www.itemscatalogue.redcross.int
2	Lámpara quirúrgica	60	www.quirumed.com
Total		2.170	

La potencia total instalada en la sala de urgencias es de **2,17 kW**.

4. Laboratorio

Al igual que el bloque de maternidad, destaca por ser un departamento más avanzado tecnológicamente que el resto. Principalmente se realiza análisis hematológicos, bioquímicos y de coagulación. Además, dentro de los análisis microbiológicos, se engloban los casos de alergias, toxicología para comprobar los niveles de estupefacientes, endocrinología para evaluar los distintos tipos de hormona, marcadores tumorales indicadores del cáncer, y por último inmunología para analizar los anticuerpos contra el VIH, dengue, malaria, etc. Dichos análisis se realizan con el equipamiento mostrado en la Tabla 11.

Tabla 11: Equipamiento eléctrico del laboratorio. Elaboración propia. Fuente: www.pce-iberica.es, 2020.

Cantidad	Equipo	Potencia (W)	Referencia
3	Agitador	15	www.pce-instruments.com
3	Centrifugadora	10	www.pce-instruments.com
2	Esterilizador	800	www.quirumed.com
2	Estufa de laboratorio	450	www.expondo.es
3	Homogeneizador	85	www.quirumed.com
3	Bomba peristáltica	80	www.pce-instruments.com
2	Limpiador ultrasonidos	480	www.expondo.es
4	Microscopio Olympus CX21	20	www.directindustry.es
2	Frigorífico para muestras, vacunas y medicamentos	947	www.home.liebherr.com
1	Analizador de bioquímica automático de mesa BT 3000	1.000	www.medicalexpo.es
Total		7.004	

A pesar de que en la Tabla 11 se ha indicado toda la instrumentación eléctrica de los laboratorios del hospital, únicamente estarán conectados al sistema *back up* los frigoríficos para vacunas y medicamentos. Esto es debido a que el resto de los equipos no son considerados de vital importancia a la hora de atender urgencias en los cortes de suministro eléctrico.

Así pues, el total de potencia instalada por laboratorio es de **1,89 W** (2 frigoríficos).

5.3 Caracterización de consumos de energía eléctrica.

Dentro de los edificios que se consideran críticos, el hospital Nuestra Señora de Gracia cuenta con un quirófano, un edificio de maternidad, una sala de urgencias y dos laboratorios.

Atendiendo a las Tablas del apartado 5.2., el sistema *back up* debe cubrir una potencia total de 18,41 kW. Se ha asumido un consumo de 6 horas al día para el suministro del *back up*, estimando entre los días en los que no se produce ningún corte y aquellos en los que la falta de electricidad dura más de 9

horas. Con ello, el consumo total de las cargas conectadas al *back up* es de 110,50 kWh/día. Los datos mencionados listan en la Tabla 12.

Tabla 12: Caracterización de consumos eléctricos del Back up. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Edificios críticos	Potencia (kW)	Consumo (kWh)
Quirófano	1,80	10,80
Maternidad	10,66	64,00
Urgencias	2,17	13,02
Laboratorios (2)	3,78	22,68
Total	18,41	110,50

Debido a que la implantación de sistemas de suministro eléctrico a partir de energías renovables representa una gran inversión económica, se va a realizar un estudio detallado para maximizar la rentabilidad de la inversión, comparando el precio del kW instalado y el kW de la red eléctrica en Ghana.

El hospital Nuestra Señora de Gracia dispone de 104 camas (Our Lady of Grace, 2020), por lo que se considera de mediana capacidad. Según el artículo '*A review of sustainable energy access and technologies for healthcare facilities in the Global South*' de la revista '*Sustainable Energy Technologies and Assessments*' (Franco A., 2017), el consumo diario por cama de los hospitales en África varía entre los **15 y 35 kWh/día**.

En la Figura 12 se muestra que el consumo medio por cama en hospitales de localidades con pocos recursos de la India es entre **10 y 20 kWh/día** (Energypedia, 2019). Las características del hospital descrito son muy semejantes a Nuestra Señora de Gracia, tanto en el número de camas indicado como en el equipamiento y servicios descritos.

Teniendo en cuenta que el hospital no dispone de aire acondicionado ni climatización (sólo tiene un split en el quirófano), se asume un consumo diario eléctrico por cama de 15 kWh.

<p>Category II Medium-sized / District health centers moderate energy requirements, 10 - 20 kWh/day</p>	<ul style="list-style-type: none"> • They cater to larger populations than small rural health posts • Approximately 60 - 120 beds <p>Electric power is required for:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Medical equipment similar to Category I Health Clinic; but frequency of use and number of devices are higher than those of Category I • Separate refrigerators may be used for food storage and cold chain • Communication device, such as a radio • More sophisticated diagnostic medical equipment • Advanced equipment, such as small size X-ray machine. • Complex surgical procedures, such as dental health surgeries
-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Figura 12: Consumo eléctrico por cama en un hospital de tamaño mediano en India. Fuente: Energypedia, 2019.

Con ello, el consumo total del hospital queda:

- Consumo total diario: 15 (kWh) * 104 (camas) = **1560 kWh/día (de los cuales, 110,5 kWh/día son consumos esenciales).**

Además, es necesario diferenciar entre el consumo diurno y nocturno del hospital para el caso del sistema fotovoltaico, ya que cuando la instalación en cuestión haya recargado el sistema *back up*, procederá a suministrar directamente al hospital. Tomando como referencia el artículo '*Equipment and Energy Usage in a Large Teaching Hospital in Norway*' de la revista '*Healthcare Engineering*' (Martinez, R. y Rhode, T., 2015), aproximadamente el 17% ($\frac{1}{6}$) del consumo se produce de noche, mientras que el resto se consume durante el día. Así pues, el consumo eléctrico total del hospital se distribuye como:

- Consumo diario total diurno: $\frac{5}{6} * 1560$ (kWh/día) = 1300 kWh/día.
- Consumo diario total nocturno: $\frac{1}{6} * 1560$ (kWh/día) = 260 kWh/día.

Por otro lado, el grado de ocupación del hospital se calcula mediante la Ec. (1) (Instituto Vasco de Estadística, 2019):

$$\frac{N^{\circ} \text{ de estancias}}{(\text{Camas} * 365 \text{ días})} * 100 \quad (1)$$

Siendo *Nº de estancias* los días que las camas están ocupadas por pacientes hospitalizados en un año.

Tal como se ha mencionado en el apartado 5, la ratio de atención del hospital es de más de 200.000 personas. Teniendo en cuenta además que el hospital atiende durante las 24h del día, se asume un *Nº de estancias* de 250 días al año, con lo que el grado de ocupación resulta:

$$\frac{250}{(104 * 365)} * 100 = 65,90$$

Así pues, el grado de ocupación del hospital es entorno al 66% durante todo el año.

6. Alternativas para el suministro eléctrico renovable.

En este apartado se detalla el diseño de los diferentes casos de estudio de este TFG: solar fotovoltaica y microeólica. Todas las opciones tienen el mismo objetivo, suministrar energía al sistema *back up* hasta que se carguen sus baterías al completo. El resto del tiempo, con las baterías ya cargadas, suministran electricidad directamente al hospital para reducir su consumo de la red eléctrica. En el momento en que se produzca un corte del suministro eléctrico, las baterías del *back up* son las encargadas de suministrar electricidad al hospital y la instalación en cuestión pasa a cargar de nuevo dicho sistema.

6.1 Diseño de la instalación fotovoltaica.

Para el dimensionado de un sistema fotovoltaico aislado es necesario definir la capacidad necesaria de la instalación para cubrir la demanda de las cargas conectadas. El procedimiento a seguir para el correcto dimensionado es el siguiente:

1. Caracterización del consumo eléctrico.
2. Estimación de la energía solar disponible.
3. Dimensionado del inversor.
4. Dimensionado de los generadores fotovoltaicos (número y disposición).
5. Dimensionado del regulador.
6. Dimensionado del sistema de almacenamiento (número y disposición).
7. Dimensionado del cableado (longitud y sección).

Los generadores fotovoltaicos están compuestos por un conjunto de células fotovoltaicas que generan corriente continua por efecto fotoeléctrico a partir de la radiación solar captada. En este tipo de instalaciones, la mayor parte de las pérdidas es debida al incremento de temperatura que experimentan dichos paneles, alejándose de su temperatura de funcionamiento.

Se analizan tres tipos de tecnologías diferentes con el objetivo de seleccionar el módulo fotovoltaico más adecuado para la instalación deseada: silicio policristalino, silicio monocristalino y telururo de cadmio. En los tres casos, el criterio de selección ha sido la mayor potencia del panel disponible, para reducir el número de paneles necesarios y por tanto, la superficie ocupada, además de los costes de mantenimiento.

Módulos fotovoltaicos policristalinos

En este tipo de módulos el elemento principal es el silicio. Es un elemento semiconductor muy común en la superficie terrestre y, junto a los monocristalinos, son los módulos más empleados en la práctica. Están compuestos de pequeños granos de silicio orientados aleatoriamente y poseen una eficiencia

menor que los monocristalinos (entre el 12% y el 15%). Los motivos por los que estos módulos son los más empleados son su bajo coste de producción y su larga vida útil.

Los datos del módulo fotovoltaico policristalino seleccionado se muestran en la Tabla 13. El nombre comercial del panel es SPP330-24, de la compañía Victron Energy.

Tabla 13: Datos técnicos módulo fotovoltaico. Fuente: Bornay, 2020.

Potencia máxima (Pmax)	330	W
Tensión Máxima Potencia (Vmpp)	37,30	V
Corriente Máxima Potencia (Impp)	8,86	A
Tensión Circuito Abierto (Voc)	44,72	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	9,57	A
Temperatura de funcionamiento normal de la célula (Tonc)	46	°C
Coeficiente de temperatura de Voc (ΔV)	-0,35	%/°C
Coeficiente de temperatura de Isc (ΔI)	0,04	%/°C
Tipología	Policristalino	

Módulos fotovoltaicos monocristalinos

Esta tecnología está formada por una estructura cristalina ininterrumpida y sin límites de grano con un comportamiento uniforme. La principal ventaja de estas células es la eficiencia, superior a la de los policristalinos (14 a 18%). Además, es la que mejor mantiene las propiedades a lo largo del tiempo y consta de una larga vida útil.

En el caso de los módulos monocristalinos, se ha seleccionado el SPM360-24 del fabricante Victron Energy. Los datos del panel se muestran en la Tabla 14.

Tabla 14: Datos técnicos módulo monocristalino. Fuente: Bornay, 2020.

Potencia máxima (Pmax)	360	W
Tensión Máxima Potencia (Vmpp)	38,40	V
Corriente Máxima Potencia (Impp)	9,38	A
Tensión Circuito Abierto (Voc)	47,40	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	10,24	A
Temperatura de funcionamiento normal de la célula (Tonc)	45	°C
Coeficiente de temperatura de Voc (ΔV)	-0,35	%/°C
Coeficiente de temperatura de Isc (ΔI)	0,04	%/°C
Tipología	Monocristalino	

Módulos fotovoltaicos de telururo de cadmio

Estas células fotovoltaicas de lámina delgada emplean una fina película de telururo de cadmio. Sus principales ventajas son su bajo coste, su alto rendimiento (similar al policristalino, en torno al 12-13%) y su bajo coeficiente de temperatura en comparación con los paneles de silicio (-0,29 %/°C). Es una tecnología relativamente nueva que sigue estudiándose, por lo que presenta un margen de mejora futuro.

El módulo seleccionado es de 112,5 W del fabricante First Solar. Al ser una tecnología novedosa, no se encuentra fácilmente en el mercado y hay menos opciones donde elegir. Sus datos técnicos se muestran en la Tabla 15.

Tabla 15: Datos técnicos del módulo de Teluro de Cadmio. Fuente: First Solar, 2020.

Potencia máxima (Pmax)	112,5	W
Tensión Máxima Potencia (Vmpp)	70,2	V
Corriente Máxima Potencia (Impp)	1,60	A
Tensión Circuito Abierto (Voc)	87,70	V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	1,75	A
Temperatura de funcionamiento normal de la célula (T_{onc})	45	°C
Coeficiente de temperatura de Voc (ΔV)	-0,29	%/°C
Coeficiente de temperatura de Isc (ΔI)	0,04	%/°C
Tipología	Te-Cd	

Inversor

El inversor seleccionado es el modelo Sirio TL 30 de la compañía RIELLO, con 30 kW de potencia nominal. Es el encargado de transformar la corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos a corriente alterna. Algunos elementos conectados al sistema consumen directamente la corriente continua producida por los paneles. Sin embargo, la mayoría de equipos conectados consumen en alterna. Para seleccionar la potencia del inversor, ha de sumarse la potencia total de las cargas conectadas al sistema. En este caso, se trata de 18,41 kW. Además, es preciso aplicar un margen de seguridad del 20% como se indica en la expresión 2:

$$P_{inv} = 1,2 * P_{cargas} = 1,2 * 18410 = 22092 \text{ W.} \quad (2)$$

Para seleccionar adecuadamente el inversor del sistema, se debe tener en cuenta los picos de potencia en el arranque de algunos de los instrumentos conectados. En algunos casos, dicha potencia de arranque es igual a 4 o 5 veces la nominal, con lo que es necesario sobredimensionar el inversor para proteger de posibles sobrecargas. (Alonso Abella, 2005). Por tanto, se selecciona un inversor de 30000

W de potencia, asegurándose su correcto funcionamiento en condiciones normales y de arranque. Los datos de entrada del inversor necesarios para el dimensionamiento se muestran en la Tabla 16.

Tabla 16: Datos técnicos del inversor. Fuente: autosolar, 2020.

Rango de tensión del Pmpp (V)	480 - 800
Tensión máxima de entrada permitida Vcc (V)	1000
Corriente de entrada máxima permitida (A)	75
Potencia pico máxima (kW)	33

Una vez indicados los datos técnicos de los equipos seleccionados, se procede al predimensionado de la instalación.

6.1.1. Predimensionado de la instalación

Datos de irradiación

Mediante la herramienta PVGIS, se obtienen los datos de irradiación necesarios para el predimensionado de la instalación fotovoltaica. Como parámetros de entrada se introduce: la localización, la potencia instalada, las pérdidas (se asume el valor por defecto de 14%) y los valores de inclinación y acimut que PVGIS considera óptimos en función de la localización, como se puede observar en la Figura 13.

The screenshot displays the PVGIS web interface. At the top, it features the European Commission logo and the title 'PHOTOVOLTAIC GEOGRAPHICAL INFORMATION SYSTEM'. Below this, there is a navigation bar with 'Home', 'Herramientas', 'Descargas', 'Documentación', and 'Contáctanos'. The main area is divided into a map on the left and a configuration panel on the right. The map shows a location in Ghana with a blue pin and labels for 'Nyakrom', 'Amoakwa', 'Biseasi', and 'Esiam'. The configuration panel is titled 'RENDIMIENTO DE UN SISTEMA FV CONECTADO A RED' and includes the following fields and options: 'Base de datos de radiación solar' (PVGIS-SARAH), 'Tecnología FV' (Silicio cristalino), 'Potencia FV pico instalada [kWp]' (18.4), 'Pérdidas sistema [%]' (14), 'Opciones de montaje fijo' (Posición libre), 'Inclinación [°]' (35), 'Azimut [°]' (0), 'Precio electricidad FV' (checkbox), 'Coste sistema FV (su divisa)', 'Interés [%/año]', and 'Vida útil [años]'. There are also buttons for 'Visualizar resultados', 'csv', and 'json'.

Figura 13: Introducción parámetros de entrada. Fuente: PVGIS, 2020.

En este caso:

- α : Ángulo de acimut. Es el ángulo formado por el plano perpendicular al panel y la dirección norte o sur, en función del hemisferio en el que se encuentren, ya que los paneles han de orientarse hacia el ecuador. En este caso, el ángulo de acimut adquiere un valor óptimo de 5° .
- β : Ángulo de inclinación. Es el ángulo formado por la superficie del módulo con el plano horizontal. No tiene un valor óptimo fijo ya que varía según la estación, aun así, el ángulo de inclinación adquiere un valor óptimo medio de 9° .

En la Figura 14, se muestran los principales resultados obtenidos. Entre ellos, una gráfica de la producción de energía mensual del sistema fotovoltaico.



Figura 14: Resultado de la simulación. Fuente: PVGIS, 2020.

Una vez introducidos los parámetros de entrada, PVGIS proporciona el parámetro $H(i)_m$, siendo éste la suma media de la irradiación global por metro cuadrado recibido por los módulos del sistema dado (kWh/m^2). Dividiéndolo entre los días de cada mes se obtiene el dato de irradiación diaria, como se indica en la Tabla 17.

Tabla 17: Irradiación global diaria por metro cuadrado. Fuente: PVGIS, 2020.

	H(i)_m (kWh/m ²)	Hd (kWh/m ²)
Enero	201,5	6,5
Febrero	170,8	5,69
Marzo	192	6,15
Abril	183,9	6,1
Mayo	167,4	5,4
Junio	135,2	4,5
Julio	158,1	5,1
Agosto	152	4,84
Septiembre	170,5	5,68
Octubre	195	6,29
Noviembre	189,6	6,6
Diciembre	192,2	6,2
Media		5,71

Las Horas de Sol Pico (HSP) son el número de horas que tendría que brillar el sol con una intensidad de 1000 W/m². Por tanto,

$$HSP = \frac{5,71 \left(\frac{kWh}{m^2}\right)}{1000 \left(\frac{W}{m^2}\right)} = 5,71 h.$$

Con ello, se pueden obtener la energía diaria máxima ($E_{\text{día_máx}}$) y la potencia pico (P_{pico}) de la instalación. La energía diaria se obtiene a partir del consumo máximo de las cargas conectadas al *back up* y del factor de pérdidas, producto de η_{inv} , η_{BAT} y η_{conduct} con sus respectivos valores de referencia, como indica la expresión 3. Mientras que la potencia pico se obtiene como resultado del cociente entre la energía diaria y las HSP, tal como se muestra en la expresión 4:

$$E_{\text{día_máx}} = \frac{\text{Consumo máx}}{\eta_{\text{inv}} * \eta_{\text{Bat}} * \eta_{\text{conduct}}} = \frac{110,50}{0,95 * 0,85 * 0,99} = 138,29 \text{ kWh/día.} \quad (3)$$

$$P_{\text{pico}} = \frac{E_{\text{día_máx}}}{HSP} = \frac{138,29}{5,71} = 24,22 \text{ kW.} \quad (4)$$

- **Cálculo de módulos fotovoltaicos policristalinos**

A continuación, se procede a calcular el número y disposición de los módulos fotovoltaicos en el caso de policristalinos. Posteriormente, se indicarán los resultados del dimensionamiento con los otros dos tipos de paneles para proceder a su comparación.

Se debe tener en cuenta que los módulos han de conectarse en serie y en paralelo respetando siempre los límites de tensión e intensidad impuestos por el inversor. En el caso de que los módulos no produzcan la suficiente tensión, deben conectarse en serie, manteniendo intacta la intensidad. Por el

contrario, si la intensidad no alcanza el valor deseado, tienen que conectarse en paralelo, siendo la tensión igual a la del módulo.

En primer lugar, se determina el número máximo de módulos fotovoltaicos, que viene dado por la potencia máxima del inversor. Así pues, según indica la expresión 5:

$$\begin{aligned} \text{Número máximo de módulos} &= \frac{\text{Potencia máxima del inversor}}{\text{Potencia del módulo}} = \frac{33000}{330} & (5) \\ &= 100 \text{ módulos} \end{aligned}$$

Por tanto, el sistema ha de tener como máximo **100 módulos** fotovoltaicos. El siguiente paso es calcular su interconexión, calculando los intervalos máximos y mínimos. Con esto:

Número máximo de módulos en serie:

Para obtener el número máximo de módulos en serie, se tienen que cumplir las siguientes condiciones:

- El número máximo de módulos en serie trabajando a $V_{mp,máx}$, debe garantizar que el inversor siga el punto de máxima potencia (PMP). Así pues, la tensión en cada ramal (línea de un generador fotovoltaico formada por la unión de varios módulos en serie) tiene que ser obligatoriamente menor o igual que el valor del límite superior del rango de tensiones del PMP del inversor. Esto se indica en las expresiones 6 y 7.

$$V_{ramal} \leq V_{sup,PMP,inversor} \quad (6)$$

$$N_{máx,módulos \text{ en serie}} \leq \frac{V_{sup,PMP,inversor}}{V_{mp,máx,módulo}} \quad (7)$$

- El número máximo de módulos en serie ha de garantizar que, trabajando el inversor en circuito abierto, la tensión de cada ramal sea igual o inferior a la tensión máxima de entrada al inversor, evitando así dañar el inversor, según indican las expresiones 8 y 9.

$$V_{ramal} \leq V_{OC \text{ inversor}} \quad (8)$$

$$N_{máx,módulos \text{ en serie}} \leq \frac{V_{OC \text{ inversor}}}{V_{OC,máx \text{ inversor}}} \quad (9)$$

Una vez determinadas las condiciones que deben cumplir los módulos en serie, cabe comentar que la tensión de los módulos no es invariable, si no que depende de la temperatura. Las tensiones máximas ($V_{mp,máx,módulo}$, $V_{OC,máx \text{ inversor}}$) se dan para temperaturas mínimas, por lo que cabe determinar la mínima temperatura del lugar. Para ello, se hace uso de las expresiones 10 y 11:

$$V_{m\acute{a}x,m\acute{i}n} = V (STC, T^a = 25^{\circ}C) * \left(1 + \frac{\Delta V'}{100}\right) \quad (10)$$

$$\Delta V' = \Delta V (STC, T^a = 25^{\circ}C) * (T_p - 25) \quad (11)$$

Siendo T_p la temperatura de funcionamiento del módulo fotovoltaico, que se calcula mediante la expresión 12:

$$T_p = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * I \quad (12)$$

donde:

- T_{amb} es la temperatura ambiente ($^{\circ}C$).
- I la irradiancia (W/m^2).
- T_{ONC} la temperatura de funcionamiento normal del módulo dada por el fabricante ($^{\circ}C$).

