



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA EL DESARROLLO SOSTENIBLE

DISEÑO DE DOS SISTEMAS ENERGÉTICOS RENOVABLES PARA DOS COMUNIDADES AISLADAS CON ACCESO LIMITADO A LA ELECTRICIDAD UBICADAS EN PERÚ

AUTOR: ABATI RUIZ, ERNESTO

TUTOR: VARGAS SALGADO, CARLOS

Curso Académico: 2020-21

07/2021

AGRADECIMIENTOS

A mi tutor Carlos por ayudarme a que este trabajo haya sido posible finalizarlo con una cierta cordura

A mi madre por el apoyo incondicional que solo una madre puede dar

A mi padre por haberme brindado asistencia cuando la he necesitado

A Bárbara por haber permanecido a mi lado animándome todo el proceso.

Debo agradecer también a los integrantes de 'Energías Sin Fronteras' por su interés y ayuda, en especial a Eduardo Íñigo y a Enrique Azorín.

También hacer especial mención a todos los que me han aportado datos desinteresadamente desde Perú, en especial a Castor.

Por último, también doy las gracias a mis amigos, por estar pendientes de mí, en especial a Rafa por la ayuda con el Valenciano.

Resumen

El presente Trabajo Fin de Máster tiene como objeto aplicar el cálculo de instalaciones energéticas, basadas en energías renovables, a casos de precariedad energética.

En el presente trabajo se ha estudiado la posible implementación de un sistema híbrido renovable en dos comunidades rurales e indígenas en Perú, Bufeo Pozo y Kitepampani, caracterizadas por su aislamiento y por una situación de déficit de suministro energético que afecta a sus posibilidades de desarrollo social y económico.

Previamente al desarrollo de este sistema, se ha estudiado el contexto mundial y en especial peruano en lo referente al acceso a la energía y otros bienes, así como se ha realizado un análisis del marco normativo de Perú en lo que se refiere a la electrificación rural.

Entre ambas comunidades hay una diferencia notable de población, circunstancia que ha hecho posible que se evalúen dos modelos energéticos, uno con paneles centralizados en una sola instalación y otro con paneles e inversores descentralizados ubicados en las cubiertas de las viviendas.

En el caso de Bufeo Pozo, se han analizado diferentes escenarios en función de la evolución de la demanda y de la presencia de luminarias de tecnología LED. En estos escenarios se ha comparado la posibilidad de instalar un huerto solar o una unión de campo solar con turbina hidrocíntrica, para concluir que en los casos que se producen menores demandas es más rentable usar solo energía solar.

Con estas conclusiones, se ha desarrollado la opción más viable, incluyendo la elección de los mejores componentes, el transporte y mano de obra, para lo cual se incorpora un estudio económico que confirma la rentabilidad de realizar la instalación propuesta.

El diseño final del caso de Bufeo Pozo consta de 289 paneles solares de 450 Wp, junto con un inversor/cargador de 100 kW y un banco de 70 baterías con una capacidad de almacenamiento del 398 kWh. La instalación entregará 131,2 MWh anuales, beneficiando a 1.000 personas.

En la segunda comunidad, Kitepampani, se ha estudiado la demanda y se han establecido dos escenarios, cuya configuración depende del uso de los aparatos frigoríficos. Tras esto se ha desarrollado el escenario más realista, incluyendo la elección de los mejores componentes, el transporte y mano de obra, así como un estudio económico para verificar la rentabilidad de la instalación. Esta instalación incluirá 2 paneles solares de 400 Wp por hogar, junto a un inversor, un regulador de carga de 800 W y 6 baterías de 2 V y 1.110 Ah. Así mismo, esta producirá hasta 3 kWh diarios y beneficiará a 22 hogares.

Palabras Clave: Comunidades aisladas, energías renovables, sistema híbrido, desarrollo sostenible

Resum

El present Treball de Fi de Màster té com objecte aplicar el càlcul d'instal·lacions energètiques, basades en energies renovables a casos de precarietat energètica.

En el present treball s'ha estudiat la possible implementació d'un sistema híbrid renovable en dos comunitats rurals i indígenes a Perú, Bufo Pozo i Kitepampani, caracteritzades pel seu aïllament i per una situació de dèficit de subministrament energètic que afecta a les seues possibilitats de desenvolupament social i econòmic.

Prèviament al desenvolupament d'aquest sistema, s'ha estudiat el context mundial i en especial el peruà pel que fa a l'accés a l'energia i altres béns, així com d'un estudi del marc normatiu de Perú pel que fa a l'electrificació rural.

Entre ambdues comunitats hi ha una diferència notable de població, circumstància que ha fet possible que s'avaluen dos models energètics, un amb panells centralitzats en una sola instal·lació i altre amb panells i inversors descentralitzats ubicats a les cobertes dels habitatges.

En el cas de Bufo Pozo, s'han analitzat diferents escenaris en funció de la evolució de la demanda i de la presència de lluminàries de tecnologia LED. En aquests escenaris s'ha comparat la possibilitat d'instal·lar un hort solar o una unió de camp solar amb turbina hidrocínètica, per concloure que en els casos en que es produeixen menys demandes és més rendible utilitzar sols energia solar.

Amb estes conclusions, s'ha desenvolupat l'opció més viable, incloent l'elecció dels millors components, el transport i mà d'obra, per la qual cosa s'incorpora un estudi econòmic que confirma la rendibilitat de realitzar la instal·lació proposta.

El disseny final del cas de Bufo Pozo consta de 289 panells solars de 450Wp, conjuntament amb un inversor/carregador de 100 kW i un banc de 70 bateries amb una capacitat de emmagatzematge del 398 kWh. La instal·lació donarà 131,2 MWh anuals, beneficiant a 1000 persones.

En la segona comunitat, Kitepampani, s'ha estudiat la demanda i s'han establert dos escenaris, la configuració del qual depèn de l'ús dels aparells frigorífics. Després d'açò s'ha desenvolupat l'escenari més realista, incloent l'elecció dels millors components, el transport i mà d'obra, així com un estudi econòmic per a verificar la rendibilitat de la instal·lació. Esta instal·lació inclourà 2 panells solars de 400 Wp per llar, junt a un inversor, un regulador de càrrega de 800W i 6 bateries de 2V i 1.100Ah. Produirà fins a 3 kWh diaris i beneficiarà a 22 llars.

Paraules Clau: Comunitats aïllades, energies renovables, sistema híbrid, desenvolupament sostenible

Abstract

The purpose of this Master's thesis is to apply the calculation of energy installations based on renewable energies to cases of energy precariousness.

This work has studied the possible implementation of a hybrid renewable system in two rural and indigenous communities in Peru, Bufeo Pozo and Kitepampani, characterised by their isolation and by a situation of energy supply deficit that affects their possibilities of social and economic development.

Prior to the development of this system, the global and especially the Peruvian context has been studied in terms of access to energy and other goods, as well as an analysis of the Peruvian regulatory framework in terms of rural electrification.

There is a notable difference in population between the two communities, a circumstance that has made it possible to evaluate two energy models, one with centralised panels in a single installation and the other with decentralised panels and inverters located on the roofs of the houses.

In the case of Bufeo Pozo, different scenarios have been analysed depending on the evolution of demand and the presence of LED technology luminaires. In these scenarios, the possibility of installing a solar farm or a solar field combined with a hydrokinetic turbine was compared, to conclude that in the cases where there are lower demands, it is more cost-effective to use only solar energy.

With these conclusions, the most viable option has been developed, including the choice of the best components, transport and labour, for which an economic study has been incorporated to confirm the profitability of the proposed installation.

The final design of the Bufeo Pozo case consists of 289 solar panels of 450 Wp, together with a 100 kW inverter/charger and a bank of 70 batteries with a storage capacity of 398 kWh. The installation will deliver 131.2 MWh per year, benefiting 1000 people.

In the second community, Kitepampani, the demand has been studied and two scenarios have been established, the configuration of which depends on the use of the refrigeration appliances. The most realistic scenario was then developed, including the choice of the best components, transport and labour, as well as an economic study to verify the economic viability of the installation. This installation will include 2 solar panels of 400 Wp per household, together with an inverter, an 800 W charge regulator and 6 batteries of 2 V and 1,110 Ah. It will produce up to 3 kWh per day and will benefit 22 households.

Keywords: Isolated communities, renewable energy, hybrid system, sustainable development

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

- Memoria
- Presupuesto
- Planos
- Anexos

ÍNDICE DE LA MEMORIA

1	Introducción	1
1.1	Objetivos del proyecto	1
1.2	Situación global	2
1.3	Situación de Perú.....	3
1.4	Marco lógico.....	4
2	Legislación	5
2.1	Disposición general	5
2.2	Legislación sobre las energías renovables.....	5
2.3	Tarifas especiales de acceso a la electricidad	5
2.4	Legislación referente a turbinas hidráulicas para ubicación en ríos	5
3	Software	6
3.1	HOMER PRO	6
3.2	SketchUp	6
3.3	Microsoft Office.....	6
3.4	Autocad	7
4	Bufo Pozo.....	8
4.1	Características generales.....	8
4.2	Ubicación	9
4.3	Condiciones climáticas	11
4.4	Elección de componentes	17
4.5	Inputs para simulación	22
4.6	Demanda de electricidad	26
4.7	Opciones de instalación	34
4.8	Instalación	55
5	Kitepampani	71
5.1	Características generales.....	71

5.2	Recurso energético.....	72
5.3	Demanda	73
5.4	Elección de componentes	76
5.5	Cálculo de la instalación	77
5.6	Comprobación utilizando software HOMER	82
5.7	Diagrama de instalación	83
5.8	Transporte	84
5.9	Mano de obra	86
5.10	Estudio económico	87
5.11	Conclusiones.....	90
6	Análisis comparativo de las dos instalaciones.....	92
7	Referencias.....	94

ÍNDICE DEL PRESUPUESTO

1	1ª partida – diseño de la instalación	101
2	2ª partida Bufo Pozo	102
3	3ª partida - Kitepampani	107

ÍNDICE DE PLANOS

1	Bufo Pozo.....	111
2	Kitepampani	117

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo I - Situación de Perú	122
Anexo II - Legislación	124
Anexo III - Marco lógico.....	126
Anexo IV - Cultura y ecosistema.....	128
Anexo V - Radiación solar Bufo Pozo.....	130
Anexo VI - Demandas desarrolladas de Bufo Pozo	131
Anexo VII - Ecuaciones usadas en los cálculos del diseño de Bufo Pozo	146
Anexo VIII - Demanda Kitepampani	150
Anexo IX - Cálculo de la carga a cubrir de Kitepampani.....	155
Anexo X - Ficha técnica componentes principales Bufo Pozo	157
Anexo XI - Ficha técnica componentes principales Kitepampani.....	168

MEMORIA

1 Introducción

1.1 Objetivos del proyecto

El proyecto busca dar un suministro eléctrico estable a dos comunidades nativas de la Amazonia peruana, Bufeo Pozo y Kitepampani caracterizadas por su aislamiento, déficit energético y desconexión de las redes de distribución del sistema eléctrico peruano.

En Bufeo pozo se pretende proporcionar un suministro que cubra las necesidades energéticas de los 1.000 habitantes de la comunidad.

Actualmente el suministro actual solo cubre una franja de 3 horas al día, resultando ineficiente para cubrir las necesidades básicas, que han sido estimadas en base a las demandas de comunidades similares que cuentan con suministro energético estable. El objetivo es cumplir estas necesidades entregando un 95 % de la energía demandada. Para estudiar las necesidades en profundidad se han propuesto diferentes escenarios basadas en diferentes parámetros que se desarrollarán en los siguientes epígrafes. Entre ellos el escenario más probable y que se estudiará en profundidad es el que se ha denominado '2025 led' que se detallará más adelante.

Kitepampani se trata de una comunidad más aislada, con un reducido volumen de población, y en el que el acceso al suministro eléctrico es prácticamente nulo. Es por esto por lo que se pretende proporcionar acceso a electricidad a sus 80 habitantes, diseñando una instalación por cada vivienda, para así proveer de energía para las necesidades básicas de la comunidad, mediante el suministro del máximo porcentaje posible de la energía demandada, muy próximo al 100 %.

Para analizar las necesidades en mayor profundidad se han previsto dos escenarios, uno con refrigerador y otro sin este, siendo el segundo el que se ha decidido como más probable por las condiciones socioeconómicas de la comunidad.

En conclusión, se pretende en el caso de Bufeo Pozo incrementar el acceso a la electricidad y en Kitepampani proporcionar este acceso, con sistemas basados principalmente en energías renovables, lo que permitirá trabajar desde un punto de vista sociológico y, medioambiental, persiguiendo el desarrollo sostenible.

La instalación repercutirá en la calidad de vida de la población, consiguiendo el objetivo 7 'energía asequible y no contaminante' de los objetivos de desarrollo sostenible propuestos por la ONU para el 2030.

1.2 Situación global

En el 2018, según un informe del Banco Mundial, un 13% de la población de la tierra, aproximadamente mil millones de personas, vivían sin acceso a electricidad.

A pesar de que en los últimos años se ha acelerado la electrificación, con un incremento del acceso en 118 millones de personas anualmente, el mencionado informe calcula que, a este ritmo, todavía en el 2030 habrá 634 millones de personas que seguirán sin tener acceso a suministro eléctrico, circunstancia que generará importantes factores de desequilibrio social y económico. Esto explica la necesidad de desarrollar proyectos de abastecimiento energético diseñados para proporcionar suministro estable a ese segmento de la población mundial, en el que se encuentran las comunidades objeto del presente TFM. [1]

En este informe, se señala también que más de un 40% de la población mundial, es decir, tres mil millones de personas, no tienen acceso a fuentes y tecnologías limpias para cocinar.

Con el ritmo actual, en 2030, 2.300 millones de personas seguirán con este problema. Esto implica, que la población sin acceso a tecnologías limpias cocina en la mayor parte de los casos, con madera, carbón o carbón vegetal; lo que produce una contaminación del aire por los componentes tóxicos que expelen y que causa en torno a cuatro millones de muertes anuales, siendo los colectivos más expuestos las mujeres y los niños. [1]

En 2017, el 17,3% de la energía final consumida era de origen renovable, y de esta un 6,8% producida por biomasa tradicional (quema de madera o equivalente) y el otro 10,5% restante producida por formas más moderna de energías renovables. En torno al 50% de las emisiones de CO₂, son debido a la producción de energía, unos 15.600 Mt CO₂. [2]

Los objetivos de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas son 17 objetivos propuestos con el fin de poder ser alcanzados antes de 2030. Incluye una variedad de temas, desde la pobreza hasta el acceso a agua potable. En concreto el objetivo número 7, “Energía asequible y no contaminante” se centra en los problemas expuestos anteriormente.

Señaladas todas estas deficiencias, queda claro, que queda un largo camino por avanzar para subsanar dichas desigualdades. Es por esto, que este trabajo se centra en actuar a nivel local sobre dos comunidades indígenas, diseñando una posible instalación que les provea de energía sostenible de origen renovable.

Como ejemplo de la importancia del problema, debe destacarse que debido a los efectos de la pandemia sufrida durante el 2020 de COVID-19 una gran parte de la población mundial se ha visto obligada a permanecer en casa confinada, sufriendo más los efectos perjudiciales de la falta de electricidad.

1.3 Situación de Perú

Las comunidades objeto del presente trabajo están ubicadas en Perú, por ello en este epígrafe se relaciona la situación de este país con los objetivos de desarrollo sostenible de 2030 (ODS). Para ello se van a utilizar ciertos indicadores relacionados con la energía y con las condiciones de vida. La situación educativa (ODS 4) así como del agua y saneamiento (ODS 6) se pueden encontrar en el Anexo I.

1.3.1 Electricidad

Es el ODS número 7 'Energía asequible y no contaminante'. A estos efectos, debe resaltarse en primer lugar el indicador 7.1 'De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos' [3].

Para ello, se analizará en dos apartados:

El 7.1.1 que mide el acceso a electricidad, y en atención al cual se señala que Perú en 2018 tenía un 95,5% de población con acceso a suministro eléctrico, lo que significa que 1.400.000 personas no disponían de electricidad. Profundizando en estos datos, se observa una disparidad entre el área urbana (99,3% con acceso a suministro) y rural (82,2%), así como por regiones naturales, donde la selva tiene la menor tasa con un 85,4%. Por último, hay que subrayar que el departamento (similar a la provincia en la organización territorial peruana) de Cusco, en el que radican las dos comunidades objeto de este TFM, cuenta con un 92,8% de la población sin acceso a electricidad

Por otra parte, el indicador 7.1.2 mide el acceso a cocinas 'limpias', que en 2018 era de un 77,7% en Perú [3], especificándose que en el medio urbano un 91,1% de la población disponía de dicho acceso mientras que en el medio rural el porcentaje desciende a un 24,8%, siendo la media en el departamento de Cusco de tan solo un 66,7%. [3]

Por último, siguiendo el indicador 7.2 '*De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas*', en 2017, Perú tenía un 17,4% de energía producida por energías renovables modernas (no incluye quema tradicional de madera/carbón). [2]

1.3.2 Regiones y clima

En Perú existen tradicionalmente tres regiones; costa, sierra y selva. Esto es debido a diferentes factores, como pueden ser las corrientes marinas, los vientos o la más importante, la cordillera de los Andes.

La costa es la región que atraviesa el país desde su frontera con Bolivia al norte, hasta su frontera con Chile, al sur, junto al océano Pacífico. Esta región geográfica está compuesta de dos climas, ambos desérticos y áridos, siendo en el norte del país, junto a la frontera el clima tropical seco, con algo más de precipitaciones y en el resto de la costa el clima subtropical árido, más frío y sin apenas precipitaciones. [4]

La sierra es la región atravesada por la cordillera de los Andes, esta atraviesa también el país de norte a sur y presenta un “clima de montaña de zona intertropical” [4]. Tiene una gran incidencia solar, así como un clima estacional, con una temporada de lluvias y una temporada seca. Dependiendo de la altitud, las temperaturas varían, disminuyendo según esta avanza.

La selva es la región en el interior del continente, delimitada por los Andes, es la que más superficie tiene en el país, está compuesto de climas tropicales, destacándose, el tropical húmedo, en la selva baja y el tropical muy húmedo, en las proximidades de los Andes. [4]

1.4 Marco lógico

Un marco lógico es una herramienta comúnmente usada en proyectos de cooperación, que sirve para analizar las necesidades que llevan a realizar el proyecto, así como planificar las actuaciones adecuadas para cubrir las necesidades posibles. Se ha elaborado un marco lógico que se puede consultar en el Anexo III.

2 Legislación

En este epígrafe se recoge la legislación relacionada con el contenido del trabajo.

2.1 Disposición general

La ley principal que se debe tener en cuenta es la Ley General de Electrificación Rural, o la Ley N.º 28749 así como su reglamento establecido mediante decreto supremo N°018-2020-EM. El procedimiento necesario para llevar a cabo un proyecto se puede encontrar en el Anexo II.