Por tanto, procediendo a los cálculos de las condiciones:

Primera condición:

La temperatura mínima de Asikuma es de $21^{\circ}C$ y se asumen unas condiciones mínimas de irradiación de $0 W/m^2$. En estas condiciones de irradiancia el generador no está en funcionamiento. No obstante, asegura el cumplimiento de la primera condición. Así pues:

- La temperatura de funcionamiento es:

$$T_p = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * I = 21 + \frac{46 - 20}{800} * 0 = 21^{\circ}C. \quad (12)$$

- El aumento de tensión que se produce por la disminución de la temperatura hasta el valor de T_p :

$$\Delta V' = \Delta V (STC, T^a = 25^{\circ}C) * (T_p - 25) = -0,35 * (21 - 25) = 1,4\% \quad (11)$$

- La tensión máxima a partir del valor de tensión medido en condiciones estándar de la ficha técnica del producto:

$$V_{mp,m\acute{a}x} = 37,3 * \left(1 + \frac{1,4}{100}\right) = 37,74 V \quad (10)$$

- Por tanto, el máximo número de módulos en serie:

$$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos\ en\ serie} \leq \frac{800}{37,74} = 21,19\ m\acute{o}dulos \rightarrow 21\ m\acute{o}dulos. \quad (7)$$

Segunda condición

$$V_{OC,m\acute{a}x} = 44,72 * \left(1 + \frac{1,4}{100}\right) = 45,26 V \quad (10)$$

- Con esta condición, el número máximo de módulos en serie es:

$$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos\ en\ serie} \leq \frac{1000}{45,26} = 22,09 \rightarrow 22\ m\acute{o}dulos. \quad (9)$$

Así pues, la primera condición es más restrictiva, por lo que el máximo número de módulos en serie por cada ramal es de **21 módulos**.

Número mínimo de módulos en serie

Del mismo modo, se procede a calcular el número mínimo de módulos en serie. En este caso está condicionado por un solo criterio:

- El número mínimo de módulos en serie, trabajando a $V_{mp,m\acute{i}n}$ debe garantizar que el inversor siga el punto de máxima potencia (PMP). Esto implica que la tensión de cada ramal ha de ser mayor o igual que el valor del límite inferior del intervalo de tensiones del PMP del inversor. Dichas condiciones se indican en las expresiones 13 y 14.

$$V_{ramal} \geq V_{inf,PMP,inversor} \quad (13)$$

$$N_{m\acute{i}n,m\acute{o}dulos\ en\ serie} \geq \frac{V_{inf,PMP,inversor}}{V_{mp,m\acute{i}n,m\acute{o}dulo}} \quad (14)$$

Análogamente, la tensión mínima se da para la máxima temperatura del lugar, que como se ha indicado en la Tabla 5 es de 32°C. Además, se asume una irradiancia máxima de 1000 W/m².

- La temperatura de funcionamiento T_p :

$$T_p = T_{amb} + \frac{T_{ONC}-20}{800} * I = 32 + \frac{46-20}{800} * 1000 = 64,5\ ^\circ C. \quad (12)$$

- La disminución de la tensión que se produce por el aumento de la temperatura hasta el valor de T_p :

$$\begin{aligned} \Delta V' &= \Delta V (STC, T^a = 25^\circ C) * (T_p - 25) = -0,35 * (64,5 - 25) \\ &= -13,83\% \end{aligned} \quad (11)$$

- La tensión mínima:

$$V_{mp,min} = 37,3 * \left(1 + \frac{-13,83}{100}\right) = 32,14 V \quad (10)$$

- Finalmente, el número mínimo de módulos en serie:

$$N_{mín,módulos\ en\ serie} \geq \frac{480}{32,14} = 14,93 \rightarrow 15\ módulos \quad (14)$$

Así pues, se pueden conectar en serie por cada ramal un mínimo de **15 módulos**.

Número de ramales en paralelo

A continuación, se determina el número máximo de ramales de módulos que pueden conectarse en paralelo. Han de cumplirse las siguientes condiciones:

- La intensidad que circula por los módulos $I_{sc,máx}$ resultante de la conexión de cada ramal, ha de ser menor o igual que la intensidad máxima de entrada al inversor, según indican las expresiones 15 y 16:

$$I_{instalación} \leq I_{máx,ent,inversor} \quad (15)$$

$$N_{máx,ramales\ en\ paralelo} \leq \frac{I_{máx,ent,inversor}}{I_{sc,máx,panel}} \quad (16)$$

- La potencia máxima del generador fotovoltaico ha de ser menor o igual a la potencia máxima admitida por el inversor, siguiendo las expresiones 17, 18 y 19:

$$P_{generador,FV} = N_{máx,módulos\ en\ serie} * N_{máx,ramales\ en\ paralelo} * P_{panel} \quad (17)$$

$$P_{generador,FV} \leq P_{máx,inversor} \quad (18)$$

$$N_{máx,ramales\ en\ paralelo} \leq \frac{P_{generador,FV}}{N_{máx,módulos\ en\ serie} * P_{panel}} \quad (19)$$

Primera condición

Para esta condición se requiere del valor de la corriente máxima de cortocircuito que se puede dar en la instalación. La corriente depende directamente de la irradiancia. Sin embargo, también se debe tener en cuenta el incremento de temperatura para las condiciones máximas establecidas anteriormente (32°C y 1000 W/m²). Con esto, $I_{sc,máx}$ se obtiene según las expresiones 20 y 21.

$$I_{sc,m\acute{a}x} = I_{sc}(STC, T^a = 25^{\circ}C) * \left(1 + \frac{\Delta I'}{100}\right) \quad (20)$$

$$\Delta I' = \Delta I(STC, T^a = 25^{\circ}C) * (T_p - 25) \quad (21)$$

- La temperatura de funcionamiento T_p :

$$T_p = T_{amb} + \frac{T_{ONC}-20}{800} * I = 32 + \frac{46-20}{800} * 1000 = 64,5^{\circ}C \quad (12)$$

- El incremento de intensidad debido al aumento de temperatura hasta el valor de T_p :

$$\Delta I' = \Delta I(STC, T^a = 25^{\circ}C) * (T_p - 25) = 0,04 * (64,5 - 25) = 1,58\% \quad (21)$$

- La intensidad de cortocircuito máxima:

$$I_{sc,m\acute{a}x} = 9,57 * \left(1 + \frac{1,58}{100}\right) = 9,72 A \quad (20)$$

- Por tanto, el número máximo de ramales en paralelo es:

$$N_{m\acute{a}x,ramales\ en\ paralelo} \leq \frac{75}{9,72} = 7,72 \rightarrow \mathbf{7\ ramales}$$

Segunda condición

La máxima potencia del inversor es de 33 kW, lo que permite un sobredimensionamiento del sistema fotovoltaico de 3kW, como margen de seguridad. Así pues, según la expresión 22:

$$N_{m\acute{a}x,ramales\ en\ paralelo} \leq \frac{33000}{21 * 330} = 4,78 \rightarrow \mathbf{4\ ramales}. \quad (22)$$

Puesto que la segunda condición es más restrictiva, se pueden conectar como máximo **4 ramales en paralelo**.

Dimensiones del sistema fotovoltaico empleando módulos de silicio policristalino

El sistema fotovoltaico estará formado por un máximo de 4 ramales, y para cada ramal se establece un máximo de 21 módulos en serie y un mínimo de 15. En la Tabla 18 se muestran las características del sistema fotovoltaico y se verifica que los resultados obtenidos cumplen con las condiciones impuestas:

Tabla 18: Características del sistema fotovoltaico policristalino. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Número de paneles del sistema	$21 * 4 = 84$ paneles
Potencia pico del generador	$21 * 4 * 330 = 27,72$ kW
Tensión máxima en el PMP	$21 * 37,74 = 792,54 \text{ V} \leq V_{sup,PMP,inversor} = 800 \text{ V}$
Tensión mínima en el PMP	$21 * 32,14 = 674,94 \text{ V} \geq V_{inf,PMP,inversor} = 480 \text{ V}$
Tensión de vacío	$21 * 45,26 = 950,46 \text{ V} \leq V_{cc,inversor} = 1000 \text{ V}$
Corriente de cortocircuito	$4 * 9,72 = 38,88 \text{ A} \leq I_{máx,ent,inversor} = 75 \text{ A}$

Análogamente, se procede a realizar los mismos cálculos con los otros tipos de módulo fotovoltaico. Previamente, se comenta de forma breve las principales características de la tecnología y los datos técnicos del módulo seleccionado.

- **Cálculo de módulos fotovoltaicos monocristalinos**

- Número máximo de módulos: $91,6 \rightarrow$ **92 módulos monocristalinos.**
- Número máximo en serie. Se muestran los resultados de ambas condiciones en la Tabla 19.

Tabla 19: Cálculo de máximos módulos en serie monocristalino. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Condición 1	Condición 2
$T_p = 21^\circ C$	$V_{OC,máx} = 48,06 \text{ V}$
$\Delta V' = 1,4\%$	
$V_{mp,máx} = 38,94 \text{ V}$	
$N_{máx,módulos \text{ en serie}} = 20,54 \rightarrow 20$	$N_{máx,módulos \text{ en serie}} = 20,80 \rightarrow 20$

En ambos casos, el **máximo** número de módulos en **serie es 20.**

- Número mínimo en serie. Se muestran los resultados de ambas condiciones en la Tabla 20.

Tabla 20: Cálculo de mínimos módulos en serie monocristalino. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Única condición
$T_p = 63,25^\circ C$
$\Delta V' = -13,38\%$
$V_{mp,mín} = 33,26 \text{ V}$
$N_{mín,módulos \text{ en serie}} = 14,43 \rightarrow 15$

El **mínimo** número de módulos en serie es de **15.**

- Número máximo de ramales en paralelo. Se muestran los resultados de ambas condiciones en la Tabla 21.

Tabla 21: Cálculo de máximos ramales en paralelo monocristalino. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Condición 1	Condición 2
$T_p = 63,25^\circ C$	$33000/(20*360)$
$\Delta I' = 1,53\%$	
$I_{sc,m\acute{a}x} = 10,39A$	
$N_{m\acute{a}x,ramales\ en\ paralelo} = 7,21 \rightarrow 7$	$N_{m\acute{a}x,ramales\ en\ paralelo} = 4,58 \rightarrow 4$

Por tanto, el **máximo** número de ramales en **paralelo es 4**.

Del mismo modo, en la Tabla 22 se muestran los resultados obtenidos del dimensionamiento con módulos fotovoltaicos monocristalinos y el cumplimiento de las condiciones del inversor.

Tabla 22: Características del sistema con módulos monocristalinos. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Número de paneles del sistema	$20 * 4 = 80$ paneles
Potencia pico del generador	$20 * 4 * 360 = 28,8$ kW
Tensión máxima en el PMP	$20 * 38,40 = 778,80V \leq V_{sup,PMP,inversor} = 800$ V
Tensión mínima en el PMP	$20 * 33,26 = 665,20$ V $\geq V_{inf,PMP,inversor} = 480$ V
Tensión de vacío	$20 * 48,06 = 961,20$ V $\leq V_{cc,inversor} = 1000$ V
Corriente de cortocircuito	$4 * 10,39 = 41,56$ A $\leq I_{m\acute{a}x,ent,inversor} = 75$ A

- **Módulos fotovoltaicos de telururo de cadmio:**

- Número máximo de módulos: $293,3 \rightarrow$ **294 módulos de telururo de cadmio**.
- Número máximo en serie. Se muestran los resultados de ambas condiciones en la Tabla 23.

Tabla 23: Cálculo de máximos módulos en serie CdTe. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Condición 1	Condición 2
$T_p = 21^\circ C$	$V_{OC,m\acute{a}x} = 88,72$ V
$\Delta V' = 1,16\%$	
$V_{mp,m\acute{a}x} = 71,01$ V	
$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos\ en\ serie} = 11,26 \rightarrow 11$	$N_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulos\ en\ serie} = 11,27 \rightarrow 11$

En ambos casos, el **máximo** número de módulos en **serie es 11**.

- Número mínimo en serie. Se muestran los resultados de ambas condiciones en la Tabla 24.

Tabla 24: Cálculo de mínimos módulos en serie CdTe. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Única condición
$T_p = 63,25^\circ C$
$\Delta V' = -11,09\%$
$V_{mp,mín} = 62,41 V$
$N_{mín,módulos\ en\ serie} = 7,69 \rightarrow 8$

El número **mínimo** de módulos en **serie es 8**.

- Número máximo de ramales en paralelo. Se muestran los resultados de ambas condiciones en la Tabla 25.

Tabla 25: Cálculo de máximos ramales en paralelo CdTe. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Condición 1	Condición 2
$T_p = 63,25^\circ C$	$33000/(20*360)$
$\Delta I' = 1,53\%$	
$I_{sc,máx} = 1,77 A$	
$N_{máx,ramales\ en\ paralelo} = 42,21 \rightarrow 42$	$N_{máx,ramales\ en\ paralelo} = 26,67 \rightarrow 26$

Por tanto, el **máximo** número de ramales en **paralelo es 26**.

Del mismo modo, en la Tabla 26 se muestran los resultados obtenidos del dimensionamiento con módulos fotovoltaicos de telururo de cadmio y el cumplimiento de las condiciones del inversor.

Tabla 26: Características del sistema con módulos de CdTe. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Número de paneles del sistema	$11 * 26 = 286$ paneles
Potencia pico del generador	$11 * 26 * 112,5 = 32,18$ kW
Tensión máxima en el PMP	$11 * 71,01 = 781,11 V \leq V_{sup,PMP,inversor} = 800 V$
Tensión mínima en el PMP	$11 * 62,41 = 686,51 V \geq V_{inf,PMP,inversor} = 480 V$
Tensión de vacío	$11 * 88,72 = 961,20 V \leq V_{cc,inversor} = 1000 V$
Corriente de cortocircuito	$26 * 1,77 = 46,02 A \leq I_{máx,ent,inversor} = 75 A$

Tanto los datos de radiación como el inversor son los mismos para las tres configuraciones. No obstante, introduciendo los parámetros de entrada en PVGIS pero indicando que en este caso la tecnología empleada es CdTe y comparando con la gráfica de Silicio cristalino, se observa que para la misma potencia instalada se obtiene más energía producida por el sistema, tal como se muestra en la Figura 15. Según la compañía First Solar, los paneles de telururo de cadmio producen hasta un 8% más de energía con la misma potencia que los de silicio.



Figura 15: Simulación con módulos de CdTe. Fuente: PVGIS, 2020.

En la Tabla 27 se muestran los principales datos del sistema fotovoltaico con las 3 opciones de paneles:

Tabla 27: Comparación de resultados con los tres tipos de módulo. Fuente: Elaboración propia, 2020.

	Policristalino	Monocristalino	CdTe
Paneles en serie	21	20	11
Ramales	4	4	26
Total paneles	84	80	286
Potencia (kW)	27,72	28,8	32,18
Tensión máxima PMP (V)	792,54	778,80	781,11
Tensión mínima en el PMP (V)	674,94	665,20	686,51
Tensión de vacío (V)	950,46	961,2	975,92
Corriente de cortocircuito (A)	38,88	41,56	46,02

Para seleccionar el tipo de módulo más adecuado se deben tener en cuenta diversos factores. Por un lado, los módulos de lámina delgada presentan un mejor coeficiente de absorción que los de silicio, por lo que captan mejor la radiación solar, y un menor coeficiente de temperatura Voc. No obstante, presentan una eficiencia menor que los monocristalinos y requieren un mayor mantenimiento. Además, debido a que es una tecnología novedosa no existen módulos con altas potencias. Al poseer una menor potencia que los de silicio se requiere un número mayor de módulos, lo que también aumenta el coste y supone un mayor espacio disponible para la instalación, además de mayores costes de cableado, etc.

Por estos motivos se descartan los módulos de telururo de cadmio, ya que se consideran unos paneles más avanzados tecnológicamente debido a que producen más energía para las mismas condiciones de instalación, pero en el contexto del proyecto no resultan los más adecuados debido a costes y superficie disponible.

Por otro lado, para descartar el tipo de módulo restante es preciso centrarse nuevamente en minimizar lo máximo posible los costes y la superficie requeridos. Es por ello por lo que se descartan los módulos monocristalinos, ya que a pesar de ser los más eficientes y presentar unos costes de mantenimiento similares a los policristalinos, cada módulo tiene un sobrecoste de 140€ en comparación con el policristalino. A pesar de que se necesitan cuatro módulos policristalinos más que monocristalinos, esta diferencia no compensa el coste de la instalación con placas monocristalinas, como se muestra más adelante en el cálculo de la energía producida por PVSYST. Las dimensiones de las placas son muy similares, por lo que la superficie ocupada es prácticamente la misma.

Debido al escenario en el que se va a instalar el sistema fotovoltaico, es preciso que sea una tecnología fiable, madura y sencilla de instalar. No sería lo más recomendable emplear nuevas tecnologías más sofisticadas ya que no se tienen los conocimientos necesarios para su mantenimiento e instalación. Por tanto, esto supone un añadido a los módulos policristalinos de silicio, ya que actualmente continúan siendo los módulos más empleados y pioneros en el sector.

6.1.2. Sistema de almacenamiento

Está formado por un conjunto de baterías conectadas en serie o en paralelo para lograr los 12, 24 o 48V que requiera la instalación. En este caso se han seleccionado baterías de plomo ácido, ya que son las más económicas y resisten muy bien las altas temperaturas lo que es ideal para el escenario elegido, además de requerir escaso mantenimiento. Son una buena opción por su coste, robustez y vida útil. Existen otros tipos de batería como las de gel, de mejor calidad y que no requieren ningún mantenimiento, pero se han descartado por su elevado coste.

Para el dimensionado del sistema de almacenamiento se precisa conocer una serie de parámetros:

- DOD: Profundidad de descarga. Se toma el valor por defecto de 70% (Alonso Abella, 2005).
- $E_{\text{día_máx}}$
- N: Número de días de autonomía. Se fija una autonomía de 1 día.
- $V_{\text{regulador}}$: Tensión de salida del regulador seleccionado. 24 V.

Con ello, la capacidad necesaria del conjunto del sistema de almacenamiento se calcula con la expresión 23:

$$C_{\text{baterías}} = \frac{N * E_{\text{día_máx}}}{DOD * V_{\text{regulador}}} = \frac{1 * 138290}{0,7 * 24} = 8231,55 \text{ Ah.} \quad (23)$$

Es necesario especificar el modo de conexión de las baterías. En el caso de que las baterías instaladas no consigan igualar la tensión del regulador, se deberán instalar en serie. Si por el contrario la capacidad de las baterías no es suficiente, se puede aumentar este valor conectándolas en paralelo.

El modelo de batería seleccionado para estas condiciones de diseño es Vision battery 6fm250z-x (12 V 250 Ah).

Para calcular el número de baterías en paralelo se hace uso de la expresión 24.

$$N_{BP} = \frac{C_{baterías}}{C_{batería}} = \frac{8231,55}{250} = 33 \quad (24)$$

Por tanto, el número de baterías en **paralelo es 33**

Por otro lado, para hallar el número de baterías en serie se emplea la expresión 25.

$$N_{BS} = \frac{V_{regulador}}{V_{batería}} = \frac{24}{12} = 2 \quad (25)$$

Por tanto, se necesita un total de **66 baterías** en el sistema de almacenamiento.

6.1.3. Regulador de carga

La función principal de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico aislado con baterías es controlar la carga y descarga de las mismas. Es un elemento vital para garantizar una larga vida útil de las baterías, ya que las protege de sobrecargas o sobredescargas excesivas.

Una vez se ha estudiado la configuración de los paneles, se procede a elegir el regulador, que depende del número de módulos en paralelo y en serie. De esta manera, se obtiene la corriente máxima de cortocircuito y la tensión de cortocircuito abierto. Se aplica un coeficiente de seguridad del 10% con el fin de soportar los picos de irradiación o cambios de temperatura, por lo que los valores del regulador han de ser un 10% superiores.

El regulador ha de cumplir con las restricciones mostradas en la Tabla 28.

Tabla 28: Configuración de paneles. Elaboración propia, 2020.

Número de módulos en serie	21
Número de módulos en paralelo	4
Total de módulos	84
Tensión de circuito abierto ($V_{oc} * N_{ms}$)	939,12 V
Corriente de cortocircuito ($I_{sc} * N_{mp}$)	38,28 A
Tensión de entrada al regulador ($1,10 * (V_{oc} * N_{ms})$)	1033 V
Corriente de entrada al regulador ($1,10 * (I_{sc} * N_{mp})$)	42,11 A

Para estas condiciones de diseño, se ha seleccionado el regulador de carga XW-MPPT 80-600. Dicho regulador consta de una tensión máxima admisible de 600 V y una intensidad de cortocircuito de 80 A. Por tanto, conectando dos de los mencionados reguladores en paralelo cumpliríamos con exceso las condiciones requeridas, alcanzando una tensión máxima admisible de 1200 V y 80 A.

6.1.4. Cableado de la instalación

El correcto dimensionado del cableado de la instalación es de suma importancia a la hora de minimizar las pérdidas de las caídas de tensión. Un aumento en la tensión que circula por el conductor, provocado por una caída de tensión excesiva, tiene como consecuencia un sobrecalentamiento del mismo. Esto puede provocar cortocircuitos o en el peor de los casos, incendios. Por ello, es vital la correcta selección del tipo de cable, longitud y sección del mismo.

Para el diseño del cableado, se toma como referencia la normativa española, siguiendo las directrices del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT, 2019) y la Norma UNE EN-50618. En ellos se indican las condiciones que han de cumplir los conductores de la instalación fotovoltaica. Se ha de diferenciar entre el cableado para corriente continua y para alterna. La parte de corriente alterna y su diseño no es objeto de este TFG. Para calcular la sección del cableado se emplean dos criterios: primero el de máxima intensidad admisible o de calentamiento y el segundo el de máxima caída de tensión.

El criterio de máxima intensidad admisible o calentamiento, consiste en determinar la temperatura máxima admisible que puede alcanzar el conductor permitida por el aislante. En el caso de que se cables con aislante termoplástico la máxima temperatura es de 70°C, sin embargo, si el aislante es termoestable o XLPE, la temperatura se limita a 90°C. Según establece la instrucción (ITC-BT-40, 2019) *“los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador”*. Además, para el cableado en continua, el REBT recomienda que los conductores sean unipolares, de cobre y con aislamiento XLPE. También indican que el cableado debe ser adecuado para un correcto funcionamiento en intemperie, al aire o enterrado, según la Norma UNE 21123 (IDAE, 2011).

El segundo criterio, máxima caída de tensión, establece un máximo en la caída de tensión para asegurar un correcto funcionamiento de la instalación. Según la ITC-BT-40, se establece *que “para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior al 1,5%”*.

Primer tramo de corriente continua

Los módulos fotovoltaicos contienen un terminal positivo y otro negativo. De esta forma, para formar los ramales en paralelo se unen entre sí mediante cables conectando el terminal positivo de uno de ellos con el negativo del siguiente. Este cableado constituye el primer tramo de continua y está formado por un total de 4 líneas, pues como se ha visto anteriormente, la instalación consta de 4 ramales en paralelo.

Al final de este tramo se instalan unas cajas de conexionado con el objetivo de combinar varios ramales para reducir el número de conductores.

Ahora se procede a calcular la sección mínima necesaria para cada una de estas 4 líneas. Como ya se ha comentado, la caída de tensión de los conductores está limitada por el REBT y la ITC-BT-40 a un valor porcentual del 1,5%.

La expresión 26 muestra la caída de tensión en una línea de corriente continua:

$$\Delta v = \frac{2 * L * I_{SC}}{\sigma * S_{cc,min}} \quad (26)$$

Siendo:

- L : longitud de la línea en metros.
- I_{SC} : intensidad máxima de la línea (A).
- σ : conductividad eléctrica del cobre ($\frac{1}{\Omega * m}$), con un valor de 56.
- $S_{cc,min}$: sección mínima del conductor en mm^2 .

Por otro lado, en la expresión 27 se muestra la expresión de la variación porcentual de la caída de tensión, en la que $V_{generador,FV}$ es la tensión de cada ramal de módulos, e igual a la tensión del generador fotovoltaico al estar los ramales en paralelo.

$$\Delta v (\%) = \frac{\Delta v}{V_{generador,FV}} * 100 \quad (27)$$

Debido a limitar la caída de tensión al 1,5%, la máxima longitud de la línea está determinada por la distancia entre la caja de conexionado y el módulo más alejado de un ramal conectado a ella.

Al estar los módulos conectados en serie, la máxima corriente que circula por el conductor es la corriente de cortocircuito de uno de los módulos, con el valor de 9,57 A. Con ello, se procede a calcular:

$$\frac{\Delta v}{21 * 37,3} * 100 \leq 1,5 \rightarrow \Delta v \leq \frac{1,5 * 21 * 37,3}{100}$$
$$\Delta v = \frac{2 * 25,78 * 9,57}{56 * S_{cc,min}} \leq \frac{1,5 * 21 * 37,3}{100} \rightarrow S_{cc,min} \geq 0,76 \text{ mm}^2$$

Para 0,76 mm^2 de sección escogemos el inmediatamente superior normalizado, 1,5 mm^2 .

Una vez calculado el criterio de máxima caída de tensión, se procede a aplicar el criterio térmico mencionado anteriormente. La temperatura de un conductor aumenta conforme lo hace la corriente que transcurre por ellos, por tanto, es preciso comprobar si la sección elegida es suficiente para soportar las condiciones en las que se instala.

Tal como se ha indicado, la ITC-BT-40 establece que, según la expresión 28:

$$I_z \geq 1,25 * I_{sc} = I_B \quad (28)$$

Siendo:

- I_z : la corriente máxima admisible.
- I_B : la corriente máxima de la línea.

Así pues, en este tramo $I_B = 1,25 * 9,57 = 11,96 A$. Para determinar I_z es necesario determinar el método de la instalación del cableado. Para cada uno de los tramos de la instalación se van a emplear conductores unipolares de cobre (Cu) con un aislamiento de polietileno reticulado XLPE de 0,6/1kV. Los conductores transcurren por bandejas situadas en la parte trasera de los módulos. Por tanto, entre los métodos disponibles de instalación que ofrece el REBT, el más aproximado sería el B que se observa en la Tabla 29: "Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra".

Tabla 29: Intensidades máximas admisibles de los conductores. Fuente: ITC-19 del REBT, 2019.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
B2		Cables multiconductores en tubos ²⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR			
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR		
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ . Distancia a la pared no inferior a 0.3D ³⁾						3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ . Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC				3x XLPE o EPR ¹⁾	
G		Cables unipolares separados mínimo D ⁵⁾									3x PVC ¹⁾		3x XLPE o EPR
		mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre		1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-
		2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	-	25	29	33	-
		4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
		6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
		10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
		16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
		25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
		35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
		50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
		70				149	160	171	188	202	224	244	321
		95				180	194	207	230	245	271	296	391
		120				208	225	240	267	284	314	348	455
		150				236	260	278	310	338	363	404	525
	185				268	297	317	354	386	415	464	601	
	240				315	350	374	419	455	490	552	711	
	300				360	404	423	484	524	565	640	821	

A partir de la Tabla 29 del ITC-BT-19 se puede obtener la máxima intensidad admisible del conductor en función de su método de instalación, sección y aislamiento. Por tanto, se obtiene que para las configuraciones deseadas la I_z para 1,5 mm² es 21 A.

Así pues, se comprueba que $I_B = 11,96 A \leq I_z = 21 A$, por lo que la sección calculada mediante el criterio de máxima caída de tensión sería válida. No obstante, para reducir las pérdidas de cableado se suele escoger una sección superior, en este caso 6 mm². Por tanto, $I_z = 36 A$.

Segundo tramo de corriente continua

Como se ha comentado anteriormente, en el último punto del tramo se instala una caja de conexión, con la capacidad de combinar hasta 2 ramales de módulos. Por tanto, este segundo tramo está formado por dos líneas que conectan las cajas de conexión a las que van los 4 ramales en paralelo con la caja de conexiones del generador fotovoltaico. Por tanto, la corriente que circula por estas líneas es la indicada en la expresión 29:

$$I_{sc} = 4 * 9,57 = 38,28 A \quad (29)$$

Nuevamente, se realizan los mismos cálculos que los del primer tramo, limitando la caída de tensión porcentual al 1,5%. En este tramo la longitud L representa la distancia entre la caja de conexiones general y la caja de conexión de ramales en paralelo.

$$\Delta v = \frac{2 * 28,36 * 38,28}{56 * S_{cc,mín}} \leq \frac{1,5 * 21 * 37,3}{100} \rightarrow S_{cc,mín} \geq 3,31 \text{ mm}^2 \quad (30)$$

La sección normalizada inmediatamente superior es de 4 mm². Ahora se procede a comprobar dicha sección con el criterio térmico.

Así pues, en este caso $I_B = 1,25 * 38,28 = 47,85 A \geq I_z = 38 A$. Por tanto, se comprueba que 4 mm² no serían suficientes, así que se aumenta la sección a 6 mm², donde $I_z = 49 A$ y por tanto cumple ambos criterios.

Por otro lado, se puede suponer que este tramo del cableado se sitúa enterrado en zanjas excavadas en el terreno de la instalación y, por tanto, el método de cálculo de la sección sería distinto. La instrucción del REBT que recoge este método de instalación es el ITC-BT-07 (REBT, 2019). En la Tabla 30 se muestran las máximas intensidades admisibles en esta metodología. Además, el REBT informa que en el caso de diseñar una línea con dos conductores (uno negativo y otro positivo): *“la intensidad máxima admisible será la correspondiente a la columna de la terna de cables unipolares de la misma sección y tipo de aislamiento, multiplicada por 1,225”*.

Tabla 30: Intensidades máximas admisibles para conductores de cobre enterrados. Fuente: ITC-BT-07 del REBT.

SECCIÓN NOMINAL mm ²	Terna de cables unipolares (1) (2)			1 cable tripolar o tetrapolar (3)		
	TIPO DE AISLAMIENTO					
	XLPE	EPR	PVC	XLPE	EPR	PVC
6	72	70	63	66	64	56
10	96	94	85	88	85	75
16	125	120	110	115	110	97
25	160	155	140	150	140	125
35	190	185	170	180	175	150
50	230	225	200	215	205	180
70	280	270	245	260	250	220
95	335	325	290	310	305	265
120	380	375	335	355	350	305
150	425	415	370	400	390	340
185	480	470	420	450	440	385
240	550	540	485	520	505	445
300	620	610	550	590	565	505
400	705	690	615	665	645	570
500	790	775	685	-	-	-
630	885	870	770	-	-	-

Así pues, para un conductor de cobre con aislamiento XLPE y una sección de 6 mm², la máxima corriente admisible es la indicada en la expresión 31:

$$I_z = 1,225 * 72 = 88,2 \text{ A.} \quad (31)$$

Sin embargo, a fin de reducir las pérdidas de cableado, se emplea la sección inmediatamente superior, 10 mm². Así pues, $I_z = 1,225 * 96 = 117,6 \text{ A}$.

Cabe mencionar que el REBT establece unos factores de corrección para los valores de la intensidad para los casos en los que las condiciones ambientales y disposición no sean las mismas que las que se han tomado de referencia para el cálculo de los valores de la Tabla 26. Estos valores de referencia son: T^a del terreno 25 °C, una profundidad de colocación de los conductores de 0,7 m y una resistividad térmica del terreno 1 (K*m)/W.

En este caso no se aplicarán criterios de corrección, ya que se asume que el valor de la temperatura del terreno a dicha profundidad es bastante razonable para los datos térmicos de Asikuma observados. Además, la resistividad térmica de 1 (K*m/W) es la de un terreno seco como el de Asikuma la mayor parte del año y la profundidad de la zanja es correcta.

Tercer tramo de corriente continua

El tercer y último tramo de corriente continua conecta la caja de conexiones del generador fotovoltaico con la entrada al inversor. Se trata de una línea por la que circula una intensidad total de:

$$I_{sc} = 8 * 9,57 = 76,56 \text{ A} \quad (32)$$

Repitiendo el mismo procedimiento, pero indicando la longitud de dicho tramo:

$$\Delta v = \frac{2 * 16,33 * 76,56}{56 * S_{cc,min}} \leq \frac{1,5 * 21 * 37,3}{100} \rightarrow S_{cc,min} \geq 6,10 \text{ mm}^2 \quad (30)$$

Por tanto, se escoge la sección normalizada superior de 10 mm².

No obstante, este tramo se instala siguiendo la metodología del segundo tramo: enterrado en zanja a 0,7 m y dentro de un tubo. Por tanto, como se observa en la Tabla 32, la sección mínima ha de ser de 10 mm². De esta manera la intensidad admisible es:

$$I_z = 1,225 * 96 = 117,6 \text{ A} \quad (33)$$

No obstante, para reducir las pérdidas por cableado es preciso escoger una sección mayor. Por tanto, se escoge una sección de 25 mm². Así pues, queda:

$$I_z = 1,225 * 160 = 196 \text{ A}$$

Canalizaciones del cableado

Tal y como se ha mencionado, el segundo y tercer tramo discurren enterrados en zanja y dentro de unos tubos.

Para el cálculo y diseño de los tubos de la instalación se toma como referencia la ITC-BT-21 del REBT. En esta instrucción se definen las características que han de cumplir para proteger los conductores de manera eficiente, que se muestran en la Tabla 31:

Tabla 31: Propiedades de las canalizaciones enterradas. Fuente: ITC-BT-21 del REBT, 2019.

Característica	Código	Grado
Resistencia a la compresión	NA	250 N / 450 N / 750 N
Resistencia al impacto	NA	Ligero / Normal / Normal
Temperatura mínima de instalación y servicio	NA	NA
Temperatura máxima de instalación y servicio	NA	NA
Resistencia al curvado	1-2-3-4	Cualquiera de las especificadas
Propiedades eléctricas	0	No declaradas
Resistencia a la penetración de objetos sólidos	4	Protegido contra objetos D ≥ 1 mm
Resistencia a la penetración del agua	3	Protegido contra el agua en forma de lluvia
Resistencia a la corrosión de tubos metálicos y compuestos	2	Protección interior y exterior media
Resistencia a la tracción	0	No declarada
Resistencia a la propagación de la llama	0	No declarada
Resistencia a las cargas suspendidas	0	No declarada
Notas: NA : No aplicable (*) Para tubos embebidos en hormigón aplica 250 N y grado Ligero; para tubos en suelo ligero aplica 450 N y grado Normal; para tubos en suelos pesados aplica 750 N y grado Normal		

Los conductores se introducen dentro de los tubos, y estos a su vez en las zanjas realizadas para la instalación. Posteriormente, se rellenan de nuevo con arena compactada. Así pues, tal como indica la instrucción, para este caso de diseño se emplean tubos de grado ligero de resistencia al impacto y una resistencia de compresión de 250 N.

Una vez seleccionadas las propiedades mecánicas de los tubos, es preciso seleccionar el diámetro, según marca la Tabla 32:

Tabla 32: Sección de la canalización según la sección del conductor de la línea. Fuente: ITC-BT-21 del REBT.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

En este caso, la columna que se debe tomar como referencia es la de ≤ 6 , ya que para cada línea se tienen dos cables unipolares, uno negativo y otro positivo. Debido a que un tramo es de 10 mm² y el siguiente de 25 mm² de sección, se emplea en cada uno de ellos tubos de protección de 63 mm y 90 mm de diámetro respectivamente, tal como indica la Tabla 32.

6.1.5. Pérdidas del sistema

Una parte importante del dimensionado del campo fotovoltaico son las pérdidas que tienen lugar en la instalación. Estas suponen una limitación en la generación de energía eléctrica útil a partir de la radiación solar recibida. Las más importantes son:

Pérdidas por variaciones en la potencia nominal y el mismatch

Los módulos fotovoltaicos no funcionan siempre bajo la potencia nominal indicada por el fabricante. Existen condiciones de funcionamiento en las que dicha potencia puede variar considerablemente generando unas pérdidas en el sistema. Así pues, el fabricante determina un intervalo dentro del cual puede variar la potencia nominal del módulo en la instalación, el cual suele estar entre $\pm 3\%$ y $\pm 10\%$. Existe el caso favorable en el que los módulos trabajen entregando una potencia superior a la nominal. No obstante, también se da el caso en el que trabajen en la parte inferior del intervalo, proporcionando una potencia que puede ser hasta el 10% menor a la que han sido diseñados, en las condiciones óptimas de funcionamiento.

Dado que este tipo de pérdidas es inevitable, la solución más adecuada es utilizar módulos que tengan dicho intervalo de variación lo más pequeño posible. En el caso del módulo fotovoltaico policristalino seleccionado, la tolerancia es de $\pm 3\%$ como se puede observar en la Figura 16.

	SPP20-12	SPP30-12	SPP45-12	SPP60-12	SPP90-12	SPP115-12	SPP175-12	SPP260-20	SPP270-20	SPP330-24	
Nº de células				36				60	60	72	
Tipo de células	Policristalinas										
Tensión máxima del sistema	1000 V										
Datos eléctricos *											
Potencia nominal	Pmax	20 Wp	30 Wp	45 Wp	60 Wp	90 Wp	115 Wp	175 Wp	260 Wp	270 Wp	330 Wp
Tolerancia		± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%	± 3%

Figura 16: Tolerancia del módulo fotovoltaico seleccionado. Fuente: Bornay, 2020.

El principal problema de que no funcionen dentro de un rango de su potencia nominal es que existirán conexiones entre módulos funcionando a distintas potencias, es lo que se denomina *mismatch*. Al conectarse en serie, aquel panel que funcione a menor potencia limita la corriente que discurre por el ramal, ya que no es capaz de absorber más corriente de la que puede proporcionar. Por otra parte, en los módulos conectados en paralelo funcionando a distinta potencia nominal, la tensión máxima del conjunto viene determinada por la tensión del módulo que presenta un menor valor de la potencia en ese momento.

Con ello, la potencia total entregada por la instalación es menor a la teórica. Se estima que la diferencia entre los parámetros de los módulos es reducida, por lo que las pérdidas no son superiores al 2%.

Pérdidas espectrales y angulares

Los parámetros nominales de los módulos han sido diseñados en laboratorio bajo unas condiciones óptimas, que son: temperatura del panel a 25°C, irradiancia de 1000 W/m² y espectro AM 1.5. Ahora bien, durante el funcionamiento normal de los paneles, rara vez funcionarán bajo dichas condiciones.

Otro factor a tener en cuenta es que la radiación solar no incide con ángulo constante, si no que varía a lo largo del día. Existen sistemas posicionamiento móvil con seguimiento solar en el que los módulos varían su inclinación en función del momento del día para captar la mayor radiación solar posible. No obstante, no se ha contemplado este tipo de instalación ya que aumenta considerablemente el coste y la complejidad de instalación y mantenimiento. Así pues, al ser sistemas de posicionamiento fijo, existen pérdidas de captación de la radiación debido al ángulo de inclinación.

En su conjunto, las pérdidas espectrales y angulares representan en torno al 4%.

Pérdidas por polvo y suciedad

Es frecuente que se deposite suciedad en forma de polvo, hojas restos de vegetación arrastrados por el viento en la parte frontal de los módulos donde se capta la radiación solar. Esta suciedad provoca la disminución de la superficie de captación solar, y por tanto de la corriente y la tensión generadas por la instalación.

Cuanto menor es la inclinación de los módulos, mayor es la deposición de suciedad. En este caso, la inclinación calculada óptima para el diseño es 9°, prácticamente horizontal, por lo que las pérdidas por suciedad pueden alcanzar hasta una media de un 3% anual.

Para evitar las pérdidas por suciedad, el único modo es programar la limpieza rutinaria de los módulos cada poco tiempo.

Pérdidas debidas al inversor

La eficiencia del inversor no es fija, varía en función de la potencia de funcionamiento de la instalación fotovoltaica. Dependiendo de las condiciones atmosféricas el generador producirá una potencia distinta.