2.2 Legislación sobre las energías renovables

En el decreto legislativo N.º 1002, se declaran las energías renovables (entre las que se encuentra la energía fotovoltaica) de interés nacional y que se van a promover proyectos que usen estas energías a través del Ministerio de Energía y Minas.

2.3 Tarifas especiales de acceso a la electricidad

Además, se pretende que los beneficiarios de este proyecto se beneficien del Fondo de la Compensación Social Eléctrica según lo recogido en la Ley N.º 27510. La cual establece que en sistemas aislados y sectores rurales cada cliente que consume menos de 30 kWh (en el diseño del consumo no se prevé nunca un consumo mayor a este por persona y mes) tendrá una reducción tarifaria del 62,5 % del coste de la energía.

2.4 Legislación referente a turbinas hidráulicas para ubicación en ríos

Como se verá más adelante, se planteará instalar una turbina hidrocínética en Bufe Pozo, el organismo en Perú responsable del recurso hídrico es la Autoridad Nacional del Agua (ANA).

La Autoridad Nacional del Agua (ANA) de Perú, establece una división en el país por zonas, donde Bufe Pozo corresponde a la división XII, dentro de esta, le corresponde el código 49943, con una longitud de 110,1 kilómetros.

Esta zona está establecida con la categoría cuatro, que significa 'conservación del ambiente acuático'. La Ley General del Ambiente, Art 99º De los Ecosistemas Frágiles, en el numeral 99.3 señala que: "El Estado reconoce la importancia de las humedades como hábitat de especies de flora y fauna, en particular aves migratorias, priorizando su conservación en relación con otros usos"; correspondiéndole la categoría 4 conservación del ambiente acuático." [5] No estando permitido las instalaciones energéticas.

Es por esto que el río no puede ser usado con uso consuntivo, sin embargo, en una consulta con la Autoridad nacional del agua, señalan que esta ley establece también que se puede realizar un uso no consuntivo, caso de esta instalación, es por esto que la energía hidroeléctrica es una opción.

3 Software

3.1 HOMER PRO

HOMER (Hybrid Optimization of Multiple Energy Resources) es un programa creado por el NREL para optimizar modelos de microrredes conectados o no a la red. En 2009 HOMER fue comercializado y hoy pertenece a UL.

HOMER es la empresa líder mundial en software de generación distribuida y modelado de microrredes. El software combina energía generada tradicionalmente y renovable, almacenamiento y administración de carga, así como optimiza económica y energéticamente.

HOMER pro es la herramienta especializada para microrredes aisladas y es el software que se utilizará en este trabajo. [6]. Para la realización de este se ha contratado la tarifa de estudiantes de HOMER PRO.

HOMER pro se ha utilizado para simular diferentes escenarios energéticos en ambos diseños, ayudando a escoger entre los diversos componentes, y a escalar y proporcionar la instalación. Esto se hacía simulando diferentes opciones, las cuales luego son ordenadas por el software siguiendo determinados parámetros como el coste o la energía entregada.

3.2 SketchUp

Sketchup es un programa de diseño en 3D.

SketchUp se ha utilizado para modelar el diseño de las instalaciones, integrándolo con su entorno. En el caso de Bufe Pozo, al ser un diseño centralizado para toda la comunidad, el diseño en 3d permite visualizar el tamaño relativo de la instalación respecto al pueblo. Mientras que en la instalación de Kitepampani, al ser unifamiliar, permite visualizar el espacio que ocuparía la instalación en la vivienda.

3.3 Microsoft Office

El paquete de Microsoft Office es una suite de ofimática que incluye múltiples programas diferentes, entre los cuales se han utilizado Microsoft Word y Microsoft Excel. Se ha utilizado la versión de 2016.

Microsoft Word es un programa de creación, edición y procesado de texto que se ha usado para escribir el trabajo.

Microsoft Excel es una hoja de cálculo que se ha utilizado para realizar todos los cálculos necesarios y descritos a lo largo de la memoria y los anexos.

También se ha utilizado la aplicación Microsoft Teams, software diseñado para colaboración y llamadas con este propósito.

3.4 Autocad

Autocad es un software creado por Autodesk, es un software de diseño asistido por ordenador de dibujo 2D y modelado 3D.

Se ha utilizado en la realización de planos y esquemas unifilares tanto en Bufeo Pozo como en Kitepampani.

4 Bufeo Pozo

4.1 Características generales

Bufeo Pozo es la primera comunidad descrita, pertenece al distrito de Sepahua, provincia de Atalaya, en el departamento de Ucayali, en Perú.

El distrito de Sepahua fue creado mediante la Ley N.º 23416 del 01.06.1982. Bufeo Pozo es la segunda población más poblada de este distrito, contando en 2007 con el 10% de la población [7] después de Sepahua, capital de la provincia, con el 55% de la población de esta. [7] Según datos de Energías Sin Fronteras actualmente cuenta con 1000 personas distribuidas en 300 viviendas [8]. Estas están divididas en 5 barrios: Unión, Jerusalén, Paraíso, Nuevo Horizonte y Sepa.

Se sabe además que en esta comunidad no dejan instalarse a emigrantes pues tienen prebendas ministeriales. Con lo que el incremento de población se ha calculado en base a los datos del Instituto Nacional de Estadística e Informática de Perú. En ella se encontraron una tasa de natalidad del 0,179 % y una tasa de mortalidad del 0,059% para el departamento de Ucayali, por lo que la población aumenta a una tasa del 0,115%. [9]

De los habitantes, una mayoría pertenece a la etnia indígena Yine, aunque hay algunas familias de la etnia Ashaninka y otras mestizas. [10] En 2017 había alrededor de 3.000 personas que se identificaban como Yine y, alrededor de una tercera parte de estas vivirían en Bufeo Pozo. [11]

En cuanto al acondicionamiento básico de esta comunidad, en materia de sanidad cuentan con un puesto con una enfermera y una obstetra. En materia educativa cuentan con escuela hasta el nivel de secundaria. En lo referente a la industria, se está formando una cooperativa de Cacao. En telecomunicaciones cuentan con una antena parabólica de Movistar. Viven de la agricultura, las aves de corral, la caza y la pesca. En materia de religión, aproximadamente el 70% de la población es creyente en la iglesia evangélica. [10]

En cuanto a realización de tareas cotidianas para su consumo de alimentos, en esta comunidad, cocinan con tres leños, de forma tradicional, pero tienen un programa de cocinas mejoradas, (de las cuales aún no han realizado nada) con un coste ejecutivo de 170 euros por vivienda.

El agua que consumen, la obtienen de un arroyo, situado a unos pocos kilómetros de distancia. Esta se lleva a un tanque de 30 m³, donde es potabilizada y, desde aquí se distribuye de manera gravimétrica, mediante una red de agua. En verano no disponen de este sistema de recogida de agua, pues el arroyo se seca. La escuela dispone de un tanque propio, y para recargarlo necesitan una bomba. En materia de saneamiento, cada vivienda cuenta con su propio pozo séptico.

La cultura de Bufeo Pozo se puede consultar en el Anexo IV.

4.2 Ubicación

Bufeo Pozo pertenece al distrito de Sepahua, provincia de Atalaya, en el departamento de Ucayali, en Perú. Esta comunidad está en la ribera del río Urubamba, también conocido como río Vilcanota.

El río Urubamba, posteriormente se junta con el río Tambo, formando el río Ucayali, que más tarde confluyendo con el río Marañón, forma el Amazonas.

Bufeo Pozo se encuentra a 25,9 kilómetros en línea recta desde Sepahua, con una única vía de comunicación entre ambas, que es una vía fluvial. En canoa motorizada se tardan 2 horas en llegar de una a otra población. [12] En la ilustración 2 se puede ver la situación de Bufeo Pozo en el distrito de Sepahua y en la ilustración 3 se puede ver una imagen aérea de Bufeo Pozo.

Bufeo Pozo se encuentra en las coordenadas 10°57'38"S 73°06'55"W. En la ilustración 1 se puede ver la situación de Bufeo Pozo desde una imagen satelital.

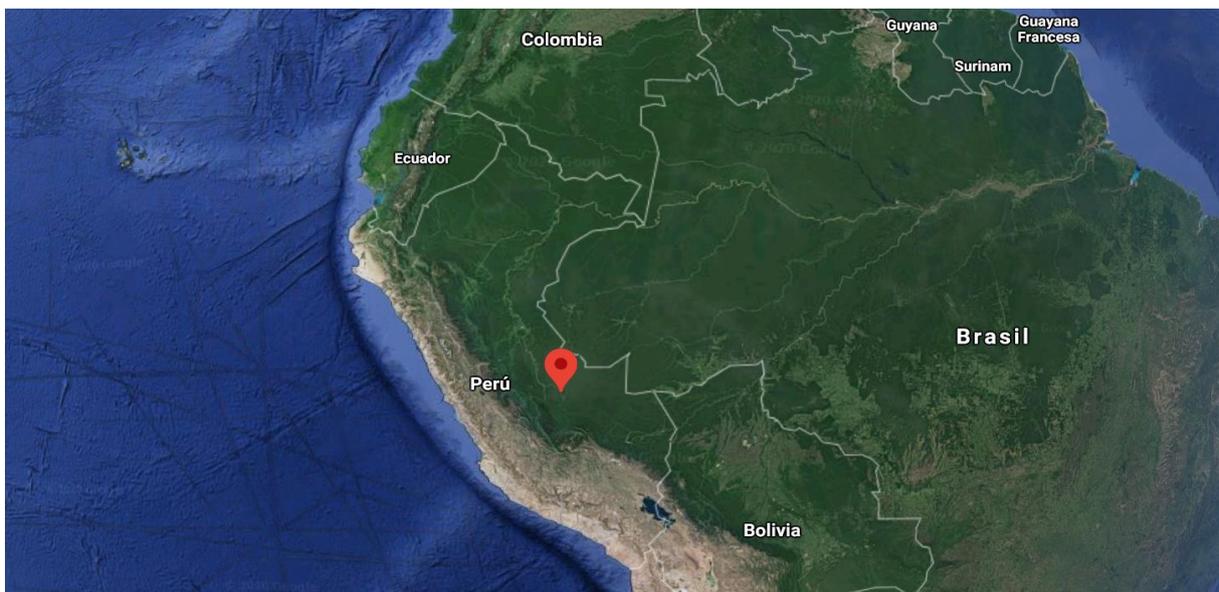


Ilustración 1. Ubicación de Bufeo Pozo en Perú [13]

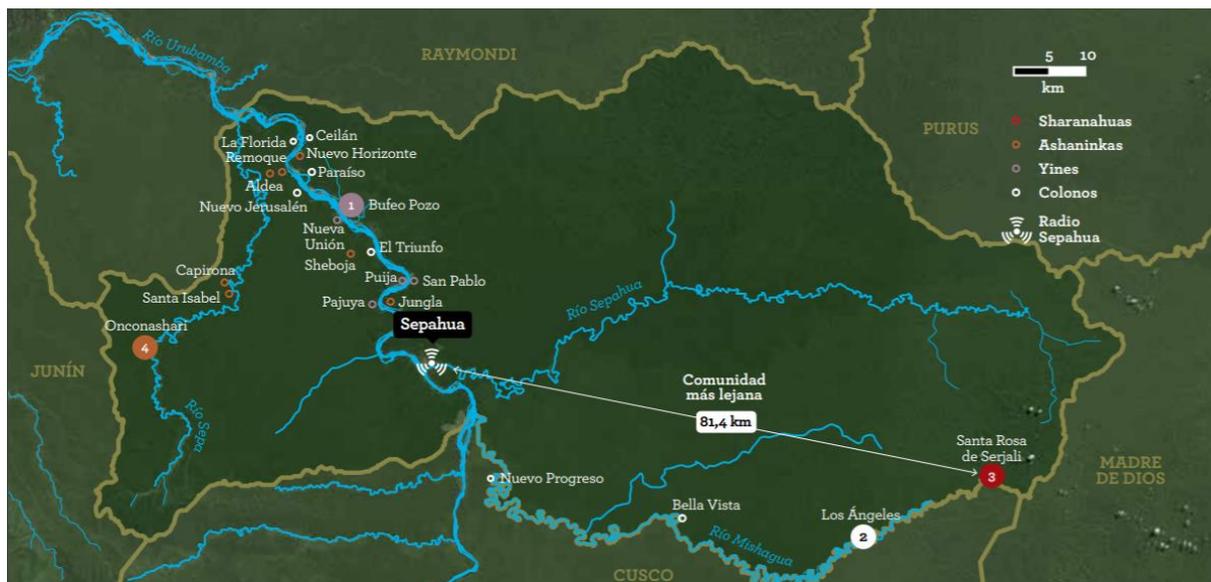


Ilustración 2. Ubicación de Bufeo Pozo (marcado con 1) en el distrito de Sepahua [12]



Ilustración 3. Vista aérea en 2010. Imágenes [13]

Bufeo Pozo tiene una altitud promedio de 265 metros sobre el nivel del mar. Las últimas imágenes satelitales que se obtuvieron con una calidad mínima fueron de 2010, por aquel entonces se puede observar una superficie aproximada del municipio de 1 km², la cual alberga algo más de 100 viviendas. Hoy se sabe que las viviendas ascienden a 300, con lo que la superficie aproximada se puede haber duplicado o triplicado.

4.3 Condiciones climáticas

4.3.1 Clima

En cuanto a la climatología de Bufe Pozo, no se dispone de datos, por lo que se van a usar los datos de la capital de departamento, Sepahua, situada a 20 kilómetros en línea recta, asumiendo que las diferencias climáticas entre ambos puntos son irrelevantes.

El clima en la selva baja se caracteriza por ser cálido y húmedo, así como estacional con un periodo seco y un periodo de lluvias, siendo el periodo de lluvias de diciembre a marzo y el periodo seco el resto del año. Durante el periodo de lluvias es frecuente la precipitación y es más fácil navegar por el río, que lleva un mayor caudal, haciendo que los trayectos sean más rápidos y puedan transitar embarcaciones más grandes por él.

La selva presenta una humedad atmosférica de en torno al 84% y una humedad relativa de alrededor del 99%. La precipitación promedio mensual es de 155,14 mm. Siendo el promedio anual de 1860 mm. [14]

En el caso concreto de Sepahua *“la información es limitada, solo se dispone de registros de precipitación correspondiente a 4 años en los años 60. La precipitación promedio anual es de 1,910. mm. En esta localidad también se distingue dos periodos, el más extenso es el periodo lluvioso que dura 8 meses del año, empieza en octubre y culmina en mayo. El periodo menos lluvioso comprende 4 meses del año, se inicia en el mes de Julio y se prolonga hasta el mes de septiembre. El menor valor de precipitación (38.9 mm.) se registró en el mes de junio, y el mayor valor (329.30 mm.) se registró en el mes de diciembre”* [15]

4.3.2 Temperatura

Durante el invierno no hay prácticamente nubes, aunque estas son comúnmente encontradas en verano. Pese a que las temperaturas son normalmente estables, hay días en invierno en los que se producen los denominados ‘friosos’ que son masas de aire frío llegando desde la Antártida, durando de uno a cuatro días. [14]

En estas condiciones no se alcanza el confort térmico, sin embargo, los hogares no están preparados para instalaciones de climatización, por lo que estas no se contemplan.

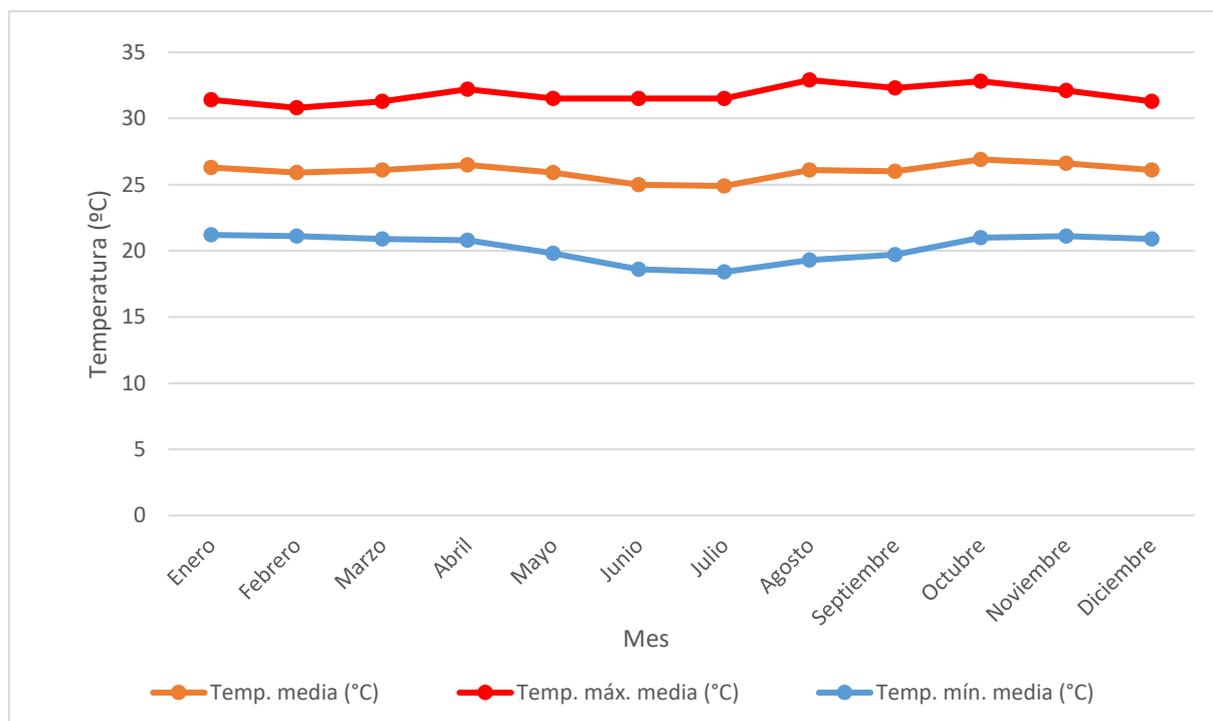


Figura 1. Temperaturas medias mensuales en Sepahua [16]

Como se puede observar la variación de temperaturas no es muy grande. En la figura 1 se ilustran las temperaturas, esto se corrobora con temperaturas en la ciudad cercana de Atalaya. [17], [14] o Pucallpa [18].

4.3.3 Erosión e inundaciones

Para saber si existe un terreno estable donde colocar un huerto solar se estudia la erosión y las inundaciones. Las inundaciones ocurren durante el periodo de lluvias (diciembre a marzo), el cauce del río crece e inunda sectores. Las inundaciones afectan especialmente al geomorfismo de ‘terrazza baja’ que esto ocurre con cierta frecuencia a lo largo de los años y afecta a las poblaciones provocando extensas pérdidas. Bufeo pozo al estar en el geomorfismo de terraza baja se ve amenazada por esta circunstancia. [17] De media las inundaciones ocurren cada 2,33 años. [14]

El geomorfismo de Bufeo Pozo es denominado ‘Terraza Baja’, tiene un escaso relieve, con una pendiente entre el 0 y el 2% y tienen una altura de 4 metros o más sobre el río. Se encuentran en el margen del río y representan el 6.5% de la provincia de Atalaya. [17] En principio no habría riesgo de derrumbe pues son más comunes en sectores de estrechamiento de afluentes. El riesgo sísmico en toda la región es casi nulo. [19]

La erosión fluvial ocurre fundamentalmente en cauces de los ríos grandes como puede ser el Urubamba. Ocurre sobre todo en las zonas cóncavas de los ríos mientras que la sedimentación se produce en zonas convexas de las curvas. Los asentamientos en zonas cóncavas tienen más peligro por los procesos erosivos, este es el caso de Bufeo Pozo. Esta circunstancia ha sido concluyente para instalar el equipamiento a cierta distancia del río. [19]

En conclusión, es viable colocar un huerto solar, pero no debe estar próximo al cauce del río.

4.3.4 Recurso energético

4.3.4.1 Recurso eólico

En cuanto al recurso eólico, en la provincia de Atalaya, las únicas mediciones de la zona son las correspondientes al aeropuerto de Atalaya, ciudad capital de provincia que comparte el ecosistema y clima de bosque húmedo tropical con Bufeo Pozo, además de situarse a una latitud similar y no existir obstáculos entre ellas con lo cual se pueden aproximar las mediciones. Estas mediciones fueron obtenidas por el CORPAC (Corporación Peruana de Aeropuertos Comerciales S.A.).

Las mediciones están limitadas a horario diurno (07:00-18:00) y son del año 2005, proporcionando resultados son una mayoría de calmas con un 69,9 %, seguida por viento débiles de 2,1 a 3,1 m/s con un 17,4%, los vientos moderados de 3,1 a 4,1 ms/s un 4,5% y los vientos fuertes de un 1,7% de frecuencia. El viento en dirección norte y oeste-noroeste es más frecuente, y el mayor porcentaje de calmas sucede por la mañana. Se puede concluir que no existen los requerimientos mínimos para instalar energía eólica. [14]. En la ilustración 4 se pueden ver la rosa de vientos de Atalaya, así como la frecuencia de distribución de estos.

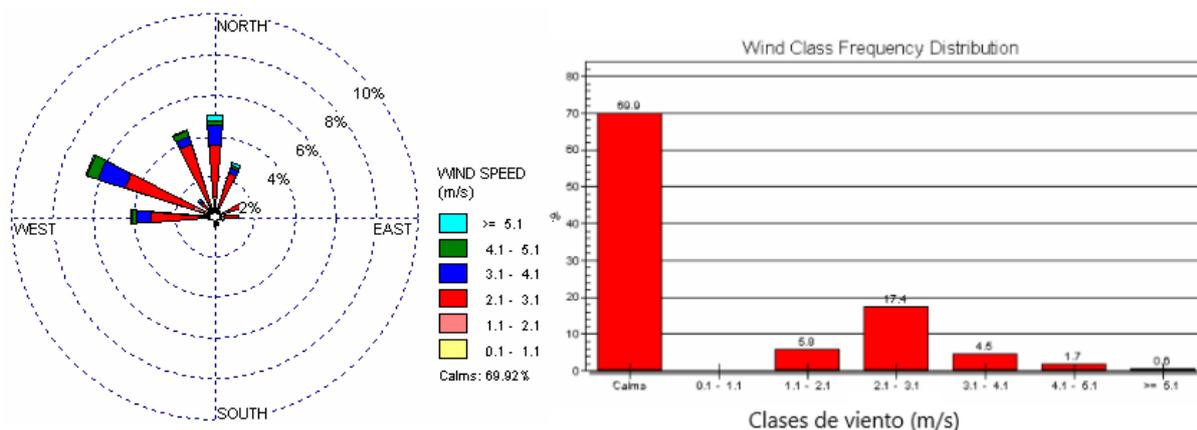


Ilustración 4. Rosa de vientos y frecuencia de distribución de clases de viento medida en Atalaya [14]

4.3.4.2 Recurso solar

En cuanto a la radiación solar se dispone de datos de [14] que son datos estacionales aproximados y de datos de PVGIS [20] 'Photovoltaic Geographical Information System' de la Comisión Europea, que utiliza la base de datos 'NSRDB' National Solar Radiation Database de 'NREL' National Renewable Energy Laboratory de EE. UU. Ambos datos son parecidos con lo cual se va a usar la base de datos de PVGIS pues es más extensa y ha sido corroborada por el SENAMHI Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú. La radiación global horizontal media mensual y anual se puede observar en la figura 2. Una imagen de la radiación solar realizada por el SENAMHI peruano se puede ver en el Anexo V.

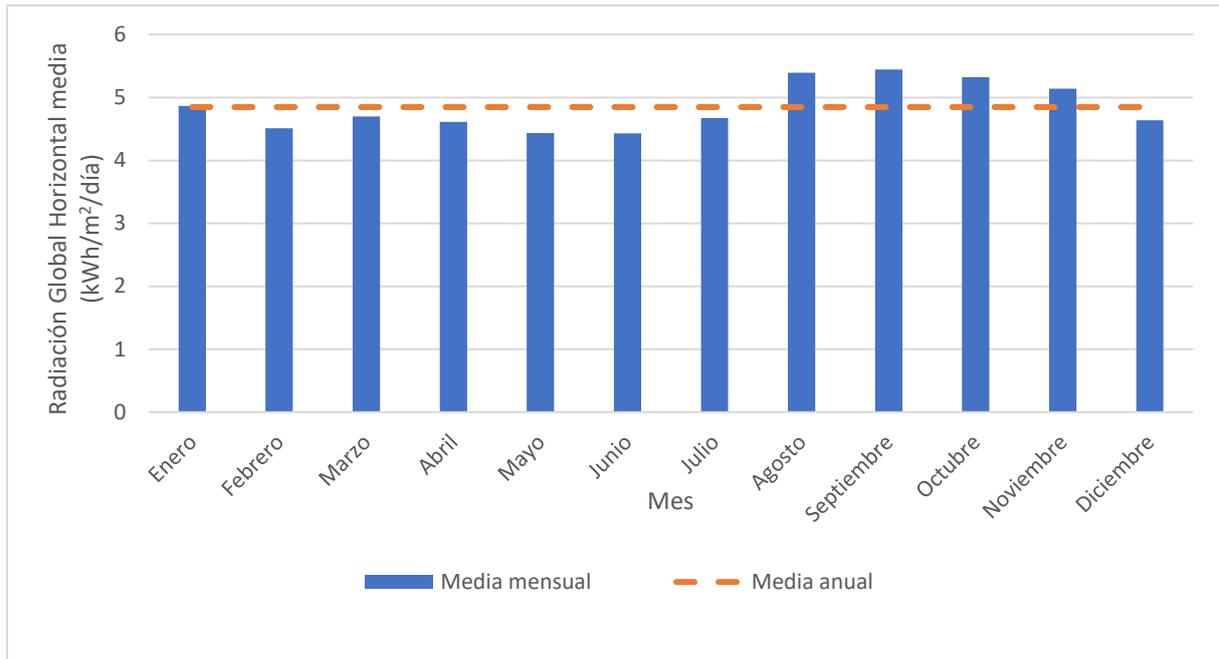


Figura 2. Radiación global horizontal media según PVGIS [20]

4.3.4.3 Recurso hídrico

El río Urubamba o Vilcanota, en la ribera del cual se encuentra Bufo Pozo, tiene una longitud aproximada de 938 kilómetros, teniendo su cuenca un área de 58.735 km². [21]

El río a su paso por la comunidad tiene una anchura aproximada de 350 metros y tiene un caudal muy variable a lo largo del año, con una media de 2.800 m³/s. Presenta buena navegabilidad de embarcaciones de hasta 4 pies de calado. Las variaciones pueden ser hasta de 10 metros a lo largo del año, siendo en época de lluvias mayor la altura del agua. [22]

En lo referente al recurso hídrico ha habido muchas dificultades a la hora de elaborar y recabar información debido a la insuficiencia de datos disponibles. En los estudios de navegabilidad únicamente hay mediciones de caudal referentes a una fecha, lo cual no aporta fiabilidad ya que en el propio río hay variaciones de caudal diarias muy significativas, es por esto por lo que se ha buscado cual es el caudal medio del río y con este dato calcular la variación mensual de diversas maneras.

1. Profundidad del río

La profundidad es entre 3 y 5 m [23]. Se estima una profundidad promedio de 4 m.

2. Velocidad del río

La velocidad del río es de entre 2 y 5,65 m/s. [22] Se han considerado máximos estos valores y se han representado con los valores máximos y mínimos de caudal, obtenidos en los siguientes epígrafes ya que el caudal es proporcional a la velocidad.

El dato de caudal que se ha usado para realizar esta aproximación de los caudales es el de [22], ya que, aunque solo hay un caudal medido correspondiente al mes de diciembre, es el único medido en la zona exacta del proyecto. Con esto se hace una aproximación a los caudales mensuales con los coeficientes calculados en el siguiente epígrafe.

Así interpolando una recta calculada entre la cual se distribuirán los diferentes valores de velocidad con la misma distribución que los coeficientes. Para ello se usan los valores conocidos de velocidad (máximo y mínimo) junto al equivalente en caudal (máximo y mínimo), se interpola.

La recta es $v=0,0007*Q +1,2886$ y con esto se ha hallado la distribución de velocidades, que se muestran en la figura 3.

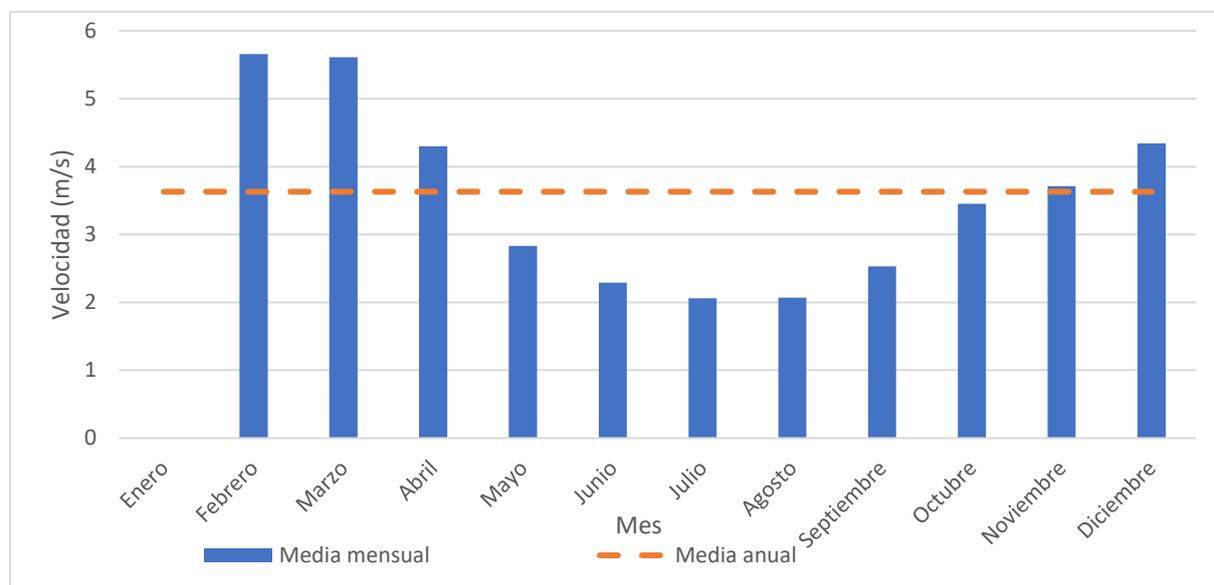


Figura 3. Distribución de velocidades halladas a través de la distribución de coeficientes

La velocidad media es de 3,63 m/s.

3. Caudal

1. **Cálculo de la variación de caudal:** Para calcular esta variación de caudal se han tenido en cuenta tres formas:

- i. **Variación de la precipitación media mensual sobre Sepahua** (se ha escogido esta ciudad por la disponibilidad de los datos). En este punto se han recogido estudios acerca de la lluvia en Sepahua y se ha estimado que el caudal y parámetros del río van a evolucionar proporcionalmente a las precipitaciones.
Por ello se han tomado las precipitaciones medias mensuales, se ha tomado la media de estos valores y se ha dividido todos entre ese valor promedio estableciendo unos coeficientes como se muestra en la tabla 1. [18]
- ii. **Variación del caudal del río agua arriba.** Los únicos datos que se pueden encontrar son los de las estaciones de medición del río Urubamba, pero estas se encuentran en el entorno de los Andes, en otro clima distinto, a 250 kilómetros en línea recta de distancia. Por eso han sido descartados.
- iii. **Variación del caudal del inicio del río Ucayali.** El río Ucayali es uno de los afluentes del río Amazonas. Este río está formado por el río Tambo y por el río Urubamba. Este punto de unión está 95 kilómetros río arriba, por lo que se ha estimado que la variación de caudal será similar al encontrarse en un

clima y ecosistema muy parecido. Se estima que un 43 % del caudal del río Ucayali proviene del Urubamba

El método que se ha seguido es el mismo que el de la precipitación, los datos sobre esta se han encontrado en esta fuente [18]. Es por ello por lo que los coeficientes se pueden ver en la tabla siguiente.

Viendo esto se ha optado por hacer la media de los coeficientes del río Ucayali y de las precipitaciones. Como puede comprobarse en la tabla 1.

	Precipitación	Cabecera Ucayali	MEDIA
Enero	1,107	1,842	1,474
Febrero	1,283	2,447	1,865
Marzo	1,615	2,076	1,845
Abril	1,184	1,382	1,283
Mayo	0,663	0,657	0,660
Junio	0,458	0,392	0,425
Julio	0,345	0,311	0,328
Agosto	0,451	0,217	0,334
Setiembre	0,811	0,246	0,528
Octubre	1,488	0,353	0,920
Noviembre	1,389	0,680	1,034
Diciembre	1,206	1,398	1,302

Tabla 1. Coeficientes de variación de caudal, en la primera columna deducidos a través de las precipitaciones, e la segunda a través de los datos en la confluencia con el Ucayali y la última columna es la media.

2. **Cálculo del caudal:** Para el caudal se ha encontrado las mismas dificultades de falta de datos. Los datos encontrados son los siguientes:
 - i. **Caudal medio calculado con los datos del río Ucayali**, este proviene en un 43% del río Urubamba, así multiplicando este caudal medio por 0,43 he obtenido un caudal aproximado, aunque mayor que el real, pues está 90 km aguas abajo. Este caudal es de 2.984 m³/s. [24]
 - ii. **Caudal medio encontrado en una propuesta.** [25] El caudal es de 2.890 m³/s.
 - iii. **Caudal medido un día de diciembre** [22]. El caudal es de 4.357 m³/s este caudal fue medido el 28 de diciembre. Se ha tomado este valor como representativo del mes de diciembre y se han aplicado los coeficientes calculados antes. Dando con estos un caudal medio de 3.347 m³/s.
 - iv. **Caudal mostrado por Google.** Es de 2.330 m/s. [26]

Al ser muchos los caudales medios posibles se han optado por verificar de alguna manera su veracidad. Para ello se ha recurrido a la fórmula de la proporcionalidad del caudal, la velocidad y la sección.

Con esto se ha estimado que la sección del río es próxima a la de un triángulo con la anchura del río (340 metros) y la profundidad media del río (4 metros) calculando con estos datos y el área de un triángulo una sección de 680 m².

Esta área, junto con la velocidad media de 3,63 m/s nos da un caudal medio aproximado de 2.470 m³/s, que es un valor intermedio entre el caudal que nos proporciona Google y el de la confluencia con el río Tambo, resultando congruente, pues es ligeramente menor a la de la confluencia, que es el dato con el estudio más extenso.

Con este caudal medio se han calculado los caudales mensuales, aplicando los coeficientes de la tabla 1.

4.4 Elección de componentes

Se ha optado por elegir los componentes en proveedores fuera de Perú debido a su menor precio.

4.4.1 Paneles fotovoltaicos

Para la elección del panel solar se ha hecho una búsqueda rápida comparando diversos proveedores online y se ha optado por Auto Solar.

En la oferta de este proveedor se han comparado varios modelos de panel contemplando su potencia pico y su precio y se ha elegido el que tenía la menor ratio €/Wp, resultando este ser el TSM-DE17(III)-4 de *Trinasolar*. Con 450 Wp a un precio de 169,01 € por panel (abril 2021), lo que hace un precio de 0,375 €/Wp. [27] Las especificaciones del panel se pueden consultar en el Anexo X.

El voltaje de máxima potencia es de 41 V, la corriente de máxima potencia es de 10,98 A, el voltaje de circuito abierto es de 49,6 V y la corriente de cortocircuito es de 11,53 A.

Se ha tenido en cuenta el efecto de la temperatura en la tensión, intensidad y potencia.

La tensión de máxima potencia cambia así:

$$V_{MPmax} = V_{MP} * [1 + (\beta_{Voc} * (T_{min\ cell} - T_{STC}))]$$

Siendo V_{OC} 49,6 V, β_{Voc} , un coeficiente dado por el fabricante, de -0,0026 y T_{STC} de 25°C. $T_{min\ cell}$ se calcula así:

$$T_{min\ cell} = T_{amb_min} + G * \frac{NOCT - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}}$$

Siendo T_{amb_min} la temperatura mínima ambiente que se alcanza (18,4°C), G 1000 W/m² NOCT, dado por el fabricante de 41°C; $T_{a,NOCT}$ 20°C y G_{NOCT} de 800 W/m².

En este caso:

$$T_{min\ cell} = 18,4 + 1000 * \frac{41 - 20}{800} = 44,65^{\circ}C$$

Con lo que

$$V_{OCmax} = 41 * [1 + (-0,0026 * (44,65 - 25))] = 38,9 V$$

Se puede ver como en las peores condiciones el voltaje puede bajar hasta los **38,9 V**.

La intensidad de cortocircuito cambia así:

$$I_{SC_MAX} = I_{SC} * [1 + (\beta_{ISC} * (T_{max\ cell} - T_{STC}))]$$

Siendo I_{SC} 11,53 A, β_{ISC} , de 0,0004. $T_{max\ cell}$ se calcula así:

$$T_{max\ cell} = T_{amb_max} + G * \frac{NOCT - T_{a,NOCT}}{G_{NOCT}}$$

Siendo T_{amb_max} la temperatura mínima ambiente que se alcanza (32,9°C), G 1000 W/m² NOCT, dado por el fabricante de 41°C; $T_{a,NOCT}$ 20°C y G_{NOCT} de 800 W/m².

$$T_{max\ cell} = 32,9 + 1000 * \frac{41 - 20}{800} = 59,15^\circ C$$

Con lo que:

$$I_{SC_max} = 11,53 * [1 + (0,0026 * (59,15 - 25))] = 11,69 A$$

Se puede ver como la intensidad puede subir hasta los **11,69 V**.