Si el inversor trabaja en las condiciones óptimas en las que ha sido diseñado, su eficiencia es del 98,2% como se indica en la Figura 17. Sin embargo, la mayor parte del tiempo el inversor no trabaja bajo estas condiciones, por lo que el rendimiento del inversor está caracterizado por el rendimiento europeo, con un valor del 97,7%. Por tanto, esto se traduce en unas pérdidas del 2,3%.

Model	SIRIO 30.0
Efficiency	
Max. Efficiency	98.20%
European Efficiency	97.70%

Figura 17: Tolerancia del inversor Sirio 30.0. Fuente: autosolar, 2020.

Pérdidas por indisposición del generador fotovoltaico

Periódicamente es preciso realizar labores de mantenimiento con el objetivo de garantizar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaico, así como el cableado y las protecciones. Para realizar correctamente estas labores, es necesario desconectar el sistema durante algún tiempo, por lo que el generador fotovoltaico no produce energía temporalmente, lo que conlleva unas pérdidas. Además, se incluye también en este apartado las posibles pérdidas de producción ocasionadas por averías que requieren de un tiempo de desconexión para su reparación. Así pues, estas pérdidas en su conjunto suponen alrededor del 2,5%.

Pérdidas por degradación de las células

En el primer uso de los módulos fotovoltaicos se produce un fenómeno de degradación de cada una de las células debido a la incidencia de los rayos solares. Esto supone unas pérdidas máximas del 1%.

A partir de entonces, el fabricante garantiza 10 años en los que las células de los módulos no van a sufrir degradación alguna y, solo si los módulos no han sufrido avería alguna, esta garantía se amplía hasta los 15 años.

Pérdidas por inclinación y azimut

Como se ha indicado al principio de este apartado, el ángulo de inclinación β es el ángulo que forma el plano de captación de los módulos con la superficie horizontal. El grado de inclinación óptimo de los módulos fotovoltaicos, de modo que incida la mayor radiación posible en ellos, ha de estar próximo a la latitud del lugar. Para la localidad de Asikuma, con una latitud de $5,58^\circ$, la inclinación óptima es de 9° como se ha visto anteriormente.

Por otro lado, el ángulo de azimut α representa el ángulo formado por el plano perpendicular al panel y la dirección norte o sur, en función del hemisferio en el que se encuentren, ya que los paneles han de orientarse hacia el ecuador. Dado que Ghana se encuentra bastante próximo al ecuador, situada en el hemisferio norte, este ángulo adquiere un valor pequeño, 5° .

En la Figura 18, se observa una representación gráfica de ambos ángulos:

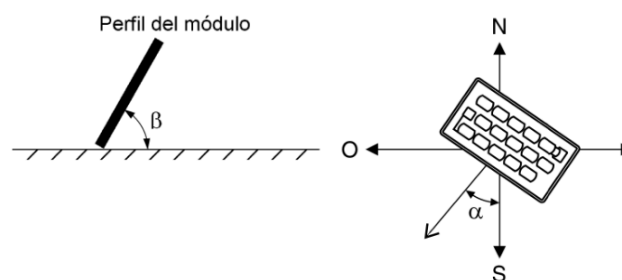


Figura 18: Ángulo de inclinación y azimut. Fuente: IDAE, 2020.

La IDAE establece como válida una instalación si las pérdidas por inclinación y azimut no superan el 10%. En este caso, al considerarse los ángulos de inclinación óptimos calculados según la herramienta PVGIS, las pérdidas por inclinación y azimut no alcanza dicho valor límite.

Pérdidas debidas a la temperatura

La potencia de los módulos fotovoltaicos indicada en la ficha técnica está diseñada a una temperatura de 25°C . Por cada grado que se aumente, la potencia disminuye en un porcentaje indicado por el fabricante. En el caso del módulo policristalino seleccionado, el fabricante indica un coeficiente de temperatura de potencia máxima de $-0,45\ \%/^\circ\text{C}$.

El IDAE proporciona una expresión (35) para calcular la pérdida por temperatura de cada mes, a partir de la temperatura de funcionamiento (T_p) ya vista en el dimensionamiento de módulos fotovoltaicos:

$$\text{Pérdidas}_{T_a} = \Delta P * (25 - T_p) \quad (35)$$

Como ejemplo, se muestra el cálculo de las pérdidas por temperatura durante el mes de enero. Con una temperatura media de 27,5°C indicada en la Tabla 5 y una irradiancia media de 771 W/m² obtenida por PVGIS:

$$T_p = T_{amb} + \frac{T_{ONC} - 20}{800} * I = 27,5 + \frac{46 - 20}{800} * 771 = 52,56 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (12)$$

$$Pérdidas_{T^a} = -0,45 * (25 - 52,56) = 12,4\% \quad (35)$$

Como se puede observar, en el mes de enero (el mes con más radiación), los módulos trabajan a temperaturas muy diferentes de las de diseño, por lo que las pérdidas son muy altas. De manera análoga, se realiza lo mismo con el resto de meses según se indica en la Tabla 33:

Tabla 33: Pérdidas del módulo por temperatura. Fuente: Elaboración propia, 2020.

	T ^a media (°C)	Irrad. Media (W/m ²)	T _p (°C)	Pérdidas (%)
ENERO	27,5	771	52,56	12,4
FEBRERO	28,5	612	48,39	10,53
MARZO	28,5	689	50,89	11,65
ABRIL	28,5	609	48,29	10,48
MAYO	28	574	46,65	9,74
JUNIO	26,5	412	39,89	6,7
JULIO	26	423	39,75	6,64
AGOSTO	25	430	38,97	6,29
SEPTIEMBRE	26	443	40,39	6,93
OCTUBRE	27	615	46,98	9,89
NOVIEMBRE	28	689	50,39	11,43
DICIEMBRE	28	762	52,76	12,53
MEDIA ANUAL				9,89

De forma manual, se prevén unas pérdidas por temperatura de **9,89%**, siendo las pérdidas más significativas del sistema con casi un 10% del total.

Pérdidas por sombras

La instalación fotovoltaica está situada en el edificio de maternidad, ya que es el edificio más grande del complejo hospitalario y puede albergar de manera suficiente los 156 m² que ocupan los módulos. Así pues, al ser el edificio más alto del complejo, no recibe sombras de los edificios colindantes ni de los árboles pues no alcanzan dicha altura.

Por este motivo, la única sombra que reciben los módulos es la de los propios módulos. Según la IDAE, existe una distancia mínima entre los módulos en función del diseño de la instalación a partir de la cual estas pérdidas pueden considerarse despreciables. Dicha distancia garantiza que, como mínimo, se capte radiación durante las cuatro horas alrededor del mediodía para el día más corto del año, normalmente el solsticio de invierno y se indica en la expresión 36. Así pues:

$$D_{\min} = l_{\text{módulo}} * \text{sen}(\beta) * \frac{1}{\tan(61^{\circ} - \text{latitud})} = 1956 * \text{sen}(9) * \frac{1}{\tan(61^{\circ} - 5,58)} \quad (36)$$
$$= 210,93 \text{ mm}$$

Por tanto, con una separación entre módulos de **0,21 m**, sería suficiente para despreciar las pérdidas por sombreado. Esta distancia es tan pequeña debido a que la inclinación del módulo es prácticamente horizontal, por lo que estas pérdidas son prácticamente despreciables.

6.1.6. Energía producida

Por último, una vez realizados todos los cálculos teóricos y calculadas las pérdidas aproximadas de la instalación, se calcula la energía neta total producida por el sistema fotovoltaico en un año de producción. Se recuerda que la instalación cuenta con 84 paneles de 330 Wp de potencia cada uno, lo que da un total de 27,72 kWp.

Para calcular la energía producida, se aplica la expresión 37.

$$E_{\text{prod}} = \frac{I(\alpha, \beta) * P_{\text{inst}} * PR}{I_{\text{STC}}} \quad (37)$$

Siendo:

- $I(\alpha, \beta)$: la irradiación media para un azimut de 5° y una inclinación de 9° (óptimos) en kWh/m².
- P_{inst} : la potencia de la instalación.
- PR : Performance Ratio o rendimiento de la instalación.
- I_{STC} : irradiancia media para las condiciones estándar 1000 W/m².

Con ello, en la Tabla 34 se muestra la producción mensual del sistema fotovoltaico.

Tabla 34: Energía producida por la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia, 2020.

MES	Irradiación (kWh/m ²)	Pinst (kWp)	Pérdidas (%)	PR (1-Pérdidas) (%)	Energía prod. (kWh)
ENERO	201,5	27,72	33,26	66,74	3727,81
FEBRERO	170,8	27,72	27,32	72,68	3441,08
MARZO	192	27,72	31,12	68,88	3665,96
ABRIL	183,9	27,72	30,59	69,41	3538,85
MAYO	167,4	27,72	26,92	73,08	3391,15
JUNIO	135,2	27,72	15,18	84,82	3178,84
JULIO	158,1	27,72	23,11	76,89	3374,55
AGOSTO	152	27,72	22,03	77,97	3286,48
SEPTIEMBRE	170,5	27,72	27,14	72,86	3443,55
OCTUBRE	195	27,72	33,1	66,9	3616,21
NOVIEMBRE	189,6	27,72	32	68	3573,88
DECIEMBRE	192,2	27,72	32,98	67,02	3570,68
TOTAL ANUAL					41809,04

El *Performance Ratio* obtenido tiene un valor ligeramente bajo debido a las grandes pérdidas por calentamiento que se dan en la localización asignada. A diferencia de otros países, como España, en los que los veranos son calurosos y en invierno se alcanzan temperaturas considerablemente bajas, en Ghana se tiene, como se ha visto, una temperatura media durante todo el año por encima de los 20°C. Por tanto, teniendo en cuenta las pérdidas del sistema, la producción neta anual total de energía es de 41,81 MWh.

6.1.7. Dimensionado y cálculo de la energía producida con PVSYS

El primer paso es indicar la ubicación de la instalación, como se indica en la Figura 19. La simulación se ha realizado con una versión de prueba del PVSYS, por lo que carecía de algunas funciones. Por ejemplo, para la simulación en Asikuma, la localidad más cercana era Accra, donde el margen de error no es muy grande ya que están a 130 km de distancia. Sin embargo, la base de datos solar está limitada únicamente a cinco opciones, donde la más cercana es Dakar en Senegal, lo cual se traduce en un margen de error a tener en cuenta. Aún así, suficiente para corroborar si el sistema está correctamente dimensionado.

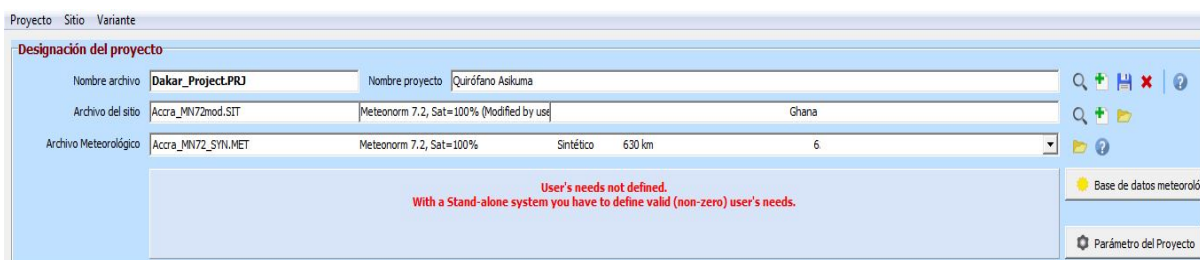


Figura 19: Introducción de la localización. Fuente: PVSYS, 2020.

A continuación, se procede a introducir las condiciones de instalación de los paneles. Para ello, es necesario indicar los ángulos de inclinación y acimut. En este caso, se han indicado los que PVGIS ha considerado como óptimos (9° y 5° respectivamente) como se puede observar en la Figura 20.

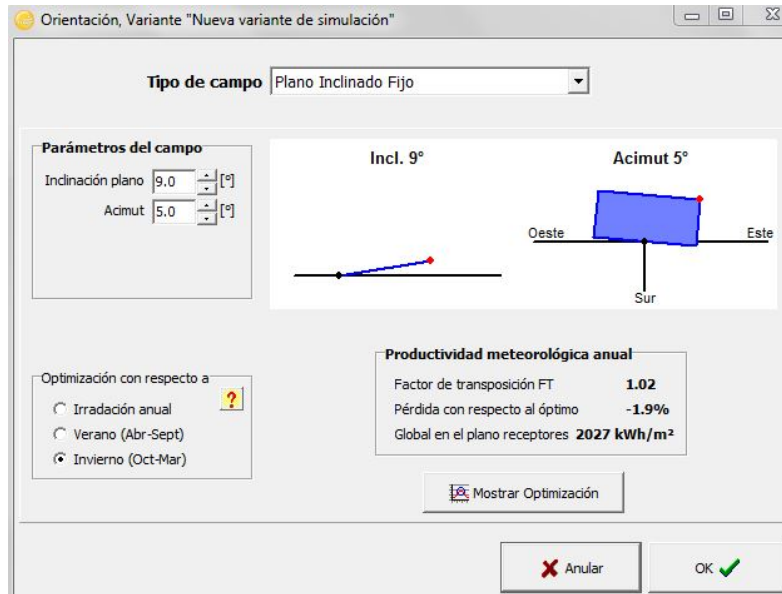


Figura 20: Introducción datos de inclinación y acimut. Fuente: PVSYST, 2020.

El siguiente paso es introducir la potencia instalada que alimenta el *back up*. En este caso, se ha indicado toda conjunta como un único aparato que consume la potencia total de 18410 W, siendo la potencia total instalada indicada anteriormente en el apartado 6.3. Además, este software precisa indicar cuántas horas al día están activas dichas potencias y su distribución a lo largo del día, como se puede observar en las Figuras 21 y 22.

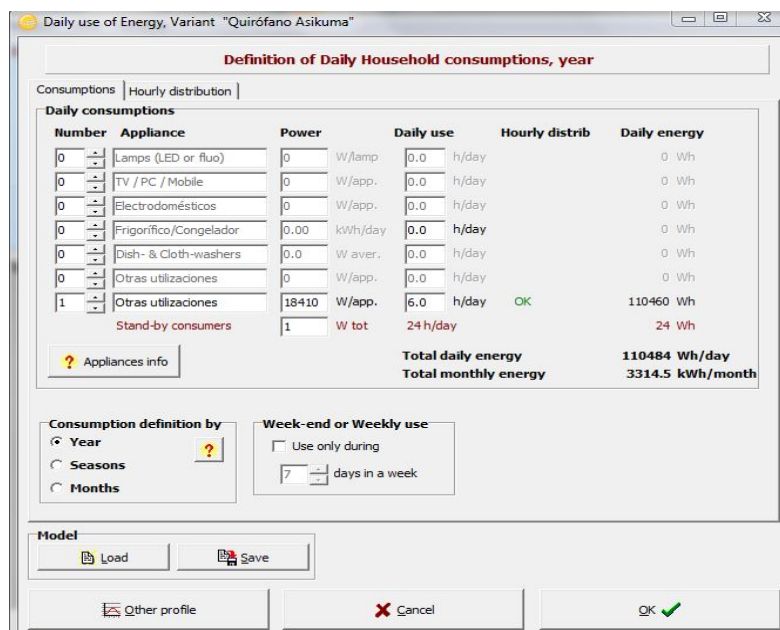


Figura 21: Introducción de la potencia del sistema. Fuente: PVSYST, 2020.

Se ha introducido un uso diario de 6 horas tal como se ha expuesto en el apartado 6.3. Los cortes de suministro en Asikuma no se solucionan rápidamente, si no que la red no está operativa durante horas, de ahí la necesidad del sistema *back up*. Por ello, se han introducido las 6 horas seguidas como se muestra en la Figura 22.

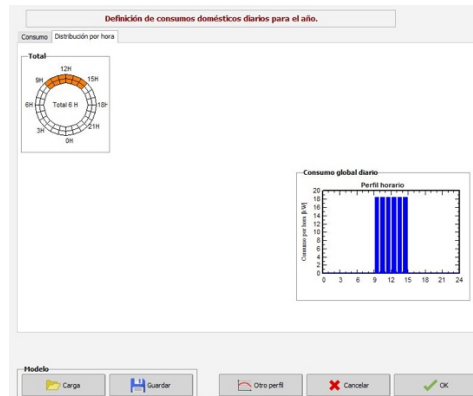


Figura 22: Distribución horaria del consumo. Fuente: PVSYS, 2020.

A continuación, se introducen los datos de la batería escogida partiendo de uno de los modelos que ofrece la base de datos del programa. En este caso, se ha modificado el voltaje nominal y la profundidad de descarga, ya que se ha seleccionado un modelo con la capacidad deseada. Por tanto, los datos de la batería se muestran en la Figura 23.

Figura 23: Introducción datos de batería. Fuente: PVSYS, 2020.

En este caso, al igual que en los cálculos teóricos, se debe indicar la disposición de las baterías. Resultan 2 baterías en serie y 33 en paralelo, 66 en total, tal como se muestra en la Figura 24.

Definición de sistema independiente, Variante: "Nueva variante de simulación", Variant: "Nueva variante de simulación"

Necesidades diarias prom. Ingrese PLOL aceptado %
110 kWh/día Ingrese autonomía solicitada día(s)
 Voltaje de la batería (usuario) V
 Capacidad sugerida **5416 Ah**
 Potencia FV sugerida **38709 Wp (nom.)**

Pre-dimens. detallado

Almacenamiento Conjunto FV Respaldo Esquema Simplificado

Procedimiento
 Las sugerencias de pre-dimensionamiento se basan en el meteo mensual y la definición de necesidades del usuario
 1. - Pre-dimensionamiento Defina las condiciones de pre-dimensionamiento deseadas (PLOL, autonomía, voltaje de la batería)
 2. - Almacenamiento Defina la batería (las casillas de verificación predeterminadas se acercarán al pre-dimensionamiento)
 3. - Diseño del conjunto FV Diseñe el conjunto FV (módulo FV) y el modo de control. Se recomienda comenzar con un controlador universal.
 4. - Respaldo Defina un grupo electrógeno eventual

Especifique el conjunto de batería
 Ordenar baterías por voltaje capacidad fabricante
 Todos los fabricantes 12 V 250 Ah Pb Open Tub Dural SC Electrona
 Plomo-ácido
 baterías en serie Número de baterías **66** Voltaje del paquete de baterías **24 V**
 baterías en paralelo Número de elementos **198** Capacidad global **8250 Ah**
 % Estado inicial de desgaste (núm. de ciclos) Energía almacenada (80% DOD) **158 kWh**
 % Estado inicial de desgaste (estático) Energía total almacenada durante la vida útil de la batería **141 MWh**
 Peso total **3920 kg**
 Núm. de ciclos a 80% DOD **800**

Temperatura de funcionamiento de la batería:
 Modo de temperatura Fijo (aire acondicionac)
 Temperatura fija °C
 La temperatura de la batería es importante para el envejecimiento de la batería.. Un aumento de 10 ° C divide la vida útil de la batería "estática" por un factor de diez

Por favor elija el módulo FV !

Figura 24: Indicar la disposición de las baterías. Fuente: PVSYST, 2020.

El siguiente paso es indicar los datos de los módulos fotovoltaicos seleccionados. Se tienen que introducir manualmente ya que no se dispone del modelo elegido en la base de datos. Todos los datos introducidos se pueden encontrar en la ficha técnica del producto que facilita el fabricante (Victron Energy). Así pues:

Definición de un módulo FV

Datos básicos | Dimensiones y Tecnología | Parámetros modelo | Datos adicionales | Comercial | Gráficos

Modelo Mono 340 Wp Twin 120 half-cells Fabricante Generic
 Nombre arch Generic_Mono_330W_Half.PAN Origen datos Typical
 Parámetros definidos por el usuario Prod. desde 2020

Potencia nom Wp Tol. +/- % Tecnología Si-poly

Especificaciones del fabricante o otras medidas
 Cond. de referencia GRef W/m² TRef °C
 Corriente de cortocircuito Isc A Circuito abierto Voc V
 Punto Potencia Máximo Imp A Vmpp V
 Coeficiente de temperatura mIsc mA/°C Núm. células **72 en serie**
 o mIsc %/°C

Resultado del modelo interno
 Cond. de funcionamiento GOper W/m² TOper °C
 Punto Potencia Máximo Pmpp W def. temperatura %/°C
 Corriente Imp A Voltaje Vmpp V
 Corriente de cortocircuito Isc A Circuito abierto Voc V
 Eficiencia / Sup. células % / Sup. módulo %

Resumen del modelo
Parámetros principales
 R paral. **5819 ohm**
 Rparal(G=0) **23500 ohm**
 R serie modelo **0.01 ohm**
 R serie máx. **0.36 ohm**
 R serie aparente **0.30 ohm**
Parámetros modelo
 Gamma **1.519**
 IoRef **1169.55 nA**
 muVoc **-158 mV/°C**
 miPmáx fijado **-0.45 /°C**

Mostrar optimización Export hacia tabla Imprimir Anular OK

Figura 25: Introducción de datos del módulo fotovoltaico. Fuente: PVSYST, 2020.