La potencia cambia así:

$$P_{MPP_max} = P_{MPP} * [1 + (\beta_{Pmpp} * (T_{min\ cell} - T_{STC}))]$$

Siendo P_{MPP} 450 W, β_{Pmpp} , un coeficiente dado por el fabricante, de -0,0036, T_{STC} de 25°C y $T_{min\ cell}$ de 44,65°C. Queda así:

$$P_{MPP_max} = 450 * [1 + (-0,0036 * (44,65 - 25))] = 418,17 W$$

La potencia de los paneles puede llegar a bajar hasta los **418,17 W**.

Todos estos efectos son tenidos en cuenta por HOMER, al introducir los coeficientes.

4.4.2 Baterías

En lo referente a baterías, para su elección, se van a comparar diversos modelos de diferentes tecnologías, entre las cuales se elegirá en función de diversos factores que son los siguientes:

- Precio: Definido en €/kWh.
- Uso de espacio: El espacio ocupado de terreno. Esto es una desventaja para las baterías muy pequeña ya que muchas veces estas baterías no son apilables (de las opciones escogidas Pylontech es la excepción, lo que le da puntos en este aspecto). Un ejemplo de esto es un caso en el que se necesitasen 50 baterías de 1 kWh y que ocuparían mucho terreno para cubrir una demanda que una batería de 50 kWh puede cubrir ocupando una cuarta parte del terreno.
- Facilidad de contacto con la empresa: Se ha intentado contactar con todas las empresas o con distribuidores de cada modelo. En función de los resultados se ha hecho la clasificación.
- Adaptación a demanda: Este parámetro mide como se adapta un tipo de batería a la demanda, por lo general, cuanto más pequeñas sean las baterías, mejor se adaptan (un ejemplo de esto es que, si necesitamos instalar 65 kWh de baterías, es más fácil hacerlo con baterías de 5 kWh que con baterías de 15 o 20 kWh). En este caso, baterías por encima de 50 kWh son consideradas con

mala adaptación a demanda, mientras que baterías por debajo de ese valor tienen una buena adaptación.

Las tecnologías y baterías escogidas para este proyecto son las siguientes:

1. **Ácido-Plomo:** Son las baterías más usadas actualmente, tienen un bajo precio y una baja densidad energética. Son baterías normalmente con un corto tiempo de vida y una baja capacidad de descarga.

Dentro de esta tecnología hay varios subtipos; líquidas, gel, AGM, estacionarias. Sin embargo, dentro de estos tipos hay uno que destaca entre las características descritas, corresponde a las baterías estacionarias. Éstas están compuestas de placas de plomo tubulares en electrolito, tienen mayor precio y una capacidad mayor de descarga, como mucho de un 40-50 % (para un número de ciclos en torno a 4.000).

Estas baterías, sin embargo, no se van a tener en cuenta debido a que, aunque sean baratas, tienen menor durabilidad y habría que instalar muchas unidades, que requerirían de cierto mantenimiento, el cual se complicaría al ser tantas unidades. Además, la vida útil no es la adecuada en una localización con dificultad de reemplazamiento.

2. **Ion-Litio (Li-ion):** Esta tecnología está creciendo mucho, sustituyendo progresivamente a las de ácido-plomo, tienen mayor profundidad de descarga, mayor densidad energética y menor tiempo de cargas. Esta tecnología, sin embargo, tiene un mayor precio que las de plomo, pero se pueden encontrar de varios tamaños.

Dentro de esta tecnología hay varios subtipos, de los cuales dos se usan para instalaciones aisladas, estas son litio níquel manganeso óxido de cobalto y (NMC) ferrofosfato (LiFePo).

Esta tecnología debido a su mayor duración y alto desarrollo, es de las que más modelos se van a tomar en cuenta, que son los siguientes: *LG Chem Resu 13, Tesla Powerwall, Tesla Powerpack, TesVolt TS 48, Energy Storage System de Chint Power System y Powercube M2A de "Pylontech"*

3. **Flujo de hierro (IFB):** Esta tecnología no está muy desarrollada, sin embargo, entre sus ventajas está la baja degradación con un gran número de ciclos, tiene muy bajo impacto ambiental. De esta tecnología se va a barajar *la ESS storage system*.
4. **Redox de Vanadio (VRB):** Esta tecnología comparte las ventajas del flujo de hierro, tiene una baja degradación y un bajo impacto ambiental. Sin embargo, como se puede observar, es una tecnología todavía en desarrollo. De esta tecnología se va a barajar *la Cellcube*.

En la tabla 2 se puede ver un resumen de la comparación de los modelos.

Producto	Marca	Tecnología	Precio (€/kWh)	Capacidad (kWh)	Se pudo contactar	Uso de espacio
LG Chem Resu 13	LG	Li-ion, NMC	560	13	-	Mal
Tesla Powerwall 2	Tesla	Li-ion, NMC	460	13	-	Mal
Tesla Powerpack	Tesla	Li-ion, NMC	440	232	No	Bien
TS 48V Enery Storage System	Tesvolt	Li-ion	820	Hasta 48	No	Bien
Powercube M2A	Chint Power Systems	Li-ion	780	65 y 130	Si	Bien
ESS Storage system	“Pylontech”	Li-ion, LiFePo	245	5,683	Si	Bien
Fb 250-1000	ESSinc	IFB	-	400	No	Bien
	Cellcube	VRB	800	1.000-3.000	Si	Bien

Tabla 2. Comparación de diversos modelos de baterías según diferentes parámetros, detallados en el epígrafe 6.8.2. Se puede observar como la mejor opción en precio y con facilidad de contacto, adaptación a demanda y uso de espacio es el powercube M2A

Como se puede observar tras comparar las, la batería más adecuada es la de la empresa “Pylontech” [28], y es la que se usará.

Cada módulo de batería es de 5,683 kWh, tiene un voltaje del sistema de 38,4 V y una capacidad de 148 Ah. Las características se pueden consultar en el Anexo X.

Se interpreta un *powercube* y/o rack como 20 baterías, ya que es el nombre que se le da a dos strings de 10 baterías. Un string se entiende como 10 baterías, aunque puede contener menos, en esos casos se especificará.

Para almacenar las baterías, se usará un contenedor con aire acondicionado y sistema de refrigeración integrado con un precio de aproximadamente 29.000 €. Provisto por la misma empresa proveedora de baterías. Este contenedor contiene las baterías y el inversor/cargador. Se puede consultar especificaciones en el Anexo X.

4.4.3 Inversor

En lo referente al inversor, como se verá dependiendo de la cantidad de demanda a suplir y por lo tanto de la cantidad de potencia fotovoltaica instalada, habrá una opción diferente de inversor, por lo que en HOMER; se va a mantener el inversor predeterminado, y se va a calcular aparte.

Por indicación de “Pylontech”, entre los inversores compatibles se encuentran los de la marca *Sinexcel* [29].

Para potencias fotovoltaicas menor de 200 kW, tenemos la gama PWG2, esta, directamente es un cargador inversor al que se conectan baterías y paneles. Cuenta con MMPT y con disyuntores de seguridad en CC en las conexiones tanto de baterías como de paneles y con seccionador de carga en CA. Además, tiene la posibilidad de incorporar transformador.

Tiene una salida de 400 V y 60 Hz y además hay dos modelos a escoger, según la carga, el PWG2-50K y el PWG2-100K, cada uno para una potencia de 50 y 100 kW. Tiene un precio de alrededor de 17.845 € la variante de 100 kW [30] y de aproximadamente 8.964 € [31] la variante de 50 kW a una eficiencia máxima de 95,5 %, la cual se ha supuesto como de 95 %.

Para potencias mayores de 200 kW debemos usar dos componentes, por una parte, el regulador de carga PDS1-400K. Este cuenta con MPPT integrado. Dispone de 8 líneas separadas de carga, cada una de ellas con MPPT integrado y con seccionador de corriente continua a la entrada desde los paneles y a la salida del convertidor en CC. Cada una de estas líneas soporta hasta 100 A y 850 V. El precio no se ha podido encontrar, por lo que se asuma que tiene un precio similar al inversor PWS1, de 37.500 € y una eficiencia máxima de 98 %, la cual se ha supuesto como de 95 %.

Tras las baterías está la gama de inversor PWS1 que disponen de disyuntores de seguridad en CC en las conexiones de baterías y con seccionador de carga en CA. Tiene diferentes modelos dependiendo de la carga, desde el PWS1-50K hasta el PWS1-500K. La variante de 250 kW tiene un precio, aproximadamente 37.350 € [32] y una eficiencia máxima de 95,5 %.

El conjunto regulador de carga-inversor tiene una eficiencia máxima de alrededor del 94 %, la cual se ha supuesto para los cálculos del 93 %.

Para las turbinas se utilizará el convertidor P154 de *Guinard Energies*, 'P154 converter', este es inversor/cargador y permite añadir hasta 200 kWh en baterías y 20 kW de potencia fotovoltaica, tiene un precio de 50.000€. En el caso de dos turbinas se podrán mutualizar algunos elementos y llegar a un precio de 80.000€.

4.4.4 Turbina hidrocínética

Se ha analizado la posibilidad de instalar turbinas hidrocínéticas en el río, y para ello se han consultado las compañías que actualmente venden estas turbinas, seleccionándose dos, *Smart Hydro Power* y *Guinard Energies Nouvelles*.

Smart Hydro Power vende una turbina para ríos de las características del Urubamba, esta turbina es la Smart Monofloat, de 5 kW de potencia nominal y 15.000 €. [33]

Por la parte de *Guinard Energies* [34], ofertan dos modelos compatibles la turbina P66 de 3,5 kW de potencia nominal y 25.000 € y la P154 de 20 kW de potencia nominal y 120.000 €.

Sobre ambas turbinas se han hecho varias simulaciones a igualdad de condiciones (misma carga) para ver qué modelo considera más rentable HOMER, resultando ser la turbina P154, que es la turbina que se considerará de ahora en adelante.

Además, se ha podido contactar con *Guinard Technologies*, mientras que con *Smart Hydro* no ha sido posible lo que aventaja a *Guinard* al dar mejor servicio al cliente.

4.5 Inputs para simulación

En este epígrafe se detallará la introducción de datos en el software HOMER.

1. Características generales

En el primer paso para la realización del modelo de HOMER, se deben introducir características del proyecto como el nombre, autor, descripción y las coordenadas de la ubicación... Además de esto debes introducir la tasa de descuento y la de inflación. En el caso de Perú la tasa de descuento usada es la media de los últimos 5 años [35] es de 2,47 % mientras que la de inflación es del 2,53 % (calculado en el epígrafe 4.8.3). Esto HOMER lo usa para realizar la optimización económica.

También ha de anotarse la escasez de suministro que se quiere permitir, que se calcula como $CS (\%) = \frac{\text{Energía no entregada}}{\text{Demanda eléctrica}} \times 100$. En el caso de este trabajo se ha propuesto y utilizado el valor del 5%. Por último, se debe anotar la vida propuesta para tu proyecto.

También se añade la fracción renovable mínima que HOMER aceptará para sus cálculos, en este caso del 90 % para permitir flexibilizar el uso del generador diésel ya existente.

2. Demanda eléctrica

Tras esto, se ha insertado la demanda eléctrica que se calculó anteriormente, introduciendo el día promedio de cada mes. Se introduce en intervalos horarios, tanto en día entre semana como día en fin de semana. Además, HOMER da la opción de introducir dos parámetros, relacionados con variabilidad de la demanda

El primero es denominado 'Random Variability', y se subdivide en dos, primeramente, la variabilidad diaria 'Day-to-day', que estudia como varía la demanda entre días, a la que se le ha adjudicado un valor del 10 %. El segundo parámetro es la variabilidad horaria 'Timestep' a la que también se le ha adjudicado un valor del 10 %. Esto les da más realismo a los datos.

En la ilustración 5 se puede ver la demanda mostrada por HOMER tras introducir los datos, en concreto del escenario 2025 led.

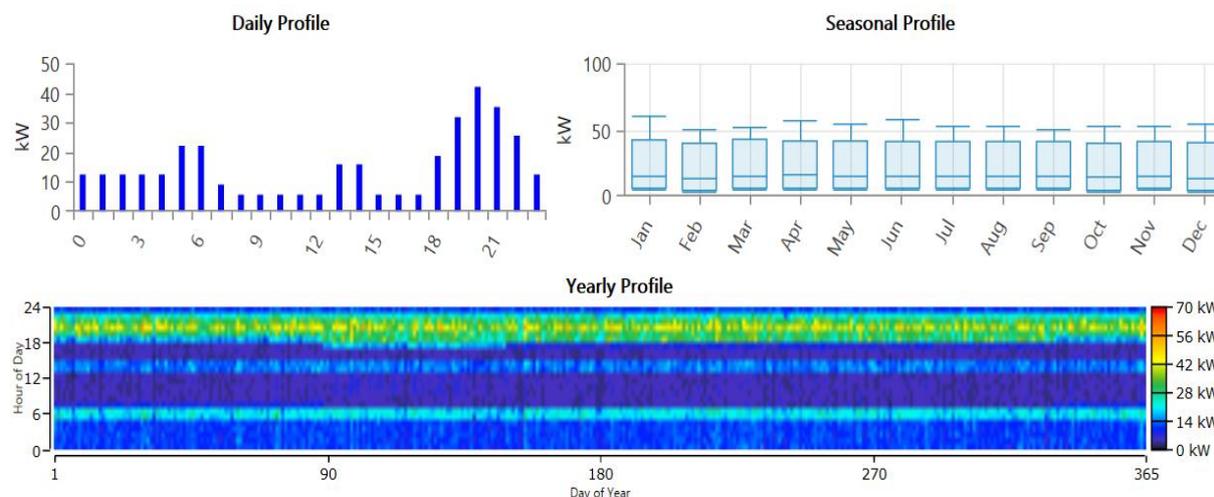


Ilustración 5. Ejemplo de demanda mostrada por HOMER tras introducir los datos, en los que se da un promedio diario, mensual y anual. Este ejemplo es del escenario que se explorará posteriormente '2025 led'

Tras elegir la carga (la cual variará según el escenario) se procede a agregar los recursos y componentes a simular.

4.5.1 Recursos

En este epígrafe se detallará como se introducen los recursos energéticos en el programa de HOMER.

1. Velocidad del viento

Este dato por defecto también se ha descargado de la NASA POWER Database. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente no es suficiente para producir energía eólica, con una velocidad media diaria de 2 m/s, y, en la región no se da esta característica.

Al no ser el recurso eólico suficiente para generar energía, los datos resultan irrelevantes para este TFM.

2. Radiación solar

HOMER con la ubicación anteriormente insertada, utiliza automáticamente datos de la base de datos de la NASA POWER Database. En específico datos necesarios para la simulación de las placas fotovoltaicas, como son la irradiación diaria horizontal y la nubosidad, estos datos son mensuales.

Sin embargo, se ha decidido sustituir estos datos por los proporcionados por de PVGIS [20] 'Photovoltaic Geographical Information System' de la Comisión Europea, que utiliza la base de datos 'NSRDB' National Solar Radiation Database de 'NREL', ya que tienen más consistencia y fiabilidad al encajar mejor con los proporcionados por el gobierno peruano.

En la ilustración 6 se puede consultar una comparación de las bases de datos. En la imagen se muestra en un gráfico de barras la radiación media diaria mensual en kWh/m²/día y en una gráfica de línea, con eje a la izquierda el índice de claridad que mide la cantidad de radiación solar que pasa la atmósfera.

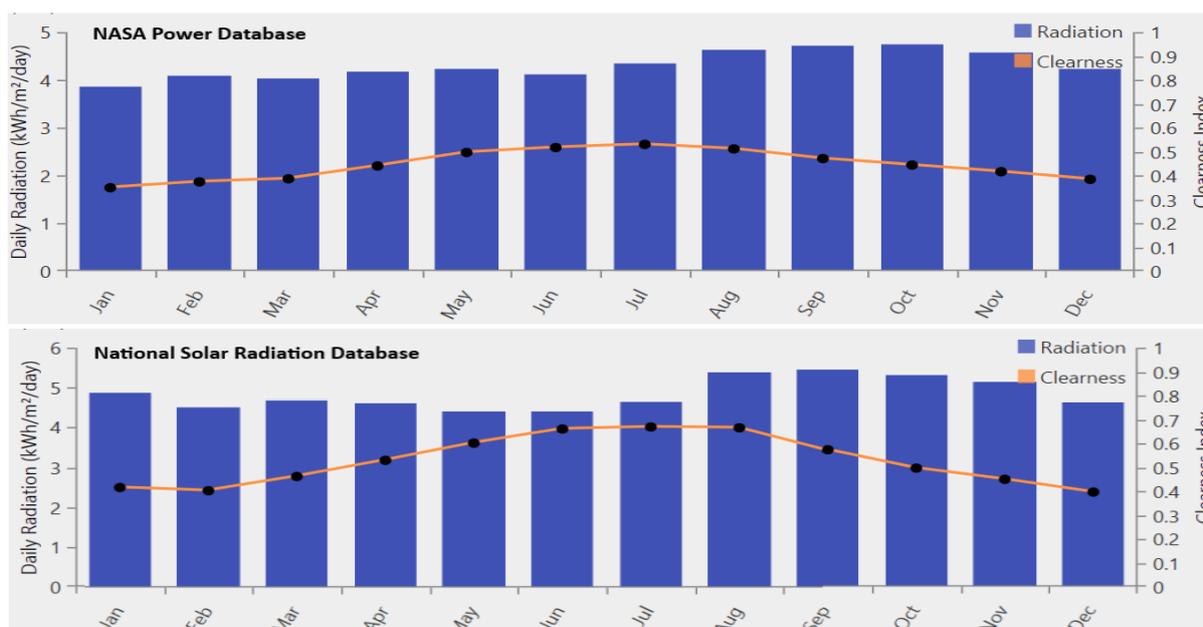


Ilustración 6. Comparación de los datos provenientes de las dos bases de datos mencionadas en el texto

3. Temperatura

Las temperaturas dadas por HOMER mediante la NASA POWER Database son las mostradas abajo. Sin embargo, las temperaturas no encajan con las descritas anteriormente [16]. Por ejemplo, la temperatura media de julio es de alrededor de 15°C y esto no encaja con el clima de selva baja. Se ha contrastado temperaturas en la ciudad cercana de Atalaya [7] [14] o Pucallpa [18] y en todas las temperaturas medias anuales no varían de 25 a 26 °C por lo que se han modificado los datos de HOMER utilizando datos de [16] contrastados con [17] [14] [18]

En la ilustración 7 se puede consultar una comparación de los datos provenientes de las dos bases de datos.