Como se puede observar, la distribución de los módulos fotovoltaicos se introduce de igual modo que en las baterías. La disposición se muestra en la Figura 26.

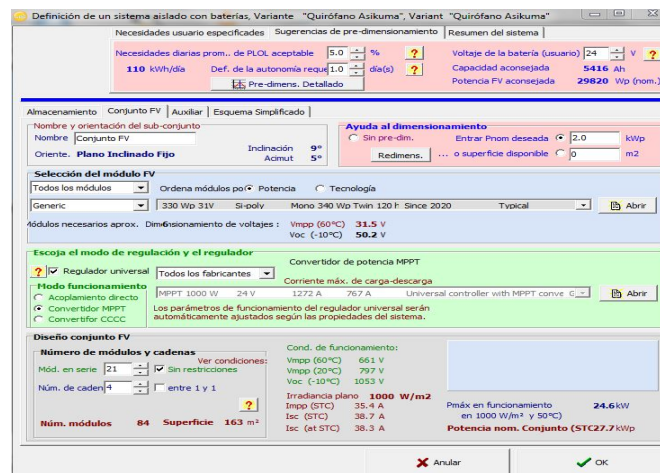


Figura 26: Disposición módulos fotovoltaicos. Fuente: PVSYS, 2020.

A continuación, se procede a realizar la simulación. En la Figura 27, se muestra un resumen de los principales parámetros del sistema que se han introducido para la simulación. Se corrobora que los elementos indicados coinciden con los introducidos manualmente en los pasos previos a excepción del número de módulos. Se puede observar que ha sido ampliado a 88, aumentando así la potencia nominal hasta los 29,04 kWp. Esto se debe a que con los 84 módulos calculados de forma teórica el sistema no producía diariamente los 110,50 kWh/día que el *back up* debe suministrar. De esta manera, se asegura que las baterías conectadas al sistema se cargan diariamente incluso en el mes más desfavorable (junio). Éste es uno de los criterios fijados por el proyectista.

PVSYS 7.0.5		27/07/20		Página 1/6	
Sistema independiente: Parámetros de simulación					
Proyecto : Hospital Asikuma					
Sitio geográfico		Adabraka		País	Ghana
Situación		Latitud 5.56° N	Longitud -0.21° W		
Datos meteo:		Albedo 0.20	PVGIS api TMY - TMY		
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
Fecha de simulación 27/07/20 08h52					
Parámetros de simulación					
Orientación plano de colector		Tipo de sistema	Sistema independiente con baterías		
Modelos usados		Inclinación 9°	Azimut	5°	
Necesidades del usuario		Transposición Perez	Difuso	Importado separado	
		Consumidores domésticos diarios promedio 110 kWh/Día	Constante durante el año		
Características del conjunto FV					
Módulo FV		Si-mono	Modelo	Mono 340 Wp Twin 120 half-cells	
Definición de parámetros personalizados		Fabricante	Generic		
Número de módulos FV		En serie	22 módulos	En paralelo	4 cadenas
Número total de módulos FV		núm. de módulos	88	Unidad Nom. Potencia	330 Wp
Potencia global del conjunto		Nominal (STC)	29.04 kWp	En cond. de funcionam.	26.16 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del conjunto (50°C)		U mpp	737 V	I mpp	36 A
Área total		Área del módulo	164 m²	Área celular	146 m²
Parámetro del sistema					
Batería		Tipo de sistema	Sistema independiente		
Modelo		Dural SC			
Fabricante		Electrona			
Características del paquete de baterías		Núm. de unidades	2 en series x 33 en paralelo		
Voltaje		24 V	Capacidad nominal	8250 Ah	
Descarga mín. SOC		20.0%	Energía almacenada	158.4 kWh	
Temperatura		Fijo (20°C)			
Controlador		Modelo	Universal controller with MPPT converter		
Convertidor		Tecnología	MPPT converter	Coef. temp.	-5.0 mV/°C/Elem..
Eficiencias máx y EURO			97.0 / 95.0%		
Control de gestión de la batería		Comandos de umbral como	Cálculo SOC		
Cargando			SOC = 0.92 / 0.75	aprox.	13.5 / 12.4 V
Descarga			SOC = 0.20 / 0.45	aprox.	11.6 / 12.1 V
Factores de pérdida del conjunto FV					
Factor de pérdida térmica		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento)	0.0 W/m²K / m/s
Pérdida óhmica en el cableado		Res. conjunto global	344 mΩ	Fracción de pérdida	1.5 % en STC
Pérdida diodos serie		Caída de voltaje	0.7 V	Fracción de pérdida	0.1 % en STC
Pérdida de calidad módulo				Fracción de pérdida	-0.4 %
Pérdidas de desajuste de módulo				Fracción de pérdida	2.0 % en MPP
Pérdidas de desajuste de cadenas				Fracción de pérdida	0.10 %

Figura 27: Resumen de parámetros del sistema. Fuente: PVSYS, 2020.

Por otro lado, en la Figura 28 se muestran los resultados de la simulación. Dado que la energía disponible es de 48740 kWh/año y la utilizada es 39100 kWh/año, se genera un excedente de 7141 kWh/año. Este excedente de producción de energía no queda inutilizado, sino que se vuelca directamente al resto del hospital para reducir su consumo de la red eléctrica convencional. Para interpretar correctamente la gráfica de producciones normalizadas, es preciso comentar el significado de sus columnas y su leyenda.

Por un lado, la E_{miss} se traduce en la energía faltante cada mes y la E_{unused} el excedente. El motivo de que haya excedente a la vez que energía faltante es debido a que el software trabaja con valores diarios de radiación. En las tablas de radiación, hay días con baja radiación y, por tanto, menor energía media producida. Sin embargo, hay días con mayor radiación, produciéndose un excedente de energía. Finalmente, el programa realiza el sumatorio de valores excedentes y faltantes para cada mes. E_{miss} tiene un valor de 1226,3 kWh/año mientras que E_{unused} vale 7141 kWh/año, tal y como se ha indicado. Por tanto, el excedente de producción es mucho mayor que la energía faltante.

Por otro lado, no se indican los datos de la tabla exactamente en la gráfica. El color azul representa la energía no utilizada (batería llena) y su valor mensual se indica en la tabla como E_{unused} (excedente). El color morado indica las pérdidas del conjunto fotovoltaico, mientras que el color verde representa el resto de pérdidas del sistema. Por último, el color granate indica la energía restante suministrada al usuario, representada en la tabla como E_{user} y cuyo valor anual es de 39100 kWh/año. La E_{avail} es la energía solar disponible.

Gráficamente se puede obtener su valor sumando la franja de color azul más la de color granate o restándole a la columna de energía total de cada mes (hasta la franja de color azul), las pérdidas del conjunto fotovoltaico (franja de color morado) y las pérdidas del sistema (franja de color verde). Del mismo modo, también se puede calcular sumando la E_{unused} más la E_{user} y más las pérdidas del sistema (franja de color verde). Por otro lado, la E_{load} representa la necesidad energética del usuario y se obtiene sumando las columnas de E_{user} y E_{miss} .

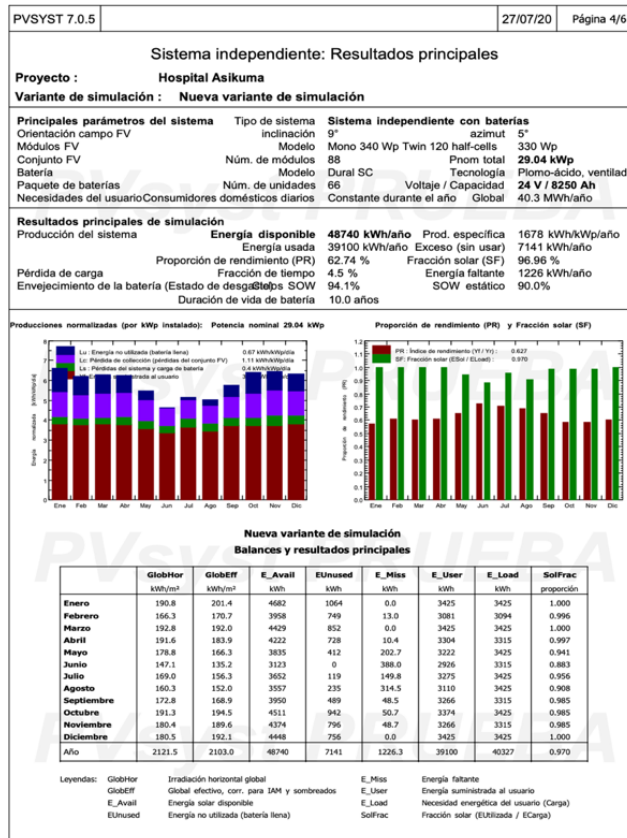


Figura 28: Resultados principales de la simulación. Fuente: PVSYST, 2020.

Por tanto, la energía total anual disponible es de 39100 kWh/año, cumpliendo así con la demanda de suministro del sistema *back up*. Cabe comentar que el sistema ha sido dimensionado para cargar las baterías diariamente, tal y como se ha indicado, suponiendo que se producen cortes de suministro eléctrico todos los días y se ha de utilizar el *back up* a diario. No obstante, en el plano real es posible que el *back up* suministre al hospital con menor frecuencia porque no se producen tantos cortes de la red eléctrica. En ese caso, toda la energía producida sería considerada como excedente.

Por otro lado, en la Figura 28 también se observa en la gráfica de la derecha el *Performance Ratio* (columnas granate) anteriormente comentado. En ella se muestra un valor que varía desde 0,59 hasta 0,72, con un valor medio de 62,74%, muy semejante al calculado de forma teórica. Posteriormente se compararán ambos *Performance Ratios*.

En la Figura 29 se muestra el diagrama de las principales pérdidas del sistema fotovoltaico diseñado comentadas una a una de forma detallada en el apartado 7.1.5. Como comentario cabe indicar que, al igual que las calculadas teóricamente, las pérdidas más significativas son las de calentamiento, con un valor del 13,13%.

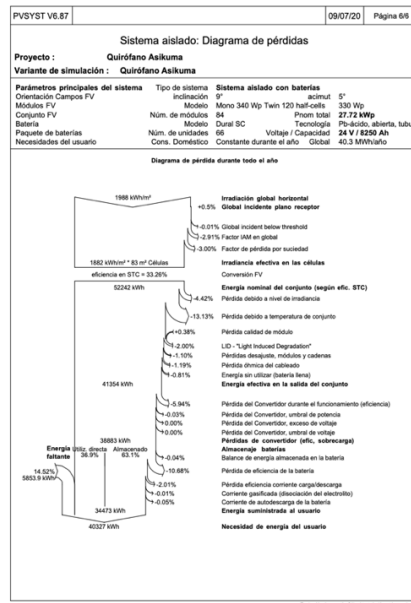


Figura 29: Diagrama de pérdidas anual. Fuente: PVSYS, 2020.

Finalmente, se ha calculado el mismo sistema empleando módulos fotovoltaicos monocristalinos. El resultado de la simulación se observa en la Figura 30.

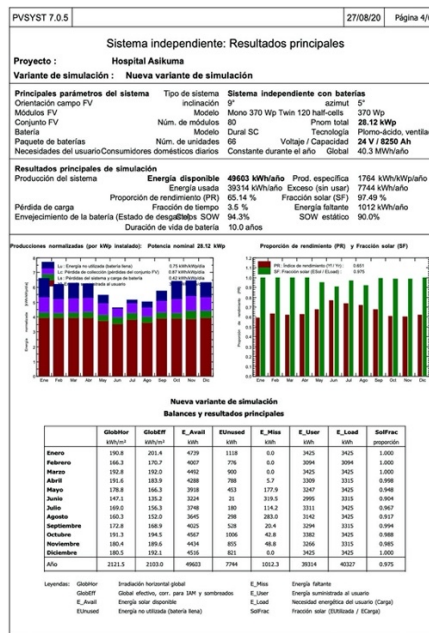


Figura 30: Cálculo del sistema fotovoltaico empleando módulos monocristalinos. Fuente: PVSYS, 2020.

La energía anual disponible generada por el sistema empleando este tipo de paneles es de 39314 kWh/año. Comparándola con la energía disponible mediante paneles policristalinos, la diferencia anual es de 214 kWh/año. La diferencia anual de energía disponible para el sistema es muy pequeña en comparación con el coste que supone emplear módulos monocristalinos. Teniendo en cuenta que cada módulo cuesta 140€ más que uno policristalino, la instalación costaría 11.200€ más empleando este tipo de paneles. Por ello, y por la pequeña diferencia de energía que supone al año, se ha descartado esta tecnología.

6.1.8. Comparación de la energía producida con PVGIS y PVSYST.

En la Figura 31, se compara la energía producida durante un año cada mes comparando los dos métodos de diseño: el predimensionado con PVGIS y el cálculo con PVSYST.

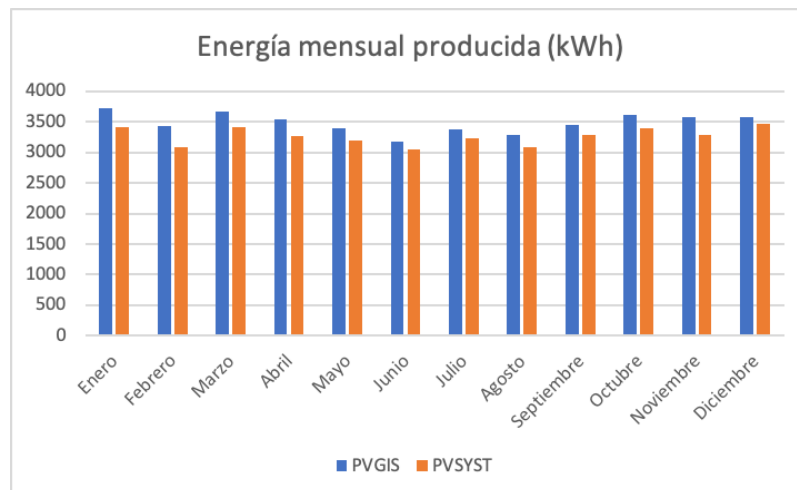


Figura 31: Comparación de la energía producida con PVGIS y PVSYST. Fuente: Elaboración Propia, 2020.

Se observa que, a pesar de no coincidir en la energía producida cada mes, ambos resultados siguen las mismas tendencias: enero, marzo, octubre y diciembre son los meses con más producción de energía pues la radiación es mayor y por el contrario, mayo, junio, julio y agosto son los meses con menor producción de energía debido a que se encuentran en el periodo de lluvias, junto con febrero que cuenta con una menor radiación. Además, se puede observar que la producción de energía es mayor siempre la obtenida por predimensionamiento con PVGIS que la calculada con PVSYST. Esto es debido a que el software, además de emplear una metodología de cálculo más precisa, también tiene en cuenta más pérdidas con más exactitud que en el caso de PVGIS. Es por ello por lo que la producción anual en PVSYST es de 39100 kWh/año frente a los 41809 kWh/año calculados en el predimensionamiento.

Del mismo modo, en la Tabla 35 se muestra el porcentaje de diferencia entre los distintos métodos de diseño de la instalación tomando como referencia la energía producida por PVSYST, según la expresión 38:

$$\frac{E_{\text{producida,PVGIS}} - E_{\text{referencia,PVSYST}}}{E_{\text{referencia,PVSYST}}} * 100 (\%) \quad (38)$$

Tabla 35: Diferencia porcentual de los resultados obtenidos con PVGIS y PVSYST. Fuente: Elaboración propia, 2020.

	Diferencia relativa respecto PVGIS (%)
Enero	8,97
Febrero	11,36
Marzo	7,27
Abril	8,43
Mayo	6,22
Junio	4,25
Julio	4,12
Agosto	6,26
Septiembre	4,84
Octubre	6,55
Noviembre	8,81
Diciembre	4,03

Las diferencias observadas en la Tabla 35 se deben a diversos motivos. Cada programa funciona con una base de datos distinta. PVGIS emplea sus propios datos de irradiación mientras que PVSYST utiliza los datos solares proporcionados por la NASA, lo que supone un margen de error considerable. Por otro lado, PVGIS no distingue en los parámetros de entrada el tipo de módulo fotovoltaico dentro de la misma tecnología. Es posible diferenciar entre silicio, telururo de cadmio y CIS (cobre, indio y selenio), pero no se indica si es policristalino, monocristalino, de lámina delgada, etc., por lo que existe una variación en la radiación solar captada. En el predimensionado mediante PVGIS parte de las pérdidas del sistema se tienen que estimar, mientras que PVSYST determina el porcentaje de pérdidas automáticamente en función de los parámetros introducidos y los equipos seleccionados. Además, la energía producida a través del PVGIS se ha realizado de forma teórica, por lo que existe un margen de error en decimales y toma de datos. También cabe recordar que, debido a realizar la simulación mediante una versión de prueba, el PVSYST emplea la base de datos de Dakar en Senegal, como se ha mencionado anteriormente. A pesar de ello, se aprecia una diferencia porcentual relativamente pequeña en cada mes.

Por último, se procede a comparar el *Performance Ratio* obtenido manualmente con PVGIS y mediante la simulación en PVSYST, mostrado en la Figura 32.

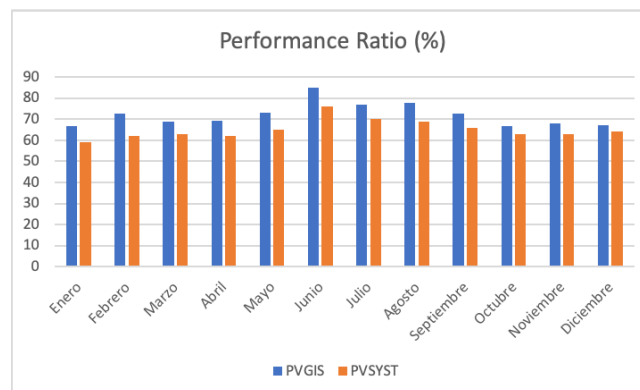


Figura 32: Comparación del Performance Ratio obtenido. Fuente: Elaboración propia, 2020.

A pesar de no coincidir en el valor exacto del PR de cada mes, ambos siguen la misma tendencia. Se observa que el PR obtenido en PVGIS es mayor cada mes que el obtenido en PVSYST, debido a que el software PVSYST es más restrictivo al tener en cuenta más y mayores pérdidas en el cálculo del sistema.

En conclusión, PVGIS es una herramienta válida para estimar la producción del sistema estudiado y para obtener los datos de radiación de un lugar de manera precisa, pero no para calcular la energía producida de un sistema con exactitud. Por otro lado, PVSYST tiene en cuenta todos los parámetros del sistema y permite obtener la producción de energía de manera más precisa, introduciendo todas las características de los equipos seleccionados y su distribución. Por tanto, de aquí en adelante se tomarán los valores obtenidos en PVSYST al ser la metodología más conservadora.

6.2 Diseño de la instalación microeólica.

En una instalación eólica, los elementos encargados de producir energía son los denominados aerogeneradores. Los hay de distintos tipos, y están compuestos por los siguientes elementos, tal como se indica en la Figura 33:

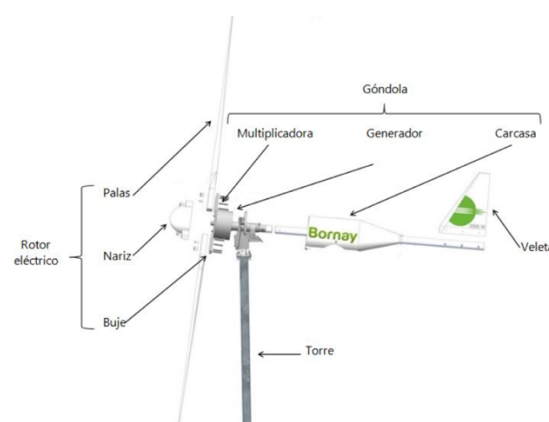


Figura 33: Esquema básico de un aerogenerador. Fuente: Bornay, 2020.

Las palas son los elementos que soportan el mayor esfuerzo de torsión, ya que son los más expuestos. Son los encargados de recoger la energía proveniente de la velocidad del viento y transmitirla al buje. Éste forma el eje de baja velocidad, el cual transmite el movimiento a la multiplicadora, situada en el interior de la góndola. La multiplicadora es un elemento conformado por un tren de engranajes que transforma la velocidad de giro desde la entrada, a unas pocas revoluciones por minuto, hasta la salida entre 500 y 1000 rpm. A continuación, se encuentra el generador, que transforma la energía mecánica en eléctrica. El generador puede ser síncrono o asíncrono, según la velocidad de giro que crea el campo magnético de su rotor. A su vez, la energía generada pasará por un regulador para transformarla de alterna a continua y poder ser almacenadas en las baterías.

Además, los aerogeneradores contienen una serie de elementos que, aunque no sean partícipes de la transformación de energía mecánica en eléctrica, son fundamentales para el correcto funcionamiento. Entre ellos se encuentran los mecanismos de cambio de paso, que son los encargados de hacer rotar las palas sobre sí mismas para producir pérdidas de la carga aerodinámica, llamada aerofreno, que provoca que se detenga el giro en el caso de alcanzar velocidades excesivamente altas que pongan en riesgo la instalación. Por otro lado, también existen frenos que actúan directamente sobre el rotor. Los sistemas de orientación se encargan de que el plano que forman las palas con la dirección del viento sea siempre perpendicular, de esta manera aprovechar al máximo siempre la energía cinética del mismo. Por último, es fundamental una torre sustentada por una correcta cimentación, para así evitar vibraciones y deficiencias del sistema (Acciona, 2018).

Tipos de aerogeneradores

Según la posición del eje del aerogenerador:

- **De eje horizontal:** el eje gira paralelo al suelo. Son los más empleados actualmente.
- **De eje vertical:** el eje gira perpendicular al suelo. Los más empleados son los 'Darrieus' cuyas palas tienen forma de C.

Según la posición de la instalación respecto a la dirección del viento:

- **A barlovento:** las palas se sitúan enfrentadas al viento. La mayoría de las instalaciones se sitúan de esta manera.
- **A sotavento:** las palas se mueven con el viento que sale detrás de la góndola.

Según el número de palas:

- Pueden ser de una, dos, tres palas o multipalas.

Instalación microeólica aislada

La principal característica de las instalaciones microeólicas es su sencillez y bajo impacto visual. Los microgeneradores pueden situarse en tejados de casas o edificios (evitando la instalación de una torre) o en pequeñas torres a menos de 20 m de altura.

En este caso de estudio, se va a diseñar una instalación que cuenta con las mismas baterías, reguladores e inversores que los seleccionados para la instalación fotovoltaica. El objetivo es comparar el número de micro aerogeneradores necesarios para producir la misma energía que los módulos fotovoltaicos. Posteriormente, comparar cuál de las dos opciones es la más rentable.

Para poder calcular la energía que contiene el viento al atravesar el rotor, se emplea la expresión 39:

$$Potencial\ eólico = \frac{A * \rho * v^3}{2} (W) \quad (39)$$

siendo:

- $A = \pi * r^2$ (m²)
- ρ = densidad del viento (kg/m³)

Cabe destacar que, como se puede observar en la anterior expresión, la potencia del viento es proporcional al cubo de la velocidad, por lo que un ligero cambio en la velocidad conlleva grandes variaciones en la potencia de la instalación. La densidad del aire varía con la temperatura, y por tanto, con la altura. La densidad del aire caliente es menor que la del frío, por tanto, a una misma velocidad y altura una turbina producirá menos energía en verano que en invierno. Del mismo modo, para una misma temperatura el aerogenerador producirá más energía a una cota cercana al nivel del mar que otro situado a mayor altitud, ya que la densidad del aire disminuye con la altura.

Un factor también determinante es el radio del rotor elegido. Así pues, a mayor radio mayor área y, por tanto, más potencia.

Caracterización energética del viento

Para poder obtener la potencia extraíble del viento es preciso averiguar la velocidad media del viento en la localidad asignada, además de su frecuencia y dirección. Para ello, se recurre a la herramienta Global Wind Atlas, donde indicando una localización te proporciona los datos indicados en las Figuras 34 y 35.

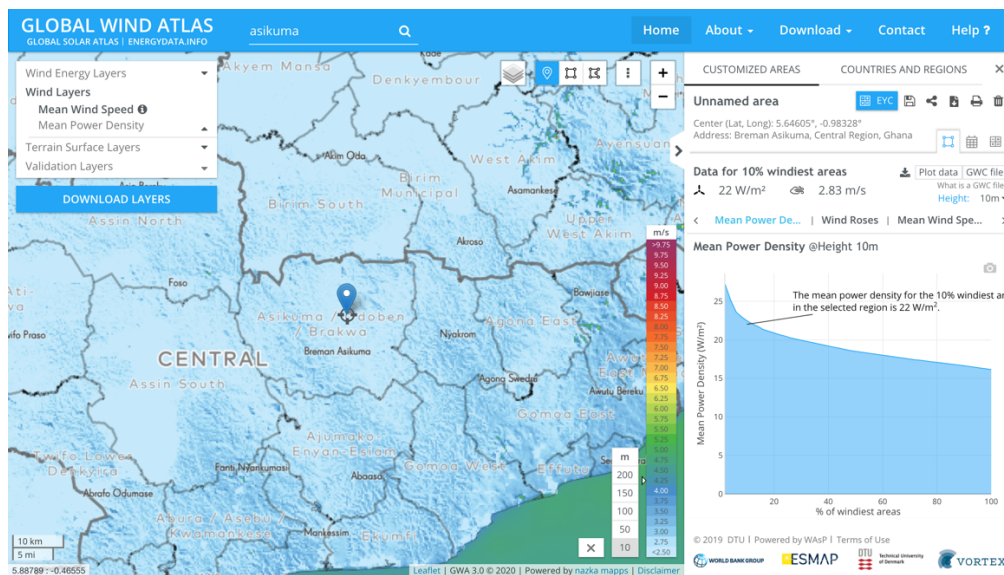


Figura 34: Datos eólicos según la localización. Fuente: Global Wind Atlas, 2020.

Como se puede observar, a la altura de referencia de 10 m, la velocidad media de la zona en cuestión es de 2,83 m/s, relativamente baja. En el Global Wind Atlas se clasifican las zonas según su velocidad media del viento con los colores que se observan en la leyenda de la derecha. De esta manera, el azul claro donde se encuentra Asikuma, representa una velocidad media entorno a 3 m/s. Por otro lado, también se indica que la densidad de potencia media es de 22 W/m².

También cabe mencionar la dirección del viento en la región. Para ello, es preciso observar la 'Wind Speed Rose' que proporciona dicha información y se puede observar en la Figura 35.

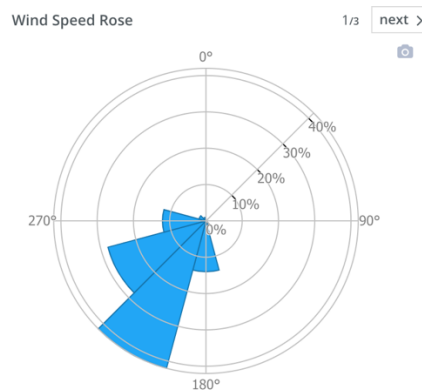


Figura 35: Wind Speed Rose. Fuente: Global Wind Atlas, 2020.

La conclusión que se puede extraer es que prácticamente todo el viento proviene de la zona suroeste. Es preciso saber la dirección del viento para la correcta instalación a la hora de la orientación de los aerogeneradores.

Para contrastar la información obtenida mediante el *Global Wind Atlas*, se toma como referencia la herramienta 'La web de las energías renovables', donde cuentan con una base de datos de la velocidad

del viento en cada localidad de todo el mundo. Además, se puede observar la velocidad de cada mes a diferentes alturas como se muestra en la Tabla 36:

Tabla 36: Velocidades del viento mensuales en Asikuma. Fuente: <http://www.lawebdelasenergiasrenovables.com/>, 2020.

▼ Mapa	Lugar
	Asikuma [5.58333 / -1] / Central / Ghana
	Datos: punto más cercano a 46.33 Km de Asikuma . Coordenadas 6 / -1

▼ PDF	Resultados Velocidad del Viento											
	<i>Wind Speed At 50 m Above The Surface Of The Earth (m/s)</i>											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media
3.04	3.12	3.49	3.09	2.95	2.71	3.69	3.81	3.81	3.17	3.47	2.66	3.25
	<i>Wind Speed At 10 m Above The Surface Of The Earth For Terrain Similar To Airports (m/s)</i>											
Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Media
2.40	2.46	2.76	2.44	2.33	2.14	2.92	3.01	3.01	2.50	2.74	2.10	2.57

A 10 m se indica una velocidad media anual de 2,57 m/s, bastante aproximada a la proporcionada por Global Wind Atlas (2,83 m/s). Como apunte, se corrobora lo comentado anteriormente, como se muestra en la Figura 36 a 50 m de altura la velocidad aumenta considerablemente.

El siguiente paso es conocer la altura de la torre a la que se van a instalar los aerogeneradores. Dependiendo de la altura existe una velocidad u otra. El objetivo es encontrar el punto intermedio entre la velocidad del viento y la altura de la torre, ya que cuanto más alta sea, mayor coste de instalación.

Para ello, se emplea la ley exponencial de Hellman, que relaciona las velocidades de dos alturas cualesquiera, mostrada en la expresión 40:

$$\frac{v}{v_0} = \left(\frac{H}{H_0}\right)^\alpha \quad (40)$$

siendo:

- v : la velocidad a la altura H
- v_0 : la velocidad a la altura H_0 (normalmente a 10 m)
- α : Coeficiente de fricción o exponente de Hellman. Suele tomar valores entre 0,1 y 0,4 dependiendo de la rugosidad del terreno.

Para escoger el correcto coeficiente de fricción se recurre a la Tabla 37, donde en función de las características del terreno donde se implante el generador se escoge un coeficiente u otro.

Tabla 37: Coeficientes de Hellman. Fuente: Redalyc.org 2020.

Tipo de Terreno	Valor del exponente de Hellmann
Lugares llanos con hielo o hierva	$\alpha = 0.08 \div 0.12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0.14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0.13 \div 0.16$
Zonas turísticas	$\alpha = 0.2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0.02 \div 0.26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0.25 \div 0.4$

Teniendo en cuenta las características descritas sobre el complejo hospitalario de Nuestra Señora de Gracia, se escoge un coeficiente de fricción de 0,2, debido a que no hay muchos árboles ni grandes edificios alrededor.

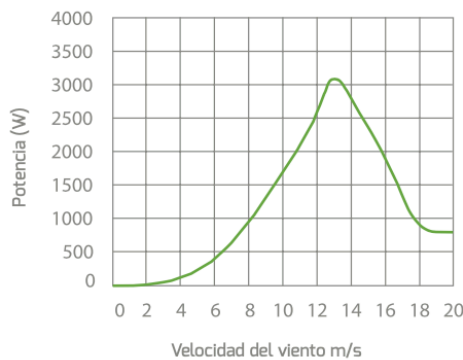
El aerogenerador seleccionado para este caso de estudio es el modelo Wind 25.2 + de la compañía Bornay. Es de tipo horizontal, bipala y rotor a barlovento, especialmente diseñado para pequeñas instalaciones aisladas. Uno de los motivos por los que se ha seleccionado dicho aerogenerador, es su baja velocidad de arranque, que permite su utilización en zonas de viento bajo o moderado. Sus principales características se muestran en la Tabla 38:

Tabla 38: Características principales del aerogenerador seleccionado. Fuente: Bornay, 2020.

	Wind 25.2+	Unidad
Número de hélices	2	
Diámetro	4,05	m
Material	Fibra de vidrio/Fibra de carbono	
Potencia nominal	3000	W
Voltaje	220	V
Arranque	2	m/s
Velocidad nominal	12	m/s

Las curvas de potencia y producción del aerogenerador escogido se muestran en las Figuras 36 y 37 respectivamente:

Curva de potencia



Energía

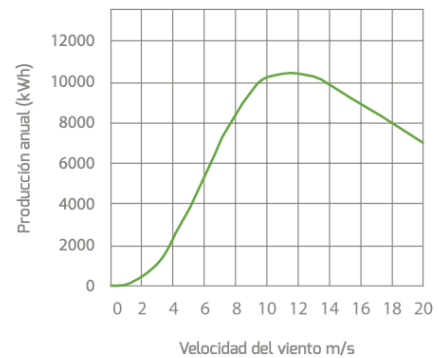


Figura 36: Curva de potencia Wind 25.2+. Fuente: Bornay, 2020. Figura 37: Curva de producción de energía Wind 25.2+.

Fuente: Bornay, 2020.

A continuación, se procede a calcular las velocidades a las distintas alturas de la torre mediante la expresión indicada anteriormente, sabiendo que las mediciones expresadas son en referencia a 10 m de altura.

$$v(H) = 2,83 * \left(\frac{H}{10}\right)^{0,2} \quad (40)$$

Sustituyendo los diferentes valores de H, se obtienen los resultados de la Tabla 39.

Tabla 39: Resultados de la ley de Hellman. Fuente: Elaboración propia, 2020.

H (m)	4	6	8	10	12	18	20
v (m/s)	2,36	2,56	2,71	2,83	2,94	3,18	3,25

Se opta por una altura de la torre de 12 m. A dicha altura se tiene una velocidad de prácticamente 3 m/s, a partir de la cual al aumentar la altura aumenta la velocidad, pero en menor medida, por lo que el aumento de potencia que provocaría no compensa el mayor coste de una torre más alta. Además, el fabricante Bornay proporciona una serie de indicaciones en cuanto a la torre, donde se recomienda, entre otras cosas, una altura de 12 m. Los requerimientos se muestran en la Figura 38.

REQUERIMIENTOS TORRE BORNAY WIND 25.2 +

Quando el cliente suministra su propia torre para la instalación de un aerogenerador Bornay Wind 13 +, esta torre debe de cumplir por lo menos con los siguientes requerimientos:

- Altura de la torre: Altura recomendada 12 m (40 ft)
7 m (23 ft) mínimo y 18 m (60 ft) máximo
- Velocidad de viento de diseño: 55 m/s (123 mph)
- Peso del Aerogenerador: 93 kgs (205 lbs)
- Max. presión lateral: 2000 N (230 lbs) @ 55 m/s (123 mph)
- Distancia mínima a las hélices: 20 cm (8 in)
Ver página 10 del [Manual de Instrucciones](#).
- Flexión: La punta de la torre no debe flexionar más de 15 cm (6 in)
Aerogenerador a @ 55 m/s (123 mph)
- Montaje: Pletina, soldada a tubo.
Diámetro del tubo: 80 mm (3.15 in) Ø exterior
[Plano pletina](#).

Figura 38: Recomendaciones del fabricante en la instalación de la torre. Fuente: Bornay, 2020.

Así pues, ya puede calcularse el potencial eólico para las condiciones de la instalación descritas:

$$Potencial\ eólico = \frac{A * \rho * v^3}{2} = \frac{(\pi * 2,025^2) * 1,225 * 2,94^3}{2} = 200,52\ W \quad (39)$$

Siendo $\rho = 1,225\ kg/m^3$, la densidad por defecto a 10 msnm.

Caracterización de la función Weibull

La función Weibull es una función de probabilidad utilizada para numerosas aplicaciones, entre las cuales se encuentra la modelización de la distribución de la velocidad del viento.

La función de densidad de la distribución Weibull para la variable v (velocidad) viene dada por la expresión 41.

$$P_v = \left(\frac{K}{A}\right) * \left(\frac{K}{A}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v}{A}\right)^k} \quad (41)$$

siendo:

- P_v : probabilidad de una velocidad.
- K : factor de forma.
- A : parámetro de escala.

El factor de forma K toma valores entre 1 y 3. Es adimensional y modifica la simetría de la distribución, valores próximos a 1 corresponden a distribuciones muy asimétricas, mientras que valores elevados cercanos a 3 se corresponden con distribuciones simétricas. Para calcularla se emplea la expresión 42 (Ewwind, 2013).

$$K = \left(\frac{\sigma}{V_{media}}\right)^{-1.806} \quad (42)$$

siendo:

- σ : la desviación estándar.
- V_{media} : la velocidad media del viento (m/s).

El parámetro de escala A comprende valores entre 5 y 10 (m/s) y se relaciona de forma directa con la velocidad media (expresión 43).

$$A = \frac{V_{media}}{\gamma + \frac{\gamma}{K}} \quad (43)$$

siendo:

- $\gamma + \frac{\gamma}{k}$: representa el valor de la función $\gamma(n) = \int_0^{\infty} e^{-x} * x^{n-1} * dx$. Dichos valores se encuentran tabulados para $n < 2$.

Para obtener los valores de dichos parámetros de manera fiable, se procede a descargar el archivo GWC de la herramienta Global Wind Atlas (GWA, 2020).

Una vez obtenidos todos los parámetros necesarios, se procede a calcular la energía producida. Empleando las curvas de potencia del aerogenerador y la probabilidad del viento mediante las funciones Weibull, se obtiene la energía que será capaz de producir el aerogenerador. Para ello, se emplea la expresión 44.

$$\frac{\text{Energía}}{\text{año}} = P_{\text{aerogenerador}} * P_v * \frac{\text{Horas}}{\text{año}} \quad (44)$$

siendo:

- Energía/año : la energía que produce el aerogenerador en un año. (Wh/año)
- $P_{\text{aerogenerador}}$: es la potencia extraída de la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad. (W)
- P_v : es la probabilidad del viento.
- Horas/año: la cantidad de horas al año, 8760 h/año.

Se ha utilizado una hoja de cálculo en Excel que realiza las operaciones oportunas empleando las expresiones indicadas para cada una de las direcciones del viento. En la Tabla 40 se indican los parámetros A y K, además de la frecuencia para cada uno de los sectores de la rosa de los vientos.

Tabla 40: Parámetros de la función Weibull. Elaboración propia. Fuente: Global Wind Atlas, 2020.

Sector	A	K	Frecuencia
1	2,87	1,158	0
2	3,26	1,49	0
3	2,14	1,564	0
4	1,72	1	0
5	2,17	1,24	0
6	2,99	1,627	0,01
7	4,89	2,963	0,14
8	5,44	2,924	0,42
9	4,53	2,432	0,29
10	4,12	2,193	0,12
11	3,67	2,111	0,02
12	3,26	1,783	0,01

Una vez obtenida la energía producida de cada dirección, se multiplica por la frecuencia propia de cada dirección. Es por ello, que no se empiezan a observar resultados considerables hasta la dirección número 7. Por último, se realiza el sumatorio de las energías en función de su dirección. Los resultados obtenidos se pueden observar en la Tabla 41.

Tabla 41: Energía producida por el sistema eólico. Fuente: Elaboración propia, 2020.

Dirección	Energía (kWh)	Energía * Frecuencia (kWh)
1	0,143258402	0
2	0,12754598	0
3	0,035153	0
4	0,02440624	0
5	0,05775366	0
6	0,086785609	0,086
7	0,21817709	0,219
8	0,30016421	0,301
9	0,19311292	0,193
10	0,15767855	0,158
11	0,11592563	0,116
12	0,09840228	0,098
Total * 8760		2064,805

En conclusión, por cada aerogenerador se obtiene un total de 2,06 MWh al año.

Tomando como referencia la energía producida por el sistema fotovoltaico, se calculan cuántos aerogeneradores son necesarios utilizando la expresión 45:

$$\frac{E_{\text{producida,FV,bruta}}}{E_{\text{producida,eólica,bruta}}} = \frac{48,74 \text{ (MWh)}}{2,06 \text{ (MWh)}} = 23,66 \rightarrow 24 \quad (45)$$

Para producir la misma energía que los módulos fotovoltaicos, serían necesarios **24 aerogeneradores**. Además, otra forma de compararlo es averiguando cuántos paneles sustituiría un aerogenerador. Para ello se calcula cuánta energía produce cada panel al año empleando la expresión 46:

$$E_{\text{panel}} = \frac{48740 \text{ (kWh)}}{84 \text{ (paneles)}} = 580 \text{ kWh por cada módulo FV} \quad (46)$$

Por tanto, para averiguar cuántos paneles sustituiría el aerogenerador:

$$N_{\text{paneles}} = \frac{E_{\text{producida,eólica,bruta}}}{E_{\text{panel}}} = 4,42 \text{ paneles} \quad (47)$$

Sería posible prescindir de **4 paneles** en sustitución de un aerogenerador. En total, 24 aerogeneradores para sustituir el total de módulos fotovoltaicos.