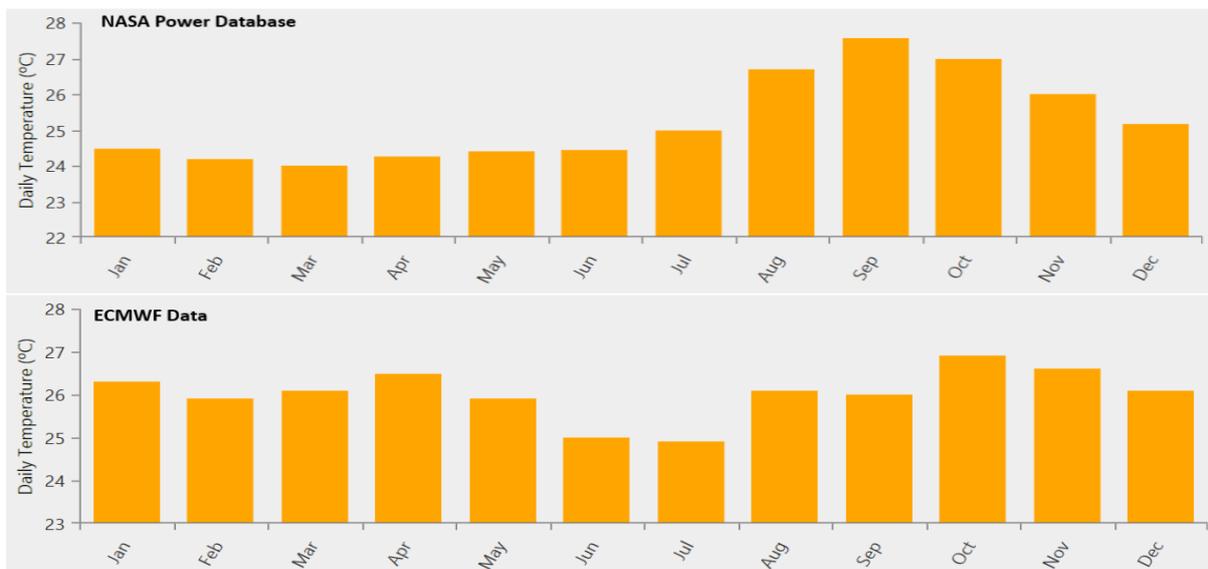


Ilustración 7. Comparación de los datos provenientes de las dos bases de datos, arriba NASA Power Database (por defecto de HOMER) y abajo datos de [16] contrastados con [17] [14] [18] Se puede apreciar una gran diferencia entre los sets de datos

4. Combustible

En el caso del combustible HOMER requiere añadir el diésel con el poder calorífico, densidad y otros valores de este. Se ha añadido el valor calorífico inferior de 43,2 MJ/kg y una densidad de 820 kg/m³. También se ha añadido el precio de este, 0,727 €/l, así como un límite de combustible de 4.144 litros/año mencionado anteriormente correspondiente al funcionamiento de 3,5 horas al día de media 3,78 litros por hora, para ser conservadores y no usar 4 horas diarias.

5. Recurso hídrico hidrocínético

Se han introducido los valores calculados anteriormente en el programa HOMER.

4.5.2 Componentes

En este epígrafe se detallará como se introducen los componentes que se estudian para este diseño en el programa de HOMER.

1. Generadores

Se procede a añadir los dos generadores, ambos, para simular la realidad se han forzado la optimización en horario de 18:00 a 21:00 [8], esto quiere decir que HOMER solo considerará que pueden funcionar los generadores en ese tiempo y optimizará su funcionamiento entre esas horas.

- CAT 150: Modelo ya disponible en HOMER
- Generador Caterpillar 27 KW: Para simular este generador se ha escogido un generador genérico y se ha escalado a 27 kW.

En ambos dispositivos se han modificado los modos de operación para que solo pueda funcionar en el horario de 18:00 a 22:00.

2. Turbinas hidrocinéticas

Las turbinas hidrocinéticas planteadas se encuentran ya modeladas en HOMER; donde la curva de velocidad del agua-potencia mostrada en la ilustración 8 está entre los datos de simulación. Por lo que no ha sido necesario modelarlas.

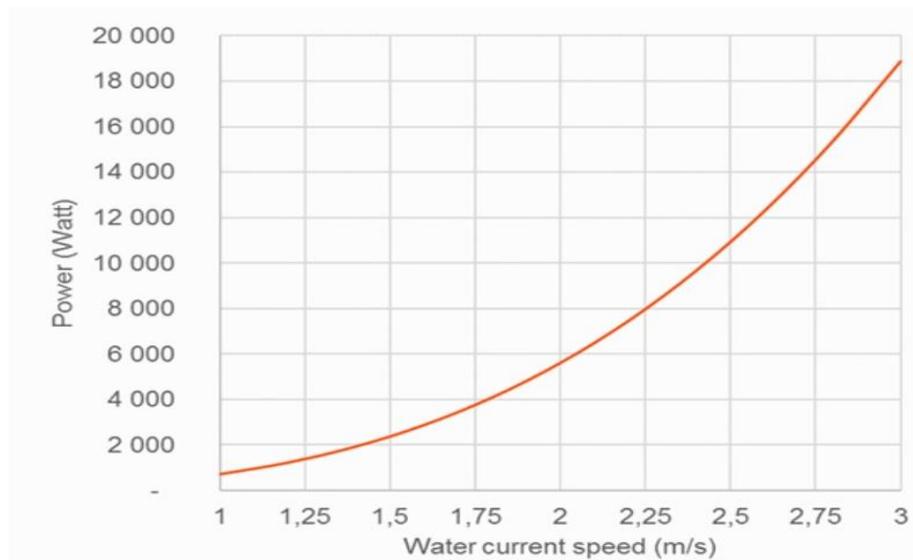


Ilustración 8. Curva de generación de la turbina hidrocinética P154

Se ha comprobado con HOMER la producción anual de la turbina en las condiciones del río Urubamba, y es de 123.986 kWh/año. Este dato está sobredimensionado porque HOMER tiene en cuenta que 1 mes del año la turbina no funciona por excesiva velocidad del río. Esto en la realidad no será así, si no que solo durante momentos puntuales no funcionará, pero se ha dado como válido para asegurar el suministro.

3. Paneles fotovoltaicos

Estos paneles corresponden al modelo mencionado previamente, en el cual se incluye un panel desde librería, agregando las propiedades del nuevo, incluyendo efectos de temperatura, con una capacidad de 450 Wp a un precio de 169,01 €.

4. Inversor

En lo referente al inversor, no se va a modelar en HOMER, ya que en esta instalación los inversores compatibles con las baterías “Pylontech” dependen de la potencia fotovoltaica disponible, y entre diferentes potencias fotovoltaicas cambiará el tipo de inversor. Es por esto por lo que no se va a modelar ya que simularlo no va a permitir seleccionar la mejor opción. Es por esto que se va a comparar las diferentes opciones mediante Excel, realizando allí un análisis económico básico de los componentes iniciales de los diferentes escenarios.

5. Baterías

Como se ha mencionado anteriormente se va a utilizar las baterías de “Pylontech”, esta se divide en unidades de batería de 5,683 kWh, que se ha modelado y añadido a la librería de HOMER, con todas las características en HOMER, el cual calculará las baterías necesarias en múltiplos de estas baterías.

4.6 Demanda de electricidad

4.6.1 Metodología

Para estimar la demanda, se detalla la situación actual para luego dividirla en 6 escenarios distintos, distribuidos en tres momentos temporales que se detallan en los siguientes epígrafes y que a su vez se desdoblán en dos opciones de iluminación pública.

La mayor dificultad en la realización de esta estimación ha sido la escasez de datos debido a la inaccesibilidad de la comunidad. Los datos utilizados provienen de varias fuentes, que se reflejan en la tabla 3.

Fuente	Datos proporcionados			
Energías Sin Fronteras [8]	Estado red	Demografía	Instalaciones comunes	Fotografías
Instituciones públicas peruanas	Demografía	Tenencia de aparatos según el censo nacional de Perú 2007 [36] y 2017. [9] y el de población indígena en la amazonia [37] [38]		
Estudios similares	Tenencia de aparatos en poblaciones similares [39] [40]			
Fuentes del entorno	Tenencia de aparatos eléctricos de instituciones de comunidades cercanas (iglesia de Sepahua), de comunidades nativas de la misma etnia (Ashaninka) o de comunidades de la zona (RRSS).			
Google	Fotografías	Mapas	Vídeos	

Tabla 3. Fuentes de información para la estimación de la demanda

La demanda total resulta de la suma de tres componentes diferentes: iluminación pública, demanda urbano y demanda común. Tanto la iluminación pública como la demanda común van a ser iguales para los escenarios, pero la iluminación pública hará una distinción entre el uso o no de luces led.

En el Anexo Vi se pueden consultar las demandas desarrolladas de Bufe Pozo.

1. Iluminación pública

En cuanto a la iluminación pública, se puede dividir en dos partes:

- Iluminación del complejo escolar; consta de 24 farolas con un funcionamiento estimado (basado en los hábitos nacionales) en la franja que va desde que se pone el sol hasta las 21:00.
- Iluminación general; es la iluminación de las calles y se estima que cuenta con una farola por cada 1,5 casas. Lo que hace un total aproximado de 200 farolas que funcionan de 18:30 a 7:30 aproximadamente.

Las bombillas utilizadas en los escenarios sin iluminación led son de vapor de sodio y de una potencia aproximada de 150 W mientras que para los escenarios con led se incluye una bombilla led típica de 35 W.

En la figura 4 se puede observar la demanda medio diario de la iluminación pública

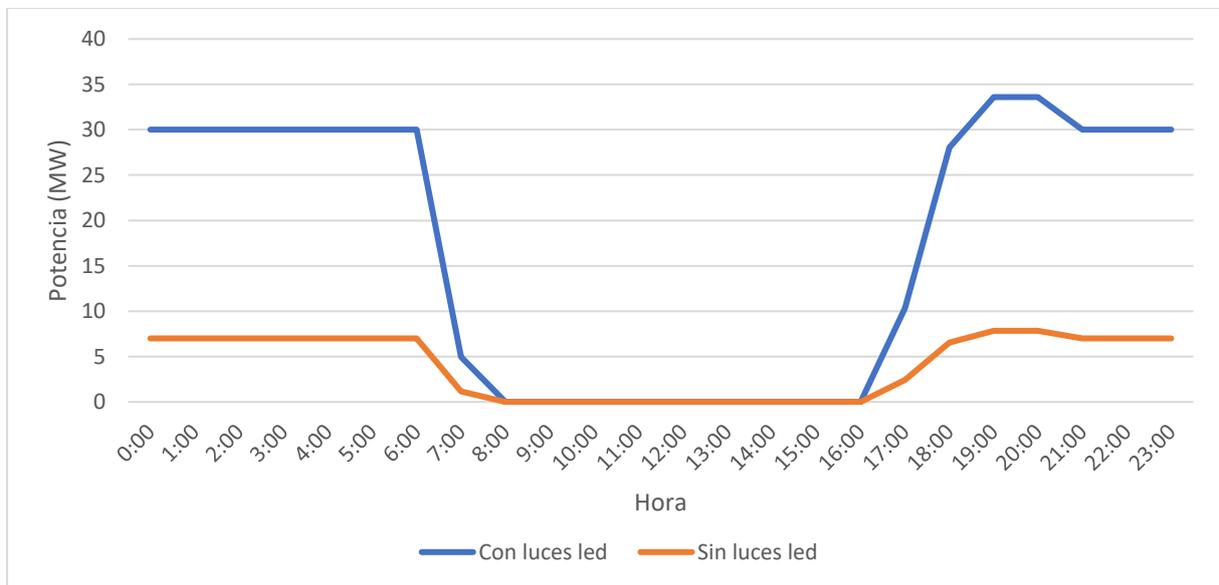


Figura 4. Media diaria de demanda de iluminación pública, compuesta por iluminación del complejo escolar y de las calles

Las modificaciones del alumbrado son estudiadas de la siguiente manera:

En lo referente al alumbrado público, se ha planteado sustituir el actual por led en caso de no haberlos. Los casquillos de bombilla más usados en alumbrado público son de tamaño E40 y E27, por ello se van a buscar bombillas de estas características, se van a proponer los dos casos, al no disponer de información de cual es usado en la localización. También se van a buscar bombillas con una temperatura del color como máximo de 4500 K, correspondiente aproximadamente a la luz solar, ya que en luces más frías se ha demostrado que tienen efectos negativos en la salud. Además, se buscarán bombillas de larga duración.

En el caso de casquillos E27, se opta por [41], estas bombillas tienen una temperatura cálida de 3000-3500 K y una vida útil de 50.000 horas. El precio de cada bombilla es de 30,95 €.

En el caso de casquillos E40, se opta por [42], estas bombillas tienen una temperatura neutra de 4000-4500 K y una vida útil de 50.000 horas. El precio de cada bombilla es de 34,95 €.

Así, suponiendo unas 224 farolas, y, suponiendo la compra de 2 bombillas por farola, por precaución ante posibles fallos, suponiendo el mayor precio, 34,95 €. Nos otorga un precio de 15.678 €.

Una vez estudiado los diferentes escenarios, para ser conservador y ponernos en el peor caso, se supondrá que no hay leds instalados y a los casos desarrollados para una demanda con led, se les sumará el precio de estas bombillas, comparándolos con los casos de ese mismo escenario calculados sin luces led, para así comparar si sale más rentable comprar luces led o afrontar una demanda sin este.

2. Demanda común

Se ha calculado la demanda común de la comunidad, identificado tres edificios comunes, la escuela, la casa comunal y el puesto de salud. Las bombillas son fluoro compactas

1. La escuela; Está compuesta por ocho edificios y un pabellón. Estos ocho edificios se dividen en dos tipos por su extensión, a y b, y funcionarían en horario escolar.

El pabellón tiene poco uso, casi exclusivamente por la tarde, en un horario de 17:00 a 17:30; se estima un uso de una o dos veces a la semana para actividades deportivas, por ello se ha multiplicado por un coeficiente de uso del 15%.

En la tabla 4 se refleja más información sobre la demanda de los edificios.

Adicionalmente la escuela también cuenta con una bomba de 370 W para subir agua de un pozo que se almacena en un depósito [8].

Edificio	Nº	Nº bombillas	Potencia bombillas (W)	Horario
A	6	8	20	09:00 - 13:00
B	2	6	80	09:00 - 13:00
C	1	27	80	17:00 – 17:30*

Tabla 4. Detalles sobre la demanda del complejo escolar. Las horas de funcionamiento del C se deben multiplicar por un coeficiente del 15 %

2. El edificio comunal; es un edificio multifunción, de tamaño reducido. Dispone de cuatro bombillas de 20 W, así como de un aparato de sonido de 200 W. Se ha aplicado un coeficiente de utilización a las luces del 15 % ya que son raramente usadas. El altavoz se estima que funciona durante media hora al día.
3. El puesto de salud; funciona de lunes a sábado, de 07:30 a 13:30, consta de cuatro bombillas de 20 W y de aparatos varios con una demanda medio estimado de 100 W. Se calcula que funcionan media hora al día.

En la figura 5 se puede observar la demanda medio diario tanto de día entre semana como fin de semana, este es la demanda media anual.

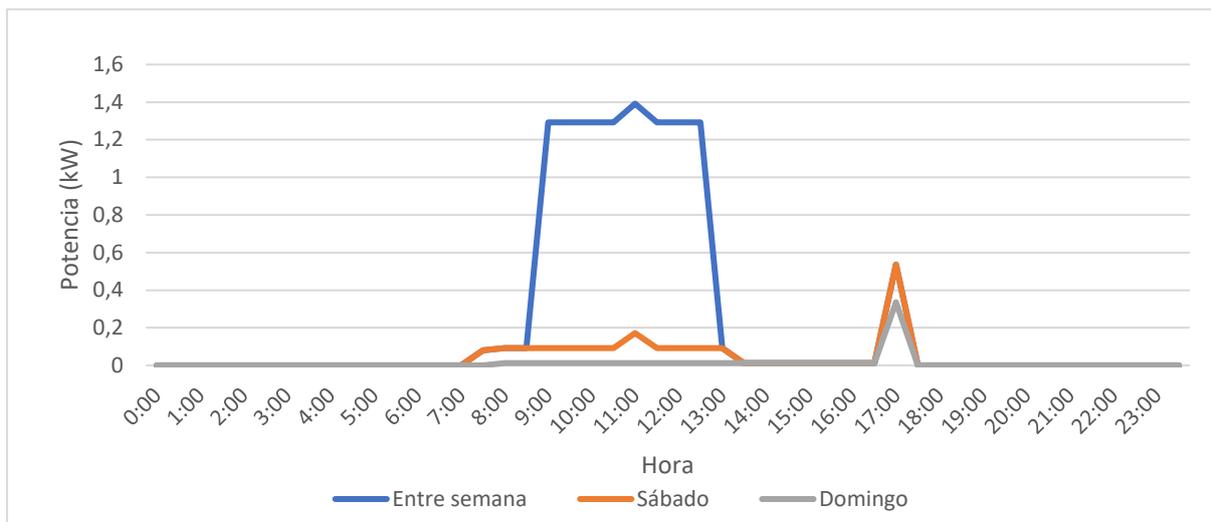


Figura 5. Demanda medio diario, entre semana y fin de semana de elementos comunes

3. Demanda doméstica

La demanda doméstica es la producida en los hogares y cambia según el escenario ya que se espera una evolución de la misma.

Se calcula estudiando los aparatos consumidores de energía que podrá haber en un hogar, su número, potencia y uso, estimando así la energía diaria demandada. Se calcula cuantos aparatos habrá en cada hogar y se deduce la energía consumida por cada vivienda en la comunidad. Para mayor exactitud en los cálculos se realiza un estudio detallado dividiendo el día en franjas de 30 minutos donde se dividen las demandas en dichas franjas

Así mismo en los distintos escenarios se tiene en cuenta la evolución demográfica.

Una vez establecidos los tres tipos de demanda, se procede a desglosar cada uno de ellos en el día promedio en periodos de media hora, para así saber la energía demandada. Además, con esto se puede calcular la demanda máxima.

Se hace una distinción entre tres periodos a lo largo del año que guardan similitud en los horarios solares, el primer perfil abarca de diciembre a marzo, el segundo de abril a mayo y el tercero de junio a noviembre. De cada perfil se ha realizado el día tipo entre semana, de sábado y de domingo, así como del promedio de los tres perfiles. Este cambio es principalmente reflejado en el uso de la escuela y la casa comunal.

4.6.2 Situación actual

4.6.2.1 Instalaciones

Esta comunidad, dispone de una red eléctrica alimentada por generadores a gasoil, con postes de hormigón y transformadores en postes, que está situada en una caseta a las afueras, que tiene una superficie de unos 40 m² y está vallada.

Esta red tiene un transformador de salida de 160 kVA, y está alimentada por dos generadores diésel, uno de 125 kVA u otro de 35 kVA, es una red moderna, con contadores por vivienda.

El problema de esta comunidad es que la red solamente funciona entre 2 y 3 horas al día, ya que la financiación con la que cuentan para gasoil solo permite este horario. Algunas viviendas disponen de un panel solar para uso particular, que les da la oportunidad de iluminar sus casas y, ocasionalmente, cargar el móvil. No pueden disponer de congelador, ya que los víveres se estropean por la falta de continuidad del suministro eléctrico.

En la actualidad Bufeo Pozo cuenta con dos generadores, un primer generador marca Olympian de 27 kW y otro de la marca Caterpillar de 120 kW. Como se ha mencionado este generador solo se enciende 4 horas al día en el rango de 18:00 a 22:00 estos datos han sido proporcionados por Energía Sin Fronteras.

Según reportes de comunidades similares estas gastan en torno a 1 galón por hora al precio de 12 PEN, aproximadamente 0,727 €/l. Para ser conservadores se ha estimado un uso de 1 galon al día, lo que equivale a unos 4.144,6 litros de diésel al año.

Esta comunidad no cubre su demanda actual con estas instalaciones.

4.6.2.2 Demanda actual

- Se ha establecido la demanda esperada para la CCNN (comunidad nativa) una vez tenga acceso sin grandes limitaciones a electricidad. La demanda doméstico se puede estudiar en la tabla 5 y se ha realizado un estudio posterior más detallado.

Dispositivo	N°	P (W)	PTV (W)	Uso (h/d)	ED (Wh)	V (%)	CCNN (kWh/d)	T (kWh/a)
Bombilla	3	20	60	4,4	265,1	100%	79,5	29.025
Cargador del móvil	2	5	10	1,5	15,0	100%	4,5	1.643
Nevera	1	475	475	24,0	11.400	1%	1.710	62.4150
TOTAL					11.680		1.794	654.817

Tabla 5. Demanda doméstico del escenario actual. (N.º = número de aparatos; P = potencia; PTV = potencia total por vivienda; Ed = Energía diaria; V= viviendas; CCNN = total comunidad nativa de 300 viviendas; T = total)

Así mismo como se comentó previamente se ha desglosado en escenario con o sin luces led, en la tabla 6 se puede ver el resumen de las demandas, mientras que en el Anexo VI se puede consultar en detalle.

Escenario	Demanda diaria promedio (kWh)	Potencia máxima (kW)	Factor de carga (%)	Energía anual demandada (MWh)
actual no led	561	56	64	204,8
actual led	246	30	50	89,7

Tabla 6. Datos sobre los escenarios actual con y sin luces led (DMDP= demanda media diaria promedio; PM = potencia máxima; FC = factor de carga; EAD = energía anual demandada)

4.6.3 Escenarios

Se han establecido 6 escenarios de demanda orientativos y distribuidos cronológicamente en 3 etapas, donde los años mostrados son estimativos:

- Escenario actual: Demanda insatisfecha en este momento y que tendrían nada más terminada la instalación.
- 2025: Demanda generada 5 años después de la instalación, estimando un incremento de viviendas a 304. Esta demanda se ha calculado en relación con el entorno, hasta igualarse con poblaciones similares con acceso a electricidad.
- 2030: Demanda 10 años después de la instalación, para 307 viviendas y con una mayor evolución de la demanda.

Pese a estos escenarios, debido a la pandemia mundial por el virus COVID-19 ha habido un decrecimiento económico de la región lo que dificultará el alcance de los escenarios 2030.

Dentro de cada escenario, este se ha desdoblado en dos, una versión con luces led y otra sin luces led, referido a iluminación pública, con el objetivo de determinar si es más económico adquirir luces led o hacer frente a una mayor demanda. Con lo que quedan 6 escenarios; actual no led, actual led, 2025 no led, 2025 led, 2030 no led, 2030 led, que se pueden ver en la tabla 7.

	Año estimado	Luces led	Tiempo de alcance de demanda	Viviendas estimadas
actual no led	2022	No	Inmediato	300
actual led	2022	Si	Inmediato	300
2025 no led	2027	No	5 años o más	304
2025 led	2027	Si	5 años o más	304
2030 no led	2032	No	10 años o más	307
2030 led	2032	Si	10 años o más	307

Tabla 7. Caracterización de los distintos escenarios según el año

Los escenarios actual con y sin luces led se detallan en el epígrafe anterior. Los escenarios 2025 y 2030 se detallan a continuación.

- 2025: La demanda doméstico se puede estudiar en la tabla 8 .

Dispositivo	N°	P (W)	PTV (W)	Uso (h/d)	ED (Wh)	V (%)	CCNN (kWh/d)	T (kWh/a)
Bombilla	3	20	60	4,38	262,8	100%	79,9	29.160
Cargador del móvil	2	5	10	1,5	15	100%	4,6	1.664
Nevera	1	475	475	24	11.400	4%	138,6	50.598
E. sonido	1	200	200	1	200	5%	2,7	999
Ventilador	1	65	65	2	130	50%	19,8	7.212
TV	1	90	90	1,5	135	10%	4,1	1.498
Ordenador	1	180	180	1,5	270	2%	1,6	599
Licuada	1	600	600	0,125	150	2%	0,5	166
Plancha	1	2.500	2.500	0,2	500	1,9%	2,7	999
TOTAL					12.412		254,5	91.731

Tabla 8. Demanda doméstico del escenario 2025. (N.º = número de aparatos; P = potencia; PTV = potencia total por vivienda; Ed = Energía diaria; V= viviendas; CCNN = total comunidad nativa de 300 viviendas; T = total)

Así mismo como se comentó previamente se ha desglosado en escenario con o sin luces led, en la tabla 9 se puede ver el resumen de las demandas, mientras que en el Anexo VI se puede consultar en detalle.

Escenario	Demanda diaria promedio (kWh)	Potencia máxima (kW)	Factor de carga (%)	Energía anual demandada (MWh)
2025 no led	688	67,4	42,3	251,2
2025 led	373	41,6	37	136,4

Tabla 9. Datos sobre los escenarios actual con y sin luces led (DMDDP= demanda media diaria promedio; PM = potencia máxima; FC = factor de carga; EAD = energía anual demandada)

- 2030: La demanda doméstico se puede estudiar en la tabla 10.

Dispositivo	N°	P (W)	PTV (W)	Uso (h/d)	ED (Wh)	V (%)	CCNN (kWh/d)	T (kWh/a)
Bombilla	3	20	60	4,38	262,8	100%	80,7	29.448
Cargador del móvil	2	5	10	1,5	15	100%	4,6	1.681
Nevera	1	475	475	24	11.400	7%	245,0	894.120
E. sonido	1	200	200	1	200	16%	9,8	35.856
Ventilador	1	65	65	2	130	70%	28,0	10.197
TV	1	90	90	1,5	135	14%	5,8	2.118
Ordenador	1	180	180	1,5	270	8%	6,6	2.420
Licuada	1	600	300	0,25	75	9%	2,1	756
Plancha	1	2.500	2.500	0,5	1.250	8%	30,7	11.206
TOTAL					13.737		413,2	150.832

Tabla 10. Demanda doméstica del escenario 2030. (N.º = número de aparatos; P = potencia; PTV = potencia total por vivienda; Ed = Energía diaria; V= viviendas; CCNN = total comunidad nativa de 300 viviendas; T = total)

Así mismo como se comentó previamente se ha desglosado en escenario con o sin luces led, en la tabla 11 se puede ver el resumen de las demandas, mientras que en el Anexo VI se puede consultar en detalle.

Escenario	Demanda diaria promedio (kWh)	Potencia máxima (kW)	Factor de carga (%)	Energía anual demandada (MWh)
2030 no led	815	80,6	44	297,6
2030 led	452	45,7	44	165,1

Tabla 11. Datos sobre los escenarios actual con y sin luces led (DMDDP= demanda media diaria promedio; PM = potencia máxima; FC = factor de carga; EAD = energía anual demandada)

Así mismo se puede ver un resumen de los escenarios en la tabla 12 y una comparación de las demandas totales del día promedio en las figuras 6 y 7

Escenario	Demanda diario promedio (kWh)	Potencia máxima (kW)	Factor de carga (%)	Energía anual demandada (MWh)
Actual no led	561	56	64	204,8
Actual led	246	30	50	89,7
2025 no led	688	67,4	42,3	251,2
2025 led	373	41,61	37	136,4
2030 no led	815	80,6	44	297,6
2030 led	452	45,7	44	165,1

Tabla 12. Datos de Demanda, potencia, factor de carga y energía anual demandada de los distintos escenarios

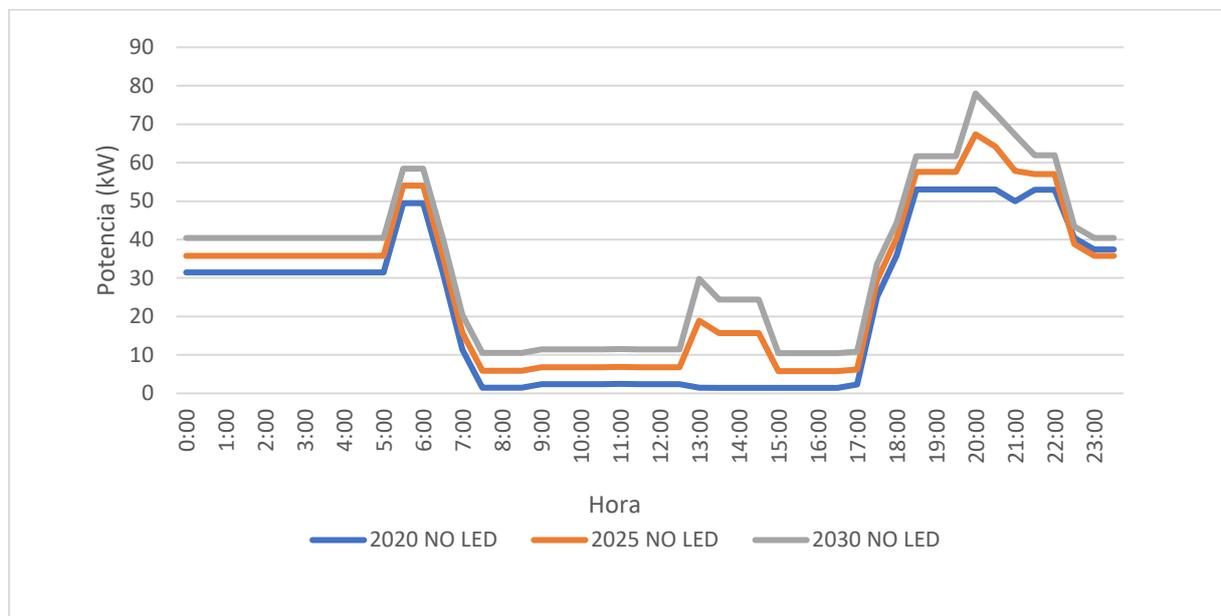


Figura 6. Curva de demanda del día promedio anual de las opciones sin luces led. Se puede visualizar el aumento de demanda en los distintos escenarios

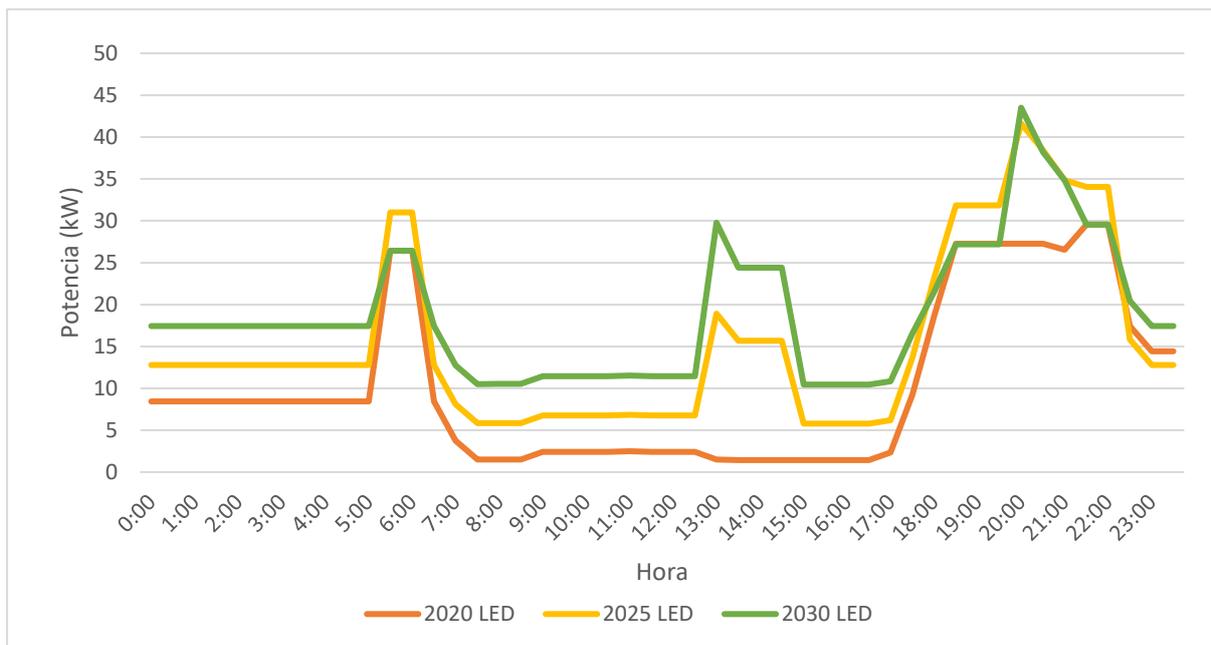


Figura 7. Curva de demanda del día promedio anual de las opciones con luces led. Se puede visualizar el aumento de demanda en los distintos escenarios

En el Anexo VI se muestra la tabla detallada de Demandas, con intervalos de 30 minutos.

4.7 Opciones de instalación

Se han estudiado los escenarios descritos en el epígrafe 4.6 incluyendo las variantes con y sin luces led. Para ello, dentro de cada escenario se han estimado varias opciones, a las que se les han denominado a, b y c., detalladas a continuación

Considerando las distintas fuentes energéticas, se ha decidido limitar el número de turbinas hidrocinéticas a dos, para minimizar el impacto ambiental en el río.

- a. Solo energía fotovoltaica
- b. Energía fotovoltaica con una turbina hidrocinética
- c. Energía fotovoltaica con dos turbinas hidrocinéticas

Dentro de cada opción, se van a estudiar tres posibles casos, en adelante llamadas aproximaciones. La razón para realizar las aproximaciones son las siguientes:

El software HOMER realiza las simulaciones en base a múltiples factores, ordena estas simulaciones por el NPC, (Net Present Cost), este se calcula en base al precio de los componentes, al coste de mantenimiento y al precio total del combustible

El problema con este cálculo es que el coste de mantenimiento no dependerá de los componentes elegidos como se explicará después y que como se comentó en el epígrafe 4.6.3 el inversor a escoger depende de la potencia instalada.

Las tres aproximaciones que seguir son las siguientes:

1. Primera aproximación; Se calculan los paneles teóricos necesarios para la demanda estudiada y, debido a la dificultad de dimensionar teóricamente el banco de baterías para una instalación de este calibre se utilizará el software HOMER, realizando una primera simulación. A pesar de que este dato no es exacto, se va a escoger entre las diferentes opciones de HOMER en base a su capital inicial.
2. Segunda aproximación, se adapta el número de baterías al formato rack (es decir múltiplos de 10 o preferiblemente de 20). intentando minimizar la cantidad (esto no siempre será posible y dependerá de cada caso).
Tras esto se realizará una simulación escogiendo este número de baterías y optimizando con HOMER, el número de paneles y otros factores.
3. Tercera aproximación, se optimizarán todos los componentes con HOMER en una tercera simulación. Eligiendo así la distribución más viable con la información de la que dispone. Sin tener en cuenta el inversor.

Se compararán las tres aproximaciones de cada opción y se elegirá con diferentes factores, como el capital inicial, el combustible, la facilidad de instalación o el suelo ocupado eligiendo una. Tras esto, se escoge entre las opciones de cada escenario la mejor y se da una descripción general. En los siguientes epígrafes se desarrollan las opciones.

En el Anexo VII se pueden consultar la metodología usada para calcular los datos descritos en los diferentes escenarios.

4.7.1 Actual no led

4.7.1.1 Solo fotovoltaica

En las tablas 13, 14 y 15 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir		777,4	
Potencia PV (kW)	198,9	243	271
Potencia turbinas (kW)	-	-	-
Capacidad batería (kWh)	949	796	710

Tabla 13. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	967	1.201	1.423
Diésel (l)	903	223	612
Modelo inversor	PWG2-100K	PWS	PWS

Tabla 14. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	73.519	91.265	108.166
Baterías	233.469	195.723	174.752
Container		29.050	
Inversor/regulador	17.800	77.000	77.000
Total	353.838	363.988	359.918
Combustible anual	656,5	162,1	444,9

Tabla 15. Precios de las diferentes opciones

Si nos fijamos en el precio, este es menor en la primera aproximación debido al encarecimiento de los inversores en las subsecuentes. Si no concurriera este último factor, la segunda opción hubiera sido la más favorable. En cuanto al uso de tierra la primera también es mejor, sin mucha ventaja respecto de las otras, y en el uso de diésel, es ligeramente peor. En conclusión, la primera opción es elegida como la mejor para esta situación.

Los 442 paneles solares irían conectados al inversor/cargador PWG2-100 K, que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y 384 A. En consecuencia, se dispondrán con 17 paneles en serie, con 26 filas de estos en paralelo.

Ya que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 17 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 26 < 384$).

4.7.1.2 Fotovoltaica + 1 P154

En las tablas 16,17 y 18 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir		777,4	
Potencia PV (kW)	111	114	109
Potencia turbinas (kW)	20	20	20
Capacidad batería (kWh)	511	455	472

Tabla 16. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	549	560	538
Diésel (l)	533	2.304	1.786
Modelo inversor	PWG2-100K	PWG-100K	PWG-100K

Tabla 17. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	41.745	42.591	40.900
Baterías	125.822	111.841	116.035
Turbina		120.000	
Container		29.050	
Inversor/regulador	67.800	67.800	67.800
Total	384.417	371.282	373.785
Combustible anual	387,5	1.675	1.298

Tabla 18. Precios de las diferentes opciones

En la comparación se puede ver como las tres opciones son muy similares.

En lo referente al precio destaca la segunda, que es muy similar en resultados a la tercera y por encima de la primera que tiene un mayor costo. En el uso de tierras las diferencias son inapreciables y despreciables. En cuanto al uso de combustible también es muy similar entre las opciones más económicas, la 2 y la 3.

La segunda aproximación, primando el precio, es la alternativa elegida, tanto por la escasa con las demás como por el dato del número de paneles solares requeridos, que facilita los cálculos de instalación.

Esta opción utilizaría el convertidor de P154. Como la potencia fotovoltaica excede esta potencia, se necesita la utilización de un PWG-100K que irá unido al huerto solar y a una parte de las baterías. La distribución de energías, como se ha descrito en el Anexo VII es un 57 % producida por paneles y un 43% producida por turbinas.

Por lo tanto, se dividirán a 4 strings o 40 baterías con el convertidor P154 y otras 40 baterías se unirán al PWG2-100 K junto a 252 paneles sabiendo que el inversor/cargador soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A. En consecuencia, se dispondrán con 18 paneles en serie, con 14 filas de estos en paralelo.