En conclusión, se ha demostrado a través de distintos métodos que la opción de suministro mediante un sistema microeólico queda descartada. Debido a la localización del proyecto resulta mucho más rentable una instalación fotovoltaica antes que una microeólica. Como se ha visto, la velocidad del viento media a la altura indicada es sumamente baja para extraer rentabilidad al sistema, ya que el aerogenerador no llega a alcanzar el rango óptimo de funcionamiento, mientras que la radiación solar es altísima en comparación. En la Figura 36 se observa que el aerogenerador produce la máxima energía a los 13 m/s, frente a los 2,83 m/s existentes. Esto, sumado a los altos costes de los microgeneradores más la instalación de la torre, reafirma la baja rentabilidad de esta opción de suministro. El coste de los 4 paneles seleccionados para la instalación que pueden ser sustituidos por un aerogenerador es de 993,16€, en comparación con los 5.500€ del aerogenerador. Mientras que los 24 aerogeneradores requeridos suponen una inversión de 132.000€, sin tener en cuenta el coste de instalación de las torres y resto de componentes necesarios, los módulos fotovoltaicos tienen un coste de 21.850€. Así pues, se ha comprobado que la instalación microeólica no es rentable en el contexto del proyecto y queda descartada como opción viable para el suministro del sistema *back up*.

7. ESTUDIO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA INSTALACIÓN.

7.1 Estudio de la factibilidad del proyecto.

En este apartado se procede a realizar un análisis económico/financiero de la instalación fotovoltaica mediante Retscreen Expert. El software ha sido desarrollado por el gobierno canadiense y se emplea para evaluar la viabilidad y comparar el potencial de los proyectos de energías renovables.

Para concluir si la inversión en el proyecto resulta económicamente viable o no, se ha de atender a los parámetros Tasa Interna de Retorno (TIR) y Valor Actual Neto (VAN). Por un lado, el VAN es una forma de cálculo que analiza los pagos y cobros de un proyecto para conocer cuánto se va a ganar o perder en esa inversión. Estos valores dependen de la tasa de descuento, parámetro que indica el valor esperado de la rentabilidad que se obtendrá como mínimo durante cada año de vida del proyecto. En el contexto de este proyecto, la tasa de descuento adquiere un valor del 18% en Ghana en 2020, según *The World FactBook* de la CIA.

El flujo neto de caja depende del aumento del precio de los bienes y servicios del mercado energético, que viene determinado por el parámetro tasa de inflación y que en este caso tiene un valor del 8,2% (World Data Bank, Ghana, 2020). La fórmula para calcular el VAN se muestra en la expresión 48:

$$VAN = \Sigma \frac{FC}{(1 + T_{desc})^t} - I_{ini} \quad (48)$$

siendo:

- FC: flujo neto de caja durante el tiempo de vida del proyecto.
- T_{desc} : la tasa de descuento.
- I_{ini} : la inversión inicial del proyecto.

El coste de la tarifa eléctrica por kWh en Ghana para instalaciones pequeñas, como es el caso, es de 0,17€/kWh como se muestra en la Tabla 42 (SmartSolar Ghana, 2018).

Tabla 42: Precio de la tarifa eléctrica en Ghana. Fuente: SmartSolar Ghana, 2018.

Grid Electricity Tariffs (2016-2018)

Consumption Class	Residential		Non-residential		Industrial (per kWh)	
51-300	\$0.12	55.54 Ghp	\$0.15	67.75 Ghp		
301-600	\$0.16	72.09 Ghp	\$0.16	72.09 Ghp		
601+	\$0.18	80.09 Ghp	\$0.26	113.76 Ghp		
Special Load Tariff (Low Voltage)					\$0.17	75.66 Ghp
Special Load Tariff (Medium Voltage)					\$0.13	58.57 Ghp
Special Load Tariff (High Voltage)					\$0.12	53.82 Ghp
Special Load Tariff (High Voltage): Mines					\$0.23	102.57 Ghp

Una vez introducida la ubicación de la instalación en el Retscreen Expert, se indica la potencia total de la instalación fotovoltaica (29,04 kW) seleccionando uno de los módulos de su base de datos que coincida con los seleccionados e indicando cuántos se van a instalar, como muestra la Figura 39. De esta manera, la producción de energía total es de 39,1 MWh/año, tal como se ha calculado previamente.

Fotovoltaico - Nivel 2

Evaluación de recursos

Modo de rastreo solar: Fijado

Inclinación: 9

Azimut: 5

Mostrar datos

Fotovoltaico

Tipo: poliSi

Capacidad de generación eléctrica: kW 29,04

Fabricante: Canadian Solar

Modelo: poliSi - CS3U-330P-FG - KuDymond

Número de unidades: 88

Eficiencia: % 16,63%

Temperatura normal de operación de las celdas: °C 45

Coefficiente de temperatura: % / °C 0,4%

Área del colector solar: m² 175

Factor de ajuste de células solares de dos lados: % 0%

Pérdidas varias: % 15%

Inversor

Eficiencia: % 95%

Capacidad: kW 30

Pérdidas varias: % 1%

Figura 39: Selección del módulo fotovoltaico. Fuente: Retscreen Expert, 2020.

Por otro lado, en la Figura 40 se muestran los parámetros financieros introducidos en el Retscreen Expert para realizar la simulación.

RETScreen - Análisis Financiero

Parámetros financieros

General

Tasa escalamiento de combustibles: 0%

Tasa de inflación: % 8,2%

Tasa de descuento: % 18%

Tasa de reinversión: % 0%

Tiempo de vida del proyecto: año 20

Finanza

Incentivos y donaciones: \$

Relación de deuda: % 90%

Deuda: \$ 37.897

Capital: \$ 4.211

Tasa de interés de la deuda: % 7%

Duración de deuda: año 20

Pagos de la deuda: \$/año 3.577

Análisis de impuesto a la renta

Figura 40: Parámetros financieros introducidos. Fuente: Retscreen Expert, 2020.

Una vez calculado el presupuesto de la instalación (mostrado en el apartado presupuesto) y los costes de operación y mantenimiento anuales, se procede a realizar el cálculo financiero. Se ha indicado un desembolso inicial del 10% del total de la inversión, por lo que el 90% de la deuda se va a financiar durante los años restantes del proyecto. El repago de capital se produce a los 2,9 años y la alta tasa de inflación presente en Ghana (8,2%) representa una barrera en cuanto a la larga y continua rentabilidad del proyecto. Se ha realizado una comparación con una tasa de inflación del 2% presente en España y se ha observado que la progresión del flujo de caja es completamente lineal y con progresión ascendente, de manera que el VAN adquiere un valor mucho mayor y, por tanto, más rentable. Del

mismo modo, la tasa de interés de la deuda representa un 7% en Ghana, frente al 3,5% actual en España, por lo que el coste del préstamo es el doble en Ghana. También se tiene en cuenta el descenso de la efectividad del equipo de la instalación. El rendimiento de los paneles solares desciende un 20% en sus 20 años de vida útil, mientras que el del inversor lo hace un 5%. Por otro lado, la vida útil de las baterías para que trabajen en correcto funcionamiento y en intervalos óptimos es entre 10 y 14 años, lo que supone una nueva inversión en la mitad del tiempo de vida del proyecto. De este modo, el Valor Actual Neto (VAN) adquiere un valor de 1.818€.

La TIR representa la rentabilidad económica del proyecto. En este caso, mediante la herramienta Retscreen se ha obtenido una TIR de 2,6%, mucho menor que la tasa de descuento (18%). Por tanto, mediante la instalación fotovoltaica no se va a extraer un beneficio económico como tal.

7.2 Análisis de sensibilidad y riesgo del proyecto.

Una vez analizada la viabilidad del proyecto, Retscreen Expert también ofrece la posibilidad de realizar ciertos análisis de riesgo y sensibilidad de algunos de los parámetros de la simulación. Mediante estos análisis se pretende prever cómo afecta a la TIR del proyecto la variación de ciertos parámetros, y contemplar si dichas variaciones son beneficiosas o contraproducentes. Se ha seleccionado un margen de variación del 5% y un umbral del 2,6%, de esta manera aparecen indicados en naranja los valores por debajo de la TIR actual. Los parámetros a comparar son los siguientes:

Costo de electricidad – Costos iniciales

En esta comparación, se observa cómo afecta a la TIR la variación del costo de la tarifa eléctrica y el valor de los costos iniciales, dentro del margen del $\pm 5\%$ indicado. Los resultados de la comparación se observan en la Tabla 43.

Tabla 43: Variación de la TIR en función del costo de electricidad y los costos iniciales. Fuente: Retscreen Expert, 2020.

- Quitar análisis		Costos iniciales					\$	-	+
Costo de electricidad		40.003	41.055	42.108	43.161	44.213			
\$/MWh		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%			
161,50	-5,0%	12,0%	9,1%	7,2%	5,6%	4,4%			
165,75	-2,5%	7,6%	6,0%	4,6%	3,5%	2,4%			
170,00	0,0%	4,9%	3,7%	2,6%	1,6%	0,7%			
174,25	2,5%	2,8%	1,8%	0,8%	0,0%	-0,9%			
178,50	5,0%	1,0%	0,1%	-0,8%	-1,6%	-2,4%			

A la vista de los resultados, se concluye que la opción más beneficiosa para una mejora de la TIR es reducir tanto el costo de la tarifa eléctrica como los costos iniciales. Si ambos se reducen en un 5%, la TIR del proyecto pasa a valer un máximo de 12% frente al 2,6% actual, muy cercana a la tasa de descuento indicada. Se puede observar la importancia del costo de la tarifa eléctrica ya que permaneciendo los costes iniciales sin variar, la TIR aumenta hasta un 7,2% solo reduciendo el 5% indicado. Por otro lado, si solo se reducen los costos iniciales permaneciendo igual la tarifa eléctrica, la TIR aumentaría en menor medida hasta el 4,9%. Si por el contrario ambos parámetros aumentan un

5%, la TIR del proyecto obtendría un valor negativo de -2,4%, que se corresponde con ciertas pérdidas económicas.

Tasa de interés de la deuda – Costos iniciales

Del mismo modo que en el caso anterior, en la Tabla 44 se muestran los resultados del análisis de sensibilidad del TIR con respecto a la tasa de interés de la deuda y los costos iniciales, también dentro de un margen de $\pm 5\%$.

Tabla 44: Variación del TIR en función de la Tasa de interés y los Costos iniciales. Fuente: Retscreen Expert, 2020.

- Quitar análisis		Costos iniciales					\$
Tasa de interés de la deuda		40.003	41.055	42.108	43.161	44.213	
%		-5,0%	-2,5%	0,0%	2,5%	5,0%	
6,65%	-5,0%	6,7%	5,2%	3,9%	2,8%	1,7%	
6,83%	-2,5%	5,8%	4,4%	3,2%	2,2%	1,2%	
7,00%	0,0%	4,9%	3,7%	2,6%	1,6%	0,7%	
7,18%	2,5%	4,2%	3,0%	2,0%	1,1%	0,2%	
7,35%	5,0%	3,4%	2,4%	1,4%	0,5%	-0,3%	

Así pues, se obtiene el valor máximo de la TIR en el caso en el que los costos iniciales se reducen al máximo, así como la tasa de interés de la deuda. Si se diera el caso, la TIR del proyecto se vería aumentada hasta el 6,7%, aumentando así la rentabilidad de la inversión. En este caso, si la tasa de interés de la deuda se mantiene invariable y los costos iniciales se reducen un 5%, la TIR aumenta hasta el 4,9% indicado. Si por el contrario, los costos iniciales no varían y si lo hace la tasa de interés de la deuda, reduciéndose un 5%, la TIR aumenta hasta el 3,9%. Se concluye que, en este caso de estudio, los costos iniciales conllevan una variación más significativa que la tasa de interés de la deuda.

7.3 Comparación con grupo electrógeno.

El software Retscreen Expert también permite realizar el cálculo financiero del proyecto variando los métodos de obtención de energía. En este caso, los parámetros financieros se han mantenido iguales, pero ha cambiado el sistema de generación. Como se muestra en la Figura 41, se ha introducido un grupo electrógeno de 29,2 kW en lugar del sistema fotovoltaico anterior con un coste de 8.760€. Además, el precio del litro de diésel en Ghana es de 0,91 €/l (SmartSolar Ghana, 2018).

Motor a pistones - Un sólo combustible

Selección del combustible

Tipo de combustible:

Precio del combustible: \$/L

Motor a pistones

Capacidad de generación eléctrica: kW

Disponibilidad: %

Fabricante:

Modelo:

Número de unidades:

Rendimiento calórico: kJ/kWh

Combustible requerido: GJ/h

Costos iniciales: \$/kW

\$

Figura 41: Selección del grupo electrógeno diésel. Fuente: Retscreen Expert, 2020.

La curva del VAN obtenida sigue la misma tendencia que la calculada con el sistema fotovoltaico. Esto es independiente del método de producción de energía. Se debe a la alta tasa de inflación indicada, que supone un aumento sostenido de los precios de los bienes y servicios del sector energético y, por tanto, un descenso de la rentabilidad. No obstante, empleando el grupo electrógeno se obtiene un VAN de 6.133€, superior al obtenido mediante los módulos fotovoltaicos. Además, el repago de la inversión se produce antes del primer año.

A pesar de los costes ambientales que supone el grupo electrógeno, actualmente sigue siendo un método de producción de energía más rentable que la fotovoltaica. En la Figura 42, se puede observar la diferencia del coste por kWh en ambas tecnologías para proceder a su comparación.

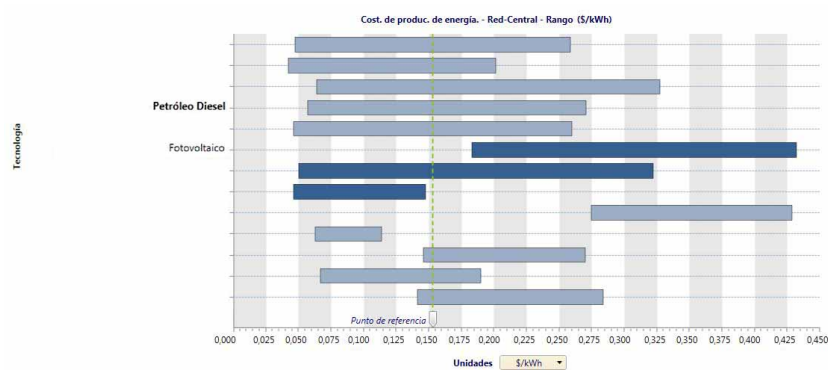


Figura 42: Comparación del coste por kWh de las diferentes tecnologías empleadas. Fuente: Retscreen Expert, 2020.

En el grupo electrógeno diésel, el coste mínimo de producción de energía es de 0,057 €/kWh y el máximo 0,271 €/kWh. Mientras que en un sistema fotovoltaico, el coste mínimo es de 0,183 €/kWh y el máximo de 0,432 €/kWh. Por tanto, el coste que supone generar energía mediante sistemas fotovoltaicos es prácticamente el doble que el de un grupo electrógeno diésel.

8. CONCLUSIONES

El presente TFG consiste en estudiar las alternativas más rentables para un sistema *back up* de apoyo del suministro eléctrico del hospital Nuestra Señora de Gracia, en Asikuma, desde dos enfoques. Por un lado, desde los Proyectos de Cooperación al Desarrollo y por otro, desde la implantación de energías renovables. Este proyecto tiene como objetivo poner fin al suministro eléctrico pobre e inestable que padece el hospital, sufriendo frecuentes cortes del mismo. Esto imposibilita en muchas ocasiones el correcto funcionamiento del hospital, impidiendo ofrecer un servicio mínimo a los más de 200 mil habitantes dentro de su ratio de acción.

Dentro de las posibilidades de generación de energía, se han escogido fuentes de energía renovables para promover un cambio hacia el desarrollo sostenible. De esta manera, supone un progreso de los 17 ODS establecidos por el PNUD, más en concreto de los objetivos 3, 7 y 13 que enmarcan el contexto de este proyecto. Para ello, se han analizado las demandas y consumos del hospital, y se han seleccionado exclusivamente los edificios y equipos considerados como críticos y esenciales. Esto es debido a que el sistema *back up* no se diseña para cubrir la demanda eléctrica de todo el hospital, si no del equipamiento necesario para ofrecer un servicio mínimo y de calidad. El consumo diario obtenido ha sido de 110,5 kWh/día. Las fuentes de energía seleccionadas son solar fotovoltaica y microeólica.

En primer lugar, se ha realizado un predimensionado de la instalación mediante la herramienta PVGIS y se ha calculado de forma teórica la energía producida por el sistema. También se ha comprobado que los módulos fotovoltaicos policristalinos son los más rentables en el contexto del proyecto por su eficiencia y su bajo coste. Los resultados del diseño son 4 ramales de módulos con 21 módulos en serie cada uno de ellos, alcanzando una potencia máxima de 27,72 kWp. Posteriormente, se han estudiado las diferentes pérdidas que afectan al sistema fotovoltaico. Se ha concluido que las más significativas son las térmicas debido a que en la localización asignada los paneles fotovoltaicos trabajan a temperaturas más elevadas que la óptima. Con ello, la energía producida por el sistema en el predimensionamiento de la instalación calculada de forma teórica mediante PVGIS es de 41,81 MWh/año.

Una vez estudiado el predimensionamiento, se ha realizado una simulación mediante el software PVSYST. Los resultados obtenidos han sido que, tras aumentar el número de módulos a 88 para cubrir la demanda del *back up* y cargar las baterías diariamente, la energía anual producida es de 39,10 MWh/año.

Tras comparar ambas metodologías, se concluye que el software PVSYST es una mejor opción para dimensionar el sistema y obtener la producción de energía con exactitud, ya que tiene en cuenta todos los parámetros del sistema y permite especificar todas las características de los equipos empleados. Por otro lado, PVGIS es una herramienta válida para obtener los datos de irradiación de un lugar y una estimación de la energía producida por el sistema, aunque no muy precisa ya que no tiene en cuenta ciertos parámetros relevantes.



En el estudio del sistema microeólico se ha obtenido que cada aerogenerador produce 2,06 MWh/año debido a la baja velocidad del viento en Asikuma. Por este motivo, el aerogenerador no llega a trabajar en el intervalo óptimo de funcionamiento. Por tanto, sería posible sustituir 4 módulos fotovoltaicos por un aerogenerador, opción no rentable, ya que el coste de la instalación mediante aerogeneradores supera los 130.000 € para producir la misma energía que el sistema fotovoltaico.

Además, en el estudio de la viabilidad económica y rentabilidad del proyecto mediante la herramienta Retscreen Expert se ha obtenido un Valor Actual Neto de 1.818€. No obstante, la Tasa Interna de Retorno es del 2,6% es menor que la elevada tasa de descuento considerada, por lo que el proyecto no presenta rentabilidad económica a largo plazo.

Por último, al comparar el coste por kWh del sistema fotovoltaico con el de un grupo electrógeno diésel seleccionado, se ha comprobado que resulta más costoso este primero. Mientras que mediante un grupo electrógeno diésel el coste por kWh está entre 0,057 €/kWh y 0,271 €/kWh, en el sistema fotovoltaico se obtiene un coste por kWh entre 0,183 €/kWh y 0,432 €/kWh, lo que supone el doble de precio en el sistema fotovoltaico. Actualmente, continúa siendo más rentable desde el punto de vista económico la generación de energía mediante combustibles fósiles. No obstante, hay más factores a tener en cuenta. El hecho de que el grupo electrógeno sea más rentable económicamente no resulta extraño. Sin embargo, en el marco de este proyecto se tienen también en cuenta el desarrollo sostenible y la preservación del medio ambiente. Además de otros factores, como no depender de la variación de impuestos sobre combustibles como el diésel en países políticamente inestables. Por ello, se apuesta por sistemas de generación de energía renovables, promoviendo el cumplimiento de los 17 ODS para el año 2030.