Considerando que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 18 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 14 < 384$).

4.7.1.3 Fotovoltaica + 2 P154

En las tablas 19, 20 y 21 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	3ª aproximación
Energía por producir	777,4
Potencia PV (kW)	54,6
Potencia turbinas (kW)	40
Capacidad batería (kWh)	284

Tabla 19. Energía por producir y como se suministra

	3ª aproximación
Terreno (m2)	271
Diésel (l)	4.143
Modelo inversor	PWG-100K y P154 converter

Tabla 20. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	3ª aproximación
Paneles	21.295
Baterías	69.901
Turbina	240.000
Container	29.050
Inversor/regulador	97.800
Total	457.746
Combustible anual	3.012

Tabla 21. Precios de las diferentes opciones

Las 2 primeras opciones no son viables, ya que la primera es resuelta de esta manera por HOMER y la segunda se centra en la primera, por lo que queda como opción viable la tercera

En la que se utilizará el convertidor de P154, que, al consistir en dos convertidores con elementos mutualizados, soporta hasta 40 kW de potencia fotovoltaica auxiliar y hasta 400 kWh de baterías. Como la potencia fotovoltaica excede esta potencia, se necesita la utilización de un PWG-100K que irá unido al huerto solar y a una parte de las baterías.

Los paneles proveerán el 24% de la energía mientras que las turbinas el 76%. Por lo que las baterías se dividirán de la siguiente manera, 4 strings de baterías irán con el convertidor P154 y el string de 10 restante adjuntas al PWG2-50 K junto a 126 paneles.

El inversor irá con 126 paneles, este soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A. Es por esto por lo que se dispondrán con 18 paneles en serie, con 7 filas de estos en paralelo.

Dado que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V (49,6x18<900) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor (11,69x7<384).

4.7.1.4 Elección del escenario Actual no led

En la tabla 22 se puede ver una comparación de las opciones.

	Precio (€)	Tierra (m ²)	Diesel (l/año)
Solo fotovoltaica	353.838	967	903
Fotovoltaica + 1 P154	371.282	560	2.304
Fotovoltaica + 2 P154	457.746	271	4.143

Tabla 22. Comparación de las diferentes posibilidades para instalar en el escenario Actual no led. La escogida es la primera

Comparando las 3 posibilidades, se puede descartar inmediatamente la tercera, correspondiente a un huerto solar junto a dos turbinas P154 por su elevado coste, entre ochenta y cien mil € superior al de sus competidoras.

Entre la opción primera, correspondiente solo a un campo solar y la segunda correspondiente a campo solar más una turbina P154, se puede ver como la primera supera en el precio y en su reducido uso de diésel a la segunda, sin embargo, ocupa más tierra que ésta. Pese a eso, al ser dos parámetros y siendo el principal el precio (en el que destaca), se ha decidido por la primera opción; solo energía fotovoltaica.

4.7.2 Actual led

4.7.2.1 Solo fotovoltaica

En la tabla 23, 24 y 25 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir		340,7	
Potencia PV (kW)	86,3	121,5	131
Potencia turbinas (kW)	-	-	-
Capacidad batería	313	284	290

Tabla 23. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	427	600	649
Diésel (l)	1.146	574	136
Modelo inversor	PWG2-100K	PWG2-100K	PWG2-100K

Tabla 24. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	32.450	45.633	49.351
Baterías	76.891	69.901	71.299
Container		29.050	
Inversor/regulador	17.800	17.800	17.800
Total	156.191	162.384	167.500
Combustible anual	833,1	417,3	98,97

Tabla 25. Precios de las diferentes opciones

Fijándonos en el precio, podemos apreciar que las diferencias no son muy elevadas (~ 5.000 €), resultando la más económica la opción 1, luego la 2 y por último la 3. En cuanto al uso de tierra la primera también es mejor, sin que aventaje mucho a las otras, y en cuanto al uso de diésel, es ligeramente peor a las demás.

Pese a esto la primera opción es elegida como la mejor para esta situación por la priorización del precio. Esta iría conectada al PWG2-100 K, y conectados con 16 en serie, formando 12 filas en paralelo.

Sabiendo que el inversor/cargador soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A y que los paneles tienen una tensión de circuito abierto máxima de 49,6 V ($49,6 \times 16 < 900$), la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 12 < 300$).

4.7.2.2 Fotovoltaica + 1 P154

En la tabla 26, 27 y 28 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	3ª aproximación
Energía por producir	340,7
Potencia PV (kW)	18
Potencia turbinas (kW)	20
Capacidad batería	102

Tabla 26. Energía por producir y como se suministra

	3ª aproximación
Terreno (m2)	89
Diésel (l)	2.060
Modelo inversor	P154 converter

Tabla 27. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	3ª aproximación
Paneles	6.760
Baterías	25.164
Turbina	120.000
Container	29.050
Inversor/regulador	50.000
Total	230.975
Combustible anual	1.497

Tabla 28. Precios de las diferentes opciones

La primera opción no resulta viable (no hay ningún resultado ofrecido por HOMER), por lo que la segunda, que se basa en esta tampoco, es por esto que la tercera opción es la escogida.

Esta opción utilizaría el convertidor de P154 y el huerto solar iría conectado directamente aquí, pues el convertidor puede conectar 20 kW de potencia fotovoltaica exterior. Las baterías se pueden conectar directamente también pues soporta hasta 200 kWh, en este caso 18 baterías equivalen a 103 kWh.

4.7.2.3 Fotovoltaica + 2 P154

En la tabla 29, 31 y 31 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir		340,7
Potencia PV (kW)	-	2
Potencia turbinas (kW)	40	40
Capacidad batería	23	11

Tabla 29. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	-	-
Diésel (l)	2.412	2.515
Modelo inversor	P154	P154

Tabla 30. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	-	-
Baterías	5.592	2.796
Turbina		240.000
Inversor/regulador	80.000	80.000
Total	325.592	322.796
Combustible anual	1.753	1.828

Tabla 31. Precios de las diferentes opciones

La elección es entre la primera y la tercera opción ya que la segunda es declarada no viable por HOMER. El precio es muy similar, así como en el uso de diésel. La diferencia está en que el tercero usa potencia fotovoltaica mientras que el primero no.

Por lo tanto, se va a decidir por la primera opción, sin potencia fotovoltaica para simplificar la instalación. Esta utilizará el convertidor de P154, que estará compuesto de dos convertidores con elementos mutualizados a los que irán acopladas las baterías.

4.7.2.4 Elección del escenario Actual led

	Precio (€)	Tierra (m ²)	Diesel (l/año)
Solo fotovoltaica	156.191	427	1.146
Fotovoltaica + 1 P154	230.975	89	2.060
Fotovoltaica+ 2 P154	325.592	-	2.412

Tabla 32. Comparación de las diferentes posibilidades para instalar en el escenario Actual led. La escogida es la primera, solo energía fotovoltaica

En la tabla 32 se puede ver una comparación de las diferentes opciones del escenario Actual led. Comparando las 3 posibilidades, se puede ver como el precio va incrementando, siendo menor en la opción de solo fotovoltaica, incrementándose en 80.000 € en la opción que conjunta una turbina hidrocínética junto a un huerto solar y por último creciendo casi 175.000 € en el de dos turbinas con huerto solar respecto al primero. En el campo de tierra ocupada, aunque sea el primero el que más ocupa, no es mucha y el uso de diésel es similar en todos.

Al ser la diferencia económica tan notable, se decide optar por la primera opción.

4.7.3 Mejor opción de los escenarios del año Actual

Si comparamos los precios entre las dos opciones, el precio de los componentes iniciales de la opción Actual no led es de 355.222 € mientras que el de Actual led es de 156.695 € a los que habría que sumar 15.678 € en concepto de luces led. Con lo que el escenario Actual led es de 172.373 €. Se puede observar que es mucho más rentable instalar luces led con casi 200.000 € de diferencia.

4.7.4 2025 no led

4.7.4.1 Solo energía fotovoltaica

En las tablas 33, 34 y 35 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		953	
Potencia PV (kW)	241,6	288	328
Potencia turbinas (kW)	-	-	-
Capacidad batería (kWh)	995	909	796

Tabla 33. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	1.197	1.423	1.619
Diésel (l)	2.308	444	318
Modelo inversor	PWS	PWS	PWS

Tabla 34. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	90.927	108.166	123.039
Baterías	244.653	223.683	195.723
Container		29.050	
Inversor/regulador	77.000	77.000	77.000
Total	441.631	437.899	424.812
Combustible anual	1.678	322,8	231,2

Tabla 35. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar en las 3 posibilidades, la opción 2 tiene un precio ligeramente menor que la opción 1, mientras que la opción 3 si tiene un precio en torno a 15.000 € menor que la opción 2. En cuanto al uso del diésel, se puede ver como las opciones 2 y 3 suponen un uso de este mucho menor a la opción 1. Dentro de estas, la opción 3 tiene menor gasto de combustible. En cuanto al uso de tierra, es muy similar entre las opciones.

Es por esto por lo que se ha decidido por la opción 3. Esta supone a 140 módulos de baterías, repartidos en 7 racks que corresponde a 796 kWh.

El inversor y el regulador de carga seleccionados son de la marca *Sinexcel*, compatibles con las baterías de “Pylontech”. El regulador de carga es el modelo PDS1-400 K, con hasta 8 salidas para batería, en este caso, cada salida será para un rack de baterías, con dos strings en serie. El inversor será el modelo PWS1-100 KTL. Ambos equipamientos cuentan con desconectores de seguridad.

El regulador tiene 8 entradas desde el huerto solar, cada entrada tiene un rango de tensión entre 250 y 840 V y una corriente de hasta 120 A. Con las condiciones del huerto solar actuales se ha optado por usar 7 salidas, en cada salida 104 paneles, con 8 filas en paralelo de 13 paneles en serie, lo que hace un total de 728 paneles entrando al convertidor de corriente continua. Respetando los límites impuestos.

En el otro lado, se ha decidido conectar las baterías, utilizando 7 salidas, cada una de estas con un rack de 2 strings de baterías puestas en serie, esto corresponde a 20 baterías en serie. Cada uno de estos racks a su vez será conectado a cada una de las 8 entradas del inversor.

4.7.4.2 Fotovoltaica +1 P154

En la tabla 36, 37 y 38 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		953
Potencia PV (kW)	155,7	153,9
Potencia turbinas (kW)	20	20
Capacidad batería (kWh)	568	568

Tabla 36. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	770	761
Diésel (l)	533	543
Modelo inversor	PWG2+P154	PWG2+P155

Tabla 37. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	58.477	57.801
Baterías	139.802	139.802
Container		29.050
Inversor/regulador	67.800	67.800
Total	415.129	414.453
Combustible anual	387,5	394,7

Tabla 38. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar las posibilidades son muy similares, entre estas se elegirá la opción 3 por tener que instalar un menor número de paneles solares, siendo esta decisión no muy diferente de las otras.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A. Es por esto por lo que se dispondrán con 18 paneles en serie, con 19 filas de estos en paralelo.

Ya que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 18 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 19 < 384$).

Para distribuir las baterías entre ambos inversores, se van a repartir según la energía producida, produciendo los paneles un 64 % de la energía mientras que la turbina un 36 %.

Así se dividirá con 6 strings de baterías (60), con los paneles y 4 strings de baterías (40) adjuntos al convertidor de la turbina.

4.7.4.3 Fotovoltaica + 2 P154

En la tabla 39, 40 y 41 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		953	
Potencia PV (kW)	69,3	92,5	69,3
Potencia turbinas (kW)	40	40	40
Capacidad batería (kWh)	369	341	369

Tabla 39. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	342	458	342
Diésel (l)	4.144	4.134	4.144
Modelo inversor	PWG2+P154	PWG2+P155	PWG2+P156

Tabla 40. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	26.028	34.816	26.028
Baterías	90.871	83.881	90.871
Turbina	240.000	240.000	240.000
Container		29.050	
Inversor/regulador	97.800	97.800	97.800
Total	483.749	485.547	483.749
Combustible anual	3.012	3.005	3.012

Tabla 41. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar, la primera y tercera opción (son similares) son las más adecuadas, y son las que se van a escoger

Para la distribución de la energía producida por las dos turbinas y los 32,4 kW fotovoltaicos se pueden mutualizar elementos del convertidor P154, para conseguir un precio de 80.000 €, el convertidor, soporta un almacenamiento de hasta 200 kWh por unidad, siendo el almacenamiento de ambos de 400 kWh.

Los paneles solares irán conectados al inversor PWG2-100K, para optimizar la conexión al inversor/cargador se va a prescindir de un panel, que no causará mucha diferencia. Con lo que se conectarán 153 paneles, distribuidos en 9 filas de 17 paneles en serie, respetando así la conexión permitida con el inversor/cargador.

Considerando que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V (49,6x17<900) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor (11,69x9<384).

Sin embargo, para distribuir el uso de las baterías, se han distribuido en función de la energía producida anualmente, produciendo los paneles un 28% de esta y las turbinas un 72 %.

Así se dividirán 20 baterías con los paneles solares y las 45 baterías restantes, correspondientes a 255,7 kWh adjuntas al convertidor P154.

4.7.4.4 Elección del escenario 2025 no led

Ahora se va a comparar las 3 posibilidades, en la tabla 42 se puede ver esta comparación.

	Precio (€)	Tierra (m ²)	Diesel (l/año)
Solo fotovoltaica	424.812	1.619	318
Fotovoltaica + 1 P154	414.453	761	543
Fotovoltaica + 2 P154	483.749	342	4.144

Tabla 42. Comparación de las diferentes posibilidades para instalar en el escenario 2025 no led. La escogida es la segunda

Como se puede observar, la opción con una única turbina es la mejor en el precio, seguida de cerca por la de solo PV (unos 5.000 € de diferencia) y la de dos turbinas se encarece unos 70.000€, con lo que queda descartada.

En cuanto a la tierra comparando la opción de solo fotovoltaica y de fotovoltaica con una turbina, esta última de nuevo es mejor, pues ocupa la mitad que la de solo fotovoltaica. Es en el diésel donde hay una ligera diferencia a favor de la de únicamente fotovoltaica, sin embargo, es una diferencia muy escasa.

En conclusión, la opción óptima para este consumo es la de fotovoltaica con una única turbina.

4.7.5 2025 led

4.7.5.1 Solo fotovoltaica

En las tablas 43, 44 y 45 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		518	
Potencia PV (kW)	130,1	189	178,2
Potencia turbinas (kW)	-	-	-
Capacidad batería (kWh)	398	341	375

Tabla 43. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	643	934	881
Diésel (l)	1.973	2.415	704
Modelo inversor	PWG2-100K	PWG2-100K	PWG2-100K

Tabla 44. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	48.844	70.984	66.928
Baterías	97.861	83.881	92.269
Container		29.050	
Inversor/regulador	17.800	17.800	17.800
Total	193.555	201.715	206.047
Combustible anual	1.434	1.756	511,8

Tabla 45. Precios de las diferentes opciones

Comparando las opciones, la opción 1 es la que mejor precio obtiene con diferencia, seguida de la opción 2 y por último la 3. En cuanto al consumo de diésel, se puede ver como las opciones 1 y 2 suponen un gasto muy superior a la opción 3. Dentro de estas, la opción 3 tiene menor gasto de combustible.

En cuanto al uso de terreno, se incrementa con cada opción, siendo la que más ocupa la opción 3, mientras que la que menos ocupa es la opción 1.

Es por estos motivos por los que se ha optado por la opción 1.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y que tiene un MMPT de hasta 800 V, y hasta 384 A. En consecuencia, se dispondrán en paralelo en 17 paneles, con 17 filas de estos en serie. Así mismo se van a conectar 70 baterías al inversor.

Los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 17 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, por lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 17 < 384$).

4.7.5.2 Fotovoltaica + 1 P154

En las tablas 46, 47 y 48 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		518	
Potencia PV (kW)	45	229,9	52,2
Potencia turbinas (kW)	20	20	20
Capacidad batería (kWh)	148	114	193

Tabla 46. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	227	1.136	258
Diésel (l)	3.082	3.546	1.224
Modelo inversor	PWG2-50K+P154	PWG2-100K+P154	PWG2-50K+P154

Tabla 47. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	17.239	86.364	19.605
Baterías	36.348	27.960	47.533
Turbina	120.000	120.000	120.000
Container		29.050	
Inversor/regulador	65.000	67.800	65.000
Total	267.637	331.174	281.188
Combustible anual	2.241	2.578	889,8

Tabla 48. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar de las 3 opciones, la primera es la que menor precio y uso de tierra tiene. Mientras que la segunda es la que peor características tiene. La tercera solo destaca en el menor uso de combustible diésel.

Es por esto por lo que se va a escoger la primera opción.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A. Se han añadido 2 paneles para facilitar la colocación de estos con el inversor. Por lo tanto, se dispondrán con 17 paneles en serie, con 6 filas de estos en paralelo.

Los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 17 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 6 < 384$).

Para distribuir las baterías entre ambos inversores, se van a repartir según la energía producida, produciendo los paneles el 35 % de esta y la turbina el 65 %.

4.7.5.3 Fotovoltaica + 2 P154

En las tablas 49, 50 y 51 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		518	
Potencia PV (kW)	-	-	13,1
Potencia turbinas (kW)	40	40	40
Capacidad batería (kWh)	85	57	80

Tabla 49. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	-	-	67
Diésel (l)	3.589	3.318	2.263
Modelo inversor	P154	P154	P154

Tabla 50. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	-	-	5.070
Baterías	20.970	13.980	19.572
Turbina	240.000	240.000	240.000
Container		29.050	
Inversor/regulador	80.000	80.000	80.000
Total	370.020	363.030	373.693
Combustible anual	2.609	2.412	1.645

Tabla 51. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar, las tres opciones son muy similares.

La segunda se va a descartar, por el uso de la necesidad de usar dos generadores diésel distintos, por los problemas que eso ocasiona. Entre la primera y la tercera se va a optar por la primera por la simplificación de instalación al no tener que instalar paneles solares.

Para la distribución de la energía producida por las dos turbinas y los 32,4 kW fotovoltaicos se pueden mutualizar elementos del convertidor P154, para conseguir un precio de 80.000 €, el convertidor, soporta un almacenamiento de hasta 200 kWh por unidad, siendo el almacenamiento de ambos de 400 kWh. Las baterías irían conectadas a este.

4.7.5.4 Elección del escenario 2025 led

Ahora se va a comparar las 3 posibilidades, esta comparación se muestra en la tabla 52.

	Precio (€)	Tierra (m ²)	Diesel (l/año)
Solo fotovoltaica	193.555	643	1.973
Fotovoltaica + 1 P154	267.637	227	3.082
Fotovoltaico + 2 P154	370.020	0	3.589

Tabla 52. Comparación de las diferentes posibilidades para instalar en el escenario 2025 led. La escogida es la primera

Como se puede observar, la primera opción es la más viable tanto económicamente como por uso de combustible. Siendo la tercera la peor en ambos casos. Sin embargo, es de resaltar la diferencia económica, de 80.000€ con la segunda opción y casi 100.000 € con la tercera. En cuanto al suelo, aun siendo la mayor ocupación de este, no es destacable ya que es un área muy pequeña sin mucha diferencia con las otras disposiciones.