9. Referencias

Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. (1 de mayo de 2020). *Objetivos de Desarrollo del Milenio*. https://www.undp.org/content/undp/es/home/sdoverview/mdg_goals/mdg7/

Programa de las Naciones Unidas para el desarrollo. (1 de mayo de 2020). *Objetivos de Desarrollo Sostenible*. <https://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>

Organización Mundial de la Salud (OMS). (3 de mayo de 2020). *Informe de progresos Objetivos de Desarrollo del Milenio*. <https://www.who.int/es/>

Human Development Statistical Update (HDR, UNDP). (3 de mayo de 2020). *Índice de Desarrollo Humano (IDH)*.
http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018_human_development_statistical_update_es.pdf

Human Development Statistical Update (HDR, UNDP). (3 de mayo de 2020). *Índice de Pobreza Humana (IDH)*.
http://hdr.undp.org/sites/default/files/2018_human_development_statistical_update_es.pdf

Gini, C. (3 de mayo de 2020). *Coeficiente de Gini*. BBVA. <https://www.bbva.com/es/coeficiente-gini-detector-la-desigualdad-salarial/>

Ministerio de Exteriores, España. (10 de mayo de 2020). *Geografía de Ghana*.
<http://www.exteriores.gob.es/Portal/es/ServiciosAlCiudadano/SiViajasAlExtranjero/Paginas/DetalleRecomendacion.aspx?IdP=73>

World Data Bank. (15 de mayo de 2020). *INB, Population and Demography in Ghana*.
<https://data.worldbank.org/country/ghana>

Oxfam Internacional. (15 de mayo de 2020). *Proyectos en Ghana*. <https://www.oxfam.org/es/que-hacemos/donde-trabajamos/paises/ghana>

Manos Unidas. (1 de julio de 2020). *Proyectos de Cooperación en Ghana*.
<https://mansunides.org/es/proyecto-educacion-africa/ong-ghana/construccion-escuela>

Oficina de las Naciones Unidas de Servicios para Proyectos (UNOPS). (1 de julio de 2020). *Ghana*.
<https://www.unops.org/es/ghana>



Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). (1 de julio de 2020). *Ficha de país: Ghana*.

http://www.exteriores.gob.es/Documents/FichasPais/GHANA_FICHA%20PAIS.pdf

Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). (1 de julio de 2020). *V Plan Director, 2018-2021*. <https://www.cooperacionespanola.es/es/v-plan-director-2018-2021>

Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID). (1 de julio de 2020). *CEDEAO, Los procesos de integración regional y de la cooperación internacional*. https://www.aecid.es/CentroDocumentacion/Documentos/Eficacia%20y%20calidad/01_Informe%20CEDEAO_AECID_220514_FINAL.pdf

Asociación de Cooperación Internacional Solidaria (ACISS). (15 de julio de 2020). *Seguimos operando en Ghana*. <http://aciss.org/seguimos-operando-en-ghana/>

Organización de las Naciones Unidas (ONU). (15 de julio de 2020). *Energías Renovables y Proyectos de Cooperación*. https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/wp-content/uploads/sites/3/2016/10/7_Spanish_Why_it_Matters.pdf

Energías Renovables. (15 de julio de 2020). *El periodismo de las energías limpias*. <https://www.energias-renovables.com/panorama/la-inversion-global-en-energias-renovables-vuelve-20190117>

Ernst & Young (15 de julio de 2020). *El atractivo de las energías renovables de cada país*. https://www.ey.com/en_uk/power-utilities/renewable-energy-country-attractiveness-index

Wind Europe (15 de julio de 2020). *Energías renovables y proyectos oficiales*. <https://windeurope.org/>

Página web oficial de las Hermanas de la Caridad de Santa Ana (15 de julio de 2020). *Proyectos en Asikuma, Ghana*. <http://www.chcsa.org/proyecto/index.asp>

Página web oficial del hospital Nuestra Señora de Gracia (18 de julio de 2020). *Servicios y departamentos*. www.olg-hospital.org

Perfil de Facebook oficial del hospital Nuestra Señora de Gracia (18 de julio de 2020). *Fotografías del hospital*. <https://www.facebook.com/pages/Our-Lady-of-Grace-Hospital/642803389197348>

Centro de formación profesional y técnica a distancia (CEAC). (18 de julio de 2020). *Tipos de análisis que se realizan en un laboratorio clínico y médico*. <https://www.ceac.es/blog/tipos-de-analisis-que-se-realizan-en-un-laboratorio-clinico-y-biomedico>



-
- Gobierno de Ghana. (18 de julio de 2020). *Renewable Energy Master Plan Ghana*
<http://www.energycom.gov.gh/files/Renewable-Energy-Masterplan-February-2019.pdf>
- SmartSolar Ghana. (20 de julio de 2020). *NGO's Active with solar* <http://www.smartsolar-ghana.com/solar-sector-information/>
- CEEDS. (20 de julio de 2020). *Projects in Ghana*.
<https://www.ceesdghana.org/>
- Sustainable Energy for All (SEforALL). (22 de julio de 2020). *Who we are* <https://www.seforall.org/>
- REEEP ORG (Renewable Energy and Energy Efficiency Partnership). (22 de julio de 2020). *Projects & Programmes* <https://www.reeep.org/>
- Elsevier (22 de julio de 2020). *'A review of sustainable energy access and technologies for healthcare facilities in the Global South' (Franco, A., 2017)*.
<https://www.journals.elsevier.com/sustainable-energy-technologies-and-assessments>
- Bornay. (22 de julio de 2020). *Microgeneradores*
<https://www.bornay.com/es/productos/aerogeneradores/wind-plus#close>
- Bornay (25 de julio de 2020). *Paneles fotovoltaicos* <https://www.bornay.com/es/productos/victron-energy/policristalinos>
- Energypedia . (25 de julio de 2020). *Energy for rural Health Centers*
https://energypedia.info/wiki/Energy_for_Rural_Health_Centers#Tools_for_Calculating_Electricity_Needs_of_a_Health_Facility
- Alonso Abella, M. (2005) - *Sistemas fotovoltaicos: Introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. (25 de julio de 2020).
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). (27 de julio de 2020). *Instalaciones de energía solar fotovoltaica*
https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_FV_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_C20_Julio_2011_3498eaaf.pdf
- First Solar. (27 de julio de 2020). *PV Modules* <http://www.firstsolar.com/en-EMEA/>
- ITC-BT-07 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. (27 de julio de 2020).
- ITC-BT-19 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. (27 de julio de 2020).
- ITC-BT-40 del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. (27 de julio de 2020).
-



II. PRESUPUESTO



En este apartado se va a detallar el presupuesto del proyecto de la instalación fotovoltaica para el equipo de suministro *back up*. Se va a diferenciar entre el presupuesto técnico de la instalación y el presupuesto de estudio y diseño de ingeniería llevado a cabo en este proyecto.

El TFG equivale a las 300 horas de trabajo correspondientes a los 12 créditos ECTS equivalentes. Se ha realizado a lo largo de 4 meses (de mayo a agosto inclusive), con una media de trabajo de 4 horas al día, excluyendo festivos. La remuneración por proyecto de un titulado universitario en GITI es de 30 €/h.

El coste del cableado se ha extraído de la compañía 'General Cable', donde se indica el coste por metro de los diferentes tipos de conductores en función de la sección, el material que lo compone, el aislamiento y la cubierta.

En cuanto al equipamiento fotovoltaico, se puede encontrar todo el material de la instalación en el distribuidor 'Autosolar', donde comercializan con todo el material necesario para realizar una instalación fotovoltaica. En él se encuentran tanto el coste de los equipos como sus respectivas fichas técnicas del fabricante, empleadas para los cálculos del diseño de la instalación. Por otro lado, se han incluido los soportes para las placas solares en tejado en los que se pueden instalar hasta dos placas por soporte. También pueden adquirirse a través del mismo distribuidor, de la empresa Sunfer.

Por último, cabe comentar que según la política fiscal de 2017 '*Fiscal Policies and Regulations in Ghana in Relation with Clean-energy Mini-grids*' (ECREEE, 2017) y el '*Renewable Energy Master Plan*' ya mencionado en este TFG, los proyectos de energía renovable están exentos de impuestos tanto de importación como de instalación (VAT 0%). Es una de las medidas establecidas en Ghana para incentivar la inversión de compañías privadas en el país en proyectos de energías renovables.



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
1		PRESUPUESTO DE INGENIERÍA			
1.1		CONSULTA BIBLIOGRÁFICA			
1.1.1	h.	Búsqueda de información, así como la recopilación y organización de los resultados obtenidos y contraste de los mismos.	50,00	30,00	1.500,00



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
1.2		CÁLCULOS Y ANÁLISIS			
1.2.1	h.	Predimensionado de la instalación mediante PVGIS y cálculo del sistema para las diferentes tecnologías.	28,50	30,00	855,00
1.2.2	h.	Dimensionado de la instalación mediante el software PVSYST.	30,00	30,00	900,00
1.2.3	h.	Cálculo de la instalación micro eólica.	14,00	30,00	420,00
1.2.4	h.	Análisis de la rentabilidad y viabilidad del proyecto mediante el software Retscreen Expert.	25,50	30,00	765,00
1.2.5	h.	Cálculos adicionales.	7,00	30,00	210,00



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
1.3		REDACCIÓN Y MAQUETADO DEL TRABAJO			
1.3.1	h.	Redacción del documento.	130,50	30,00	3.915,00
1.3.2	h.	Maquetado y revisado para imprimir.	13,00	30,00	390,00
1.3.3	h.	Impresión del documento.	1,50	30,00	45,00



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
1.4		MATERIAL			
1.4.1	ud.	Ordenador portátil.	1,00	754,00	754,00
1.4.2	ud.	Licencia de estudiante para paquete Office.	1,00	0,00	0,00
1.4.3	ud.	Versión de prueba de PVSYST.	1,00	0,00	0,00
1.4.4	ud.	Versión de prueba de Retscreen Expert.	1,00	0,00	0,00



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
2		PRESUPUESTO TÉCNICO			
2.1		INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA			
2.1.1	Ud.	Placa solar fotovoltaica modelo SPP330-24 policristalina Victron Energy de 330W incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	88,00	248,29	21.849,52
2.1.2	Ud.	Inversor cargador RIELLO Sirio TL 30 de 30 kW de potencia nominal y 24 V incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	1,00	3.776,93	3.776,93
2.1.3	Ud.	Batería de almacenamiento modelo Vision 6fm250z-x, de 250 Ah de la compañía Vision Group incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	66,00	299,60	19.773,60
2.1.4	Ud.	Regulador de carga XW-MPPT 80-600 de la compañía Schneider Electric con tensión máxima admisible de 600 V y una intensidad de cortocircuito de 80 A incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	2,00	1.299,00	2.598,00



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
2.2			SOPORTES		
2.2.1	Ud.	Estructura soporte de modelo vertical de aluminio (3912x1984) para tejado de la compañía Sunfer con inclinación regulable incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	44,00	31,90	1.403,60

CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
2.3		CABLEADO			
2.3.1	m.	Conductor Energy RV-K FOC 1kV 1x6 flexible de cobre de 6 mm ² de sección del distribuidor General Cable. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	103,12	1,63	168,09
2.3.2	m.	Conductor Energy RV-K FOC 1kV 1x10 flexible de cobre de 10 mm ² de sección del distribuidor General Cable. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	28,36	2,59	73,45
2.3.3	m.	Conductor Energy RV-K FOC 1kV 1x25 flexible de cobre de 25 mm ² de sección del distribuidor General Cable. Aislamiento de polietileno reticulado (XLPE) y cubierta de PVC incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	32,66	6,31	206,08



CAPÍTULO	UNIDAD	RESUMEN	CANTIDAD	PRECIO (€)	IMPORTE (€)
2.4		CANALIZACIONES DEL CABLEADO			
2.4.1	m.	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared de 63 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión de 250 N con grado de protección IP549 según UNE 20324 incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	28,36	1,31	37,15
2.4.2	m.	Tubo curvable, suministrado en rollo, de polietileno de doble pared de 90 mm de diámetro nominal, para canalización enterrada, resistencia a la compresión de 250 N con grado de protección IP549 según UNE 20324 incluidos montaje, transporte y puesta a punto.	32,66	1,94	63,36

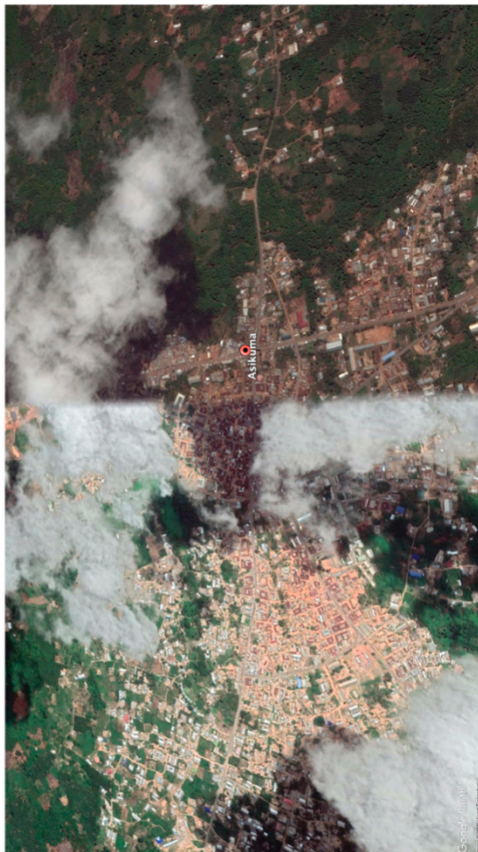


RESUMEN ESTUDIO ECONÓMICO

1	PRESUPUESTO DE INGENIERÍA	
1.1	CONSULTA BIBLIOGRÁFICA	1.500,00 €
1.2	CÁLCULOS Y ANÁLISIS	3.150,00 €
1.3	REDACCIÓN Y MAQUETADO DEL TRABAJO	4.350,00 €
1.4	MATERIAL	754,00 €
2	PRESUPUESTO TÉCNICO	
2.1	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	47.998,05 €
2.2	SOPORTES	1.403,60 €
2.3	CABLEADO	447,62 €
2.4	CANALIZACIONES DEL CABLEADO	100,51 €
TOTAL PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN MATERIAL (PEM)		59.703,78 €
13% GASTOS GENERALES		7.761,49 €
6% BENEFICIO INDUSTRIAL		3.582,22 €
PRESUPUESTO DE EJECUCIÓN CONTRATA (PEC)		71.047,49 €
0% VAT		0 €
TOTAL		71.047,49 €



III. PLANOS



Proyecto: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS RENOVABLES
PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE
UN HOSPITAL EN ASIKUMA (GHANA)

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS
INDUSTRIALES



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



ESCUOLA
SUPERIOR
DE INGENIERIA
INDUSTRIAL

Plano: Emplazamiento de la instalación

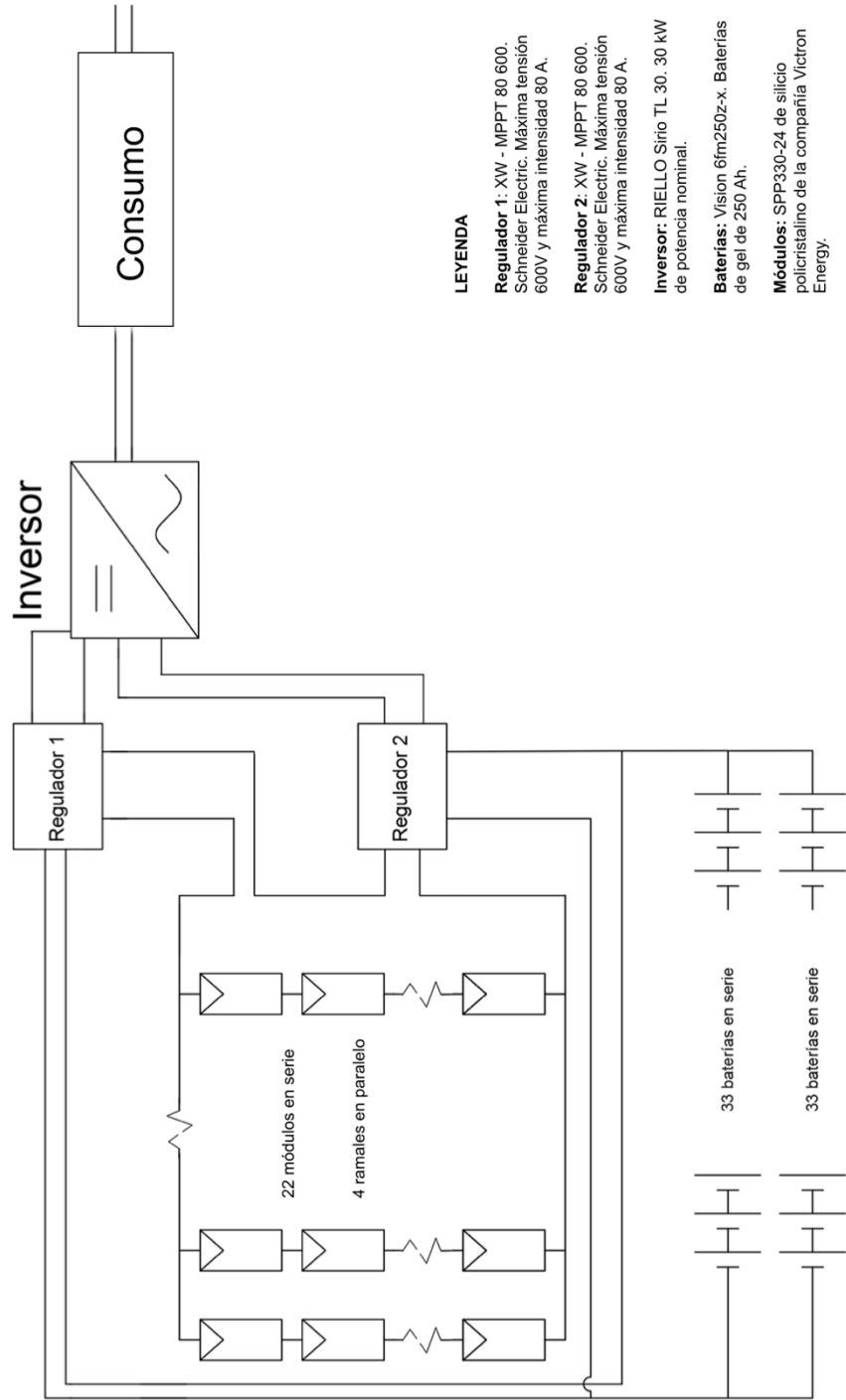
Fecha: Septiembre 2020

Nº Plano:

01

Autor: Román Arrufat Rubio

Escala: -



LEYENDA

Regulador 1: XW - MPPT 80 600. Schneider Electric. Máxima tensión 600V y máxima intensidad 80 A.

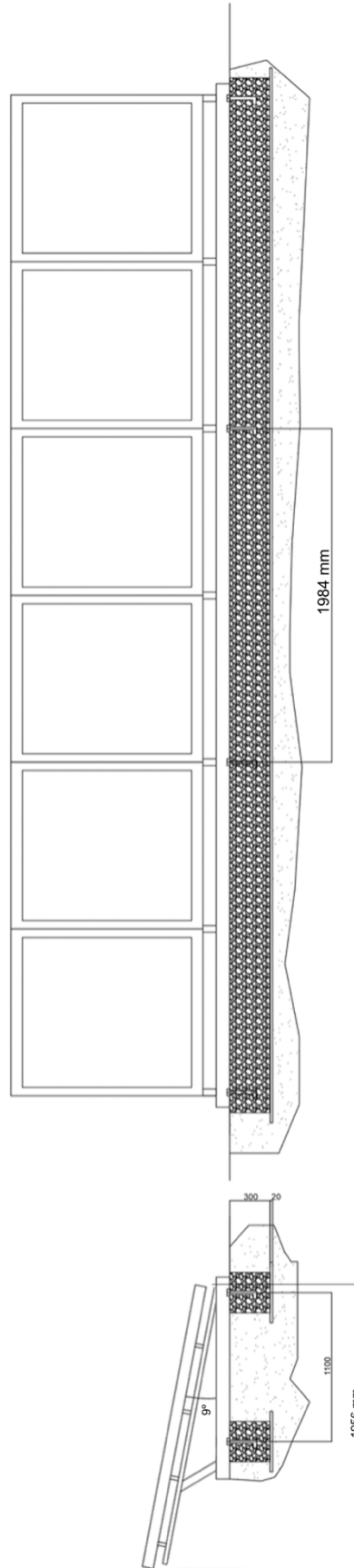
Regulador 2: XW - MPPT 80 600. Schneider Electric. Máxima tensión 600V y máxima intensidad 80 A.

Inversor: RIELLO Sirio TL 30. 30 kW de potencia nominal.

Baterías: Vision 6fm250z-x. Baterías de gel de 250 Ah.

Módulos: SPP330-24 de silicio policristalino de la compañía Victron Energy.

TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS INDUSTRIALES	Proyecto:	ESTUDIO DE ALTERNATIVAS RENOVABLES PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UN HOSPITAL EN ASIKUMA (GHANA)	Plano:	Esquema unifilar de la instalación	Fecha:	Septiembre 2020	Nº Plano:	02
	UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA	ESCUOLA TÈCNICA SUPERIOR ENGINYERIA INDUSTRIAL	Autor:	Román Arrufat Rubio	Escala:	-		



<p>TRABAJO FINAL DE GRADO EN INGENIERIA EN TECNOLOGIAS INDUSTRIALES</p> <p>UNIVERSITAT POLITÈCNICA DE VALÈNCIA</p> <p>ESCUOLA TÈCNICA SUPERIOR ENGINYERIA INDUSTRIAL VALÈNCIA</p>	<p>Proyecto: ESTUDIO DE ALTERNATIVAS RENOVABLES PARA EL ABASTECIMIENTO ELÉCTRICO DE UN HOSPITAL EN ASIKUMA (GHANA)</p>	<p>Plano: Medidas de la placa fotovoltaica</p> <p>Autor: Román Arrufat Rubio</p>	<p>Fecha: Septiembre 2020</p> <p>Escala: -</p> <p>Nº Plano: 03</p>
-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------