Es por esto por lo que se escoge la primera opción, solo energía fotovoltaica como la más indicada en este caso.

4.7.6 Mejor opción de los escenarios del año 2025

Si comparamos los precios entre las dos opciones, el precio de los componentes iniciales de la opción 2025 no led es de 414.453 € mientras que el de 2025 led es de 193.555 € a los que habría que sumar 15.678 € en concepto de luces led. Con lo que el escenario Actual led es de 209.233 €. Se puede observar que es mucho más rentable instalar luces led con una diferencia superior a 200.000 €.

4.7.7 2030 no led

4.7.7.1 Solo energía fotovoltaica

En las tablas 53, 54 y 55 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		1.130	
Potencia PV (kW)	286,2	356,8	419
Potencia turbinas (kW)	-	-	-
Capacidad batería (kWh)	1.103	1.023	892

Tabla 53. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	1.414	1.761	2.073
Diésel (l)	3.775	364	183
Modelo inversor	PWS	PWS	PWS

Tabla 54. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	107.490	133.856	157.517
Baterías	271.215	251.643	219.489
Container		29.050	
Inversor/regulador	77.000	77.000	77.000
Total	484.756	491.549	483.056
Combustible anual	2.744	264,6	133

Tabla 55. Precios de las diferentes opciones

Si se observan las distintas opciones se ve como el precio es muy parecido, a la vez que no hay mucha diferencia en el uso del suelo. Por el uso de diésel podemos descartar la primera opción, ya que los otros factores no son decisivos. Con esto quedaría la segunda y tercera opción. Entre estas, se decide por la opción 2, que es entre las tres opciones la intermedia en todos los parámetros.

En lo referente al inversor y al regulador de carga de la marca *Sinexcel*, compatibles con las baterías de "Pylontech". El regulador de carga es el modelo PDS1-400 K, con hasta 8 salidas para batería, en este caso, cada salida será para un rack de baterías, con dos strings en serie. El inversor será el modelo PWS1-100 KTL. Ambos equipamientos cuentan con desconectores de seguridad.

El regulador tiene 8 entradas desde el huerto solar, cada entrada tiene un rango de tensión entre 250 y 840 V y una corriente de hasta 120 A. Con las condiciones del huerto solar actuales se ha optado por usar 8 salidas, en cada salida 99 paneles, con 9 filas en paralelo de 11 paneles en serie, lo que hace un total paneles por entradas al conversor de corriente continua. Respetando los límites impuestos.

En el otro lado, se han decidido conectar a las baterías, utilizando 8 salidas, cada una de estas con strings de baterías puestas en serie, esto corresponde a 20 baterías en serie. Cada uno de estos racks a su vez será conectado a cada una de las 8 entradas del inversor.

4.7.7.2 Fotovoltaica +1 P154

En las tablas 56, 57 y 58 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		1.130	
Potencia PV (kW)	198,9	233,1	229
Potencia turbinas (kW)	20	20	20
Capacidad batería (kWh)	716	682	665

Tabla 56. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	983	1.152	1.134
Diésel (l)	-	-	543
Modelo inversor	PWG+P154	PWS+P154	PWS+P154

Tabla 57. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	74.702	87.547	86.195
Baterías	176.150	167.762	163.568
Turbina	120.000	120.000	120.000
Container		29.050	
Inversor/regulador	67.800	127.000	127.000
Total	467.703	531.359	525.813
Combustible anual	-	-	394,7

Tabla 58. Precios de las diferentes opciones

Comparando las opciones se puede ver que en lo referente al precio hay una gran diferencia entre la opción 1, por una parte y la 2 y la 3, que son muy parecidas. La diferencia entre la primera y las otras es de aproximadamente 60.000 €.

En cuanto al uso de tierra todas las opciones son muy similares, sin embargo, la primera es la que menos tierra ocupa. En lo referente al uso de diésel ni la primera y la segunda consumen diésel, mientras que la tercera consume alrededor de 543 litros.

Es por todo esto por lo que la opción 1 es la mejor opción, es la escogida.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A. Por lo tanto, se dispondrán con 17 paneles en serie, con 26 filas de estos en paralelo.

Considerando que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 17 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 26 < 384$).

Para distribuir las baterías entre ambos inversores, se van a repartir según la energía producida, produciendo los paneles el 70 % del total y la turbina el 30 % restante.

Así se dividirá con 8 racks de baterías junto con las 6 sobrantes (86), serán adjuntados al PWG2-100K mientras que 4 racks (40 baterías) se adjuntarían al convertidor P154.

4.7.7.3 Fotovoltaica + 2 P154

En las tablas 59, 60 y 61 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		1.130	
Potencia PV (kW)	114,3	815,8	137,7
Potencia turbinas (kW)	40	40	40
Capacidad batería (kWh)	455	398	494

Tabla 59. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	567	4.032	681
Diésel (l)	4.144	3.547	2.064
Modelo inversor	PWG2+P154	PWG2+P154	PWG2+P154

Tabla 60. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	43.098	306.415	51.717
Baterías	111.841	97.861	121.628
Turbina	240.000	240.000	240.000
Container		29.050	
Inversor/regulador	97.800	97.800	97.800
Total	521.789	771.126	540.195
Combustible anual	3.013	2.579	1.500

Tabla 61. Precios de las diferentes opciones

Comparando las 3 posibilidades se puede observar como el precio de la segunda opción es exorbitado, mientras que la primera y tercera van más a la par, siendo la primera 18.000 € menor.

En lo referente a tierra de nuevo se repite esta situación, donde la primera y tercera van a la par, siendo la primera 90 m² menor, y la segunda 7 veces superior a la primera.

En el uso de diésel, sin embargo, la primera utiliza bastante combustible, el máximo permitido anual, la segunda usa una cantidad considerable mientras que la tercera usa la mitad de combustible que la primera.

Con todo esto se ha decidido por la primera opción en lugar de la tercera por el menor uso de paneles y de baterías a pesar del mayor uso de diésel.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800 V, y hasta 384 A. Es por esto por lo que se dispondrán con 17 paneles en serie, con 15 filas de estos en paralelo.

Ya que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 17 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 15 < 384$).

Para distribuir las baterías entre ambos inversores, se van a repartir según la energía producida, produciendo el huerto solar un 40 % de esta y las turbinas el 60 %. Así se dividirá con 3 racks de baterías (50) serán adjuntados al PWG2-100K mientras que 5 racks (50 baterías) se adjuntarían al convertidor P154.

4.7.7.4 Elección del escenario 2030 no led

Ahora se va a comparar las 3 posibilidades, esto se puede ver en la tabla 62.

	Precio (€)	Tierra (m ²)	Diesel (l/año)
Solo fotovoltaica	491.549	1.761	364
Fotovoltaica + 1 P154	467.703	983	-
Fotovoltaico + 2 P154	521.789	567	4.144

Tabla 62. Comparación de las diferentes posibilidades para instalar en el escenario 2030 no led. La escogida es la segunda, una sola turbina junto a un huerto solar

Como se puede observar, la primera y segunda opción destacan en el precio respecto a la tercera, siendo la segunda, una turbina P154 junto a un huerto solar la que menor precio de componentes tiene.

En lo referente a la superficie ocupada, la opción de solo energía fotovoltaica es la que más espacio consume, seguido de la segunda (una sola turbina) y la tercera, dos turbinas junto a un huerto solar, que es la que menor superficie ocupa.

En lo referente al diésel, la opción de dos turbinas es la que más combustible consume, el máximo anual permitido, mientras que la opción de un huerto solar consume una pequeña cantidad. La opción de una única turbina junto a un huerto solar no requiere del uso de generadores diésel auxiliares, lo que les otorga una ventaja respecto a las otras opciones.

Por todo esto, la opción considerada mejor es la de una sola turbina junto a un huerto solar, por su menor precio, su no excesivo uso de espacio y su no requerimiento de equipos diésel auxiliares.

4.7.8 2030 led

4.7.8.1 Solo fotovoltaica

En las tablas 63, 64 y 65 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		627,5	
Potencia PV (kW)	158,8	315,9	227,7
Potencia turbinas (kW)	-	-	-
Capacidad batería (kWh)	398	341	386

Tabla 63. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	785	1.561	1.125
Diésel (l)	3.112	2.245	723
Modelo inversor	PWG2-100K	PWS	PWG2-100K

Tabla 64. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	59.661	118.645	85.519
Baterías	97.861	83.881	95.065
Container		29.050	
Inversor/regulador	17.800	17.800	17.800
Total	204.372	249.376	227.434
Combustible anual	2.262	1.632	525,6

Tabla 65. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar en las 3 posibilidades, la opción 1 es la que mejor precio obtiene por diferencia, seguida de la opción 3, con 30.000 € de diferencia y por último la 2 con la cual tiene una diferencia de casi 100.000 € debido al sobredimensionamiento de la potencia fotovoltaica. El creciente precio de la opción 2 es debido a su gran campo fotovoltaico el cual obliga a dimensionar inversores de mayor capacidad y por lo tanto precio.

En cuanto al uso del diésel, se puede ver como las opciones 1 y 2 suponen un uso de este mucho mayor a la opción 3. Dentro de estas, la opción 2 tiene menor gasto de combustible. En lo referente al uso de tierra, se incrementa con cada opción, siendo la que más ocupa la opción 2 mientras que la que menos ocupa la opción 1.

La opción 1 es la escogida debido al menor precio y uso de tierra, a pesar de usar una gran cantidad de combustible diésel en comparación.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800 V, y hasta 384 A. Con motivo de facilitar la instalación y compatibilidades se prescindirá de un panel. Es por esto por lo que se dispondrán con 16 paneles en serie, con 22 filas de estos en paralelo. Los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 16 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 22 < 384$). Así mismo se van a conectar 70 baterías al inversor.

4.7.8.2 Fotovoltaica + 1 P154

En las tablas 66, 67 y 68 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)		627,5	
Potencia PV (kW)	72,9	64,8	79,1
Potencia turbinas (kW)	20	20	20
Capacidad batería (kWh)	227	170	227

Tabla 66. Energía por producir y como se suministra

	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Terreno (m2)	360	325	391
Diésel (l)	1.377	3.022	822
Modelo inversor	PWG2-100K+P154	PWG2-100K+P154	PWG2-100K+P154

Tabla 67. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	1ª aproximación	2ª aproximación	3ª aproximación
Paneles	27.380	24.337	29.746
Baterías	55.921	41.941	55.921
Turbina	120.000	120.000	120.000
Container		29.050	
Inversor/regulador	67.800	67.800	67.800
Total	300.150	283.128	302.516
Combustible anual	1.001	2.197	597,6

Tabla 68. Precios de las diferentes opciones

Como se puede observar de las 3 opciones, ambas 3 tienen un precio similar, siendo la opción 2 la más barata, pero no muy distante de las otras, que tienen un precio similar. Entre esta opción 2 y las demás hay una diferencia de 20.000 €.

En cuanto al uso de terreno de nuevo las opciones son muy similares siendo la que menor usa la opción 2.

Sin embargo, en el uso de combustible la tercera opción es la mejor, siendo la segunda, hasta ahora mejor en los demás aspectos, algo peor.

Pese a todo esto se ha decidido primar el precio y la tierra ocupada, es por esto por lo que la opción 2 es la elegida.

En este caso se usaría el inversor/cargador PWG2-100K, al cual irán todos los paneles solares añadidos, en este, sabiendo que soporta hasta 900 V y tiene un MMPT hasta 800V, y hasta 384 A. Se han rebajado 2 paneles para facilitar la colocación de estos con el inversor, esto ha sido validado por HOMER y es factible. Es por esto por lo que se dispondrán con 18 paneles en serie, con 8 filas de estos en paralelo.

Ya que los paneles tienen una tensión de circuito abierto de 49,6 V ($49,6 \times 18 < 900$) y la intensidad de cortocircuito máxima es de 11,69 A, con lo que también entrará en los parámetros del inversor ($11,69 \times 8 < 384$).

Para distribuir las baterías entre ambos inversores, se van a repartir según la energía producida, es del 43 % por los paneles solares y del 57 % por la turbina. Así se dividirá con 2 racks de baterías (20) al convertidor de la turbina y 1 rack en el huerto solar.

4.7.8.3 Fotovoltaica + 2 P154

En las tablas 69, 70 y 71 se puede ver una comparación de las tres aproximaciones.

	3ª aproximación
Energía por producir (kWh)	627,5
Potencia PV (kW)	32,6
Potencia turbinas (kW)	40
Capacidad batería (kWh)	57

Tabla 69. Energía por producir y como se suministra

	3ª aproximación
Terreno (m2)	165
Diésel (l)	3.416
Modelo inversor	P154

Tabla 70. Otros factores a tener en cuenta

Precio (€)	3ª aproximación
Paneles	12.507
Baterías	13.980
Turbina	240.000
Inversor/regulador	80.000
Total	346.487
Combustible anual	2.483

Tabla 71. Precios de las diferentes opciones

Al no ser viable la primera opción ya que HOMER no encuentra ninguna solución que cumpla los requisitos, la segunda que parte de esta tampoco lo es y se escoge la tercera.

Para la distribución de la energía producida por las dos turbinas y los 32,6 kW fotovoltaicos se pueden mutualizar elementos del convertidor P154, para conseguir un precio de 80.000 €, el convertidor, soporta un almacenamiento de hasta 200 kWh por unidad, siendo el almacenamiento de ambos de 400 kWh. Las baterías irían conectadas a este, al igual que los paneles, de tal manera como especifique la empresa en las instrucciones de su producto.

4.7.8.4 Elección del escenario 2030 led

Ahora se va a comparar las 3 posibilidades, una comparación se puede consultar en la tabla 72.

	Precio (€)	Tierra (m²)	Diesel (l/año)
Solo fotovoltaica	204.372	785	3.112
Fotovoltaica + 1 P154	283.128	325	3.022
Fotovoltaico + 2 P154	346.487	165	3.416

Tabla 72. Comparación de las diferentes posibilidades para instalar en el escenario 2025 led. La escogida es la primera

Como se puede observar, la primera opción es la más viable económicamente con mucha diferencia respecto a las demás, la segunda opción, con solo una turbina es 90.000 € más costosa que la primera, mientras que la tercera, con dos turbinas es 150.000 € más costosa que la primera.

En lo referente al combustible la utilización es similar en los tres casos y el uso de tierra es mayor en el primero, pero no demasiado grande.

El bajo precio de los componentes de la opción de solo energía fotovoltaica hace que la decisión por este caso sea indudable.

4.7.9 Mejor opción de los escenarios del año 2030

Si compramos los precios entre las dos opciones, el precio de los componentes iniciales de la opción 2025 no led es de 467.703 € mientras que el de 2030 led es de 204.372 € a los que habría que sumar 15.678 € en concepto de luces led. Con lo que el escenario 2030 led es de 220.050 €. Se puede observar que es mucho más rentable instalar luces led con casi 250.000 € de diferencia.

4.7.10 Comparación de escenarios

En la tabla 73 se detallan las mejores opciones por escenarios. Se puede ver como los escenarios led, a los que se les ha sumado el precio de las luminarias led, son mucho más económicos

Entre los escenarios, el considerado más objetivo es el de 2025, ya que establece una evolución realista de la demanda, porque debido a la crisis económica y sanitaria provocada por el COVID los escenarios '2030' se verán demasiado sobredimensionados.

Por lo tanto, al ser más económico entre los escenarios del momento temporal 2025, el 2025 led es el que se estudiará a fondo en el siguiente epígrafe.

	Precio (€)	Tierra (m²)	Diesel (l/año)	Diseño
Actual no led	370.900	967	903	Solo PV
Actual led	156.695	427	1.146	Solo PV
2025 no led	431.042	761	543	Pv+1 P154
2025 led	194.242	643	1.973	Solo PV
2030 no led	484.539	983	-	Pv+1 P154
2030 led	205.123	785	3.112	Solo PV

Tabla 73. Comparación de escenarios; PV=fotovoltaica

4.8 Instalación

El escenario escogido para estudiar en detalle es el de 2025 led, esto se debe a que por una parte el escenario 2030 no se espera próximamente debido a la crisis económica derivada del SARS COVID-19 y por otra a que el escenario actual (2020) tardaría poco en dejar de cubrir la demanda.

Dentro de los escenarios de 2025 se ha visto como el más rentable es la opción led.

4.8.1 Diseño

Para el año 2025 el mejor escenario es el que constaba de solo energía solar.

El diseño se compone de un huerto solar y un banco de baterías, ambos conectados al inversor/cargador que a su vez vierte la energía a la red.

En lo referente a energía solar, el huerto solar estará compuesto por 289 paneles, correspondiente a 130,1 kW. El huerto solar tiene el tamaño necesario para asegurar la demanda, ya que la limitación en el uso de combustible diésel obliga a aumentar la energía producida.

El banco de baterías, por su parte está dimensionado con una autonomía de 23 horas, está compuesto por 70 baterías con 398 kWh de capacidad nominal, siendo 358 kWh la capacidad usable. Se van a dividir en 4 powercube, 3 de ellos llenos con 2 strings y 1 con un único string (10 baterías).

El inversor/cargador PWG2 tiene un rango de voltaje de baterías de 250 a 520 V, por ello las baterías van a ser colocadas en strings (series de 10). Según las especificaciones, cada string tiene un voltaje mínimo de descarga de 324 V y un voltaje máximo de carga de 432 V, con lo que entra dentro del rango del inversor/cargador.

Por ello se van a colocar los 7 strings en paralelo. Las baterías irán en 4 powercube, teniendo 3 de estos, 2 strings (20 baterías) y uno con 1 string. Cada string cuenta con un BMS, incluido en el precio, así como con cables.

Tanto las baterías, como el inversor/cargador van en el container, que cuenta con sistema antiincendios y refrigeración. Cada powercube mide 230 cm de alto, 84,5 cm de ancho y 80,3 de espesor. Llenos pesan 1.185 kg, el que está semi lleno pesará alrededor de los 700 kg. El inversor/cargador mide 216 cm de alto, 80 cm de ancho y 80 de grosor, pesa 750 kg.

El inversor/cargador viene con un disyuntor de carga en corriente continua, y un desconectador en la parte de corriente continua. A esto se le añadirá un fusible en la parte de corriente continua y un interruptor automático junto con un diferencial en la parte de corriente alterna. Estas protecciones añadidas se detallan en el apartado de cables, más adelante.

El inversor cargador vuelca a la red a 400 V y 60 Hz y se integra con el generador de la manera mostrada en la sección de planos. Junto con el contenedor se incluye un sistema de EMS, que se conecta al generador y al PWG2-100K. Esto se puede consultar en la ilustración 9. En la sección de planos se pueden diagramas de la instalación en detalle, así como el código numérico de la ilustración 9.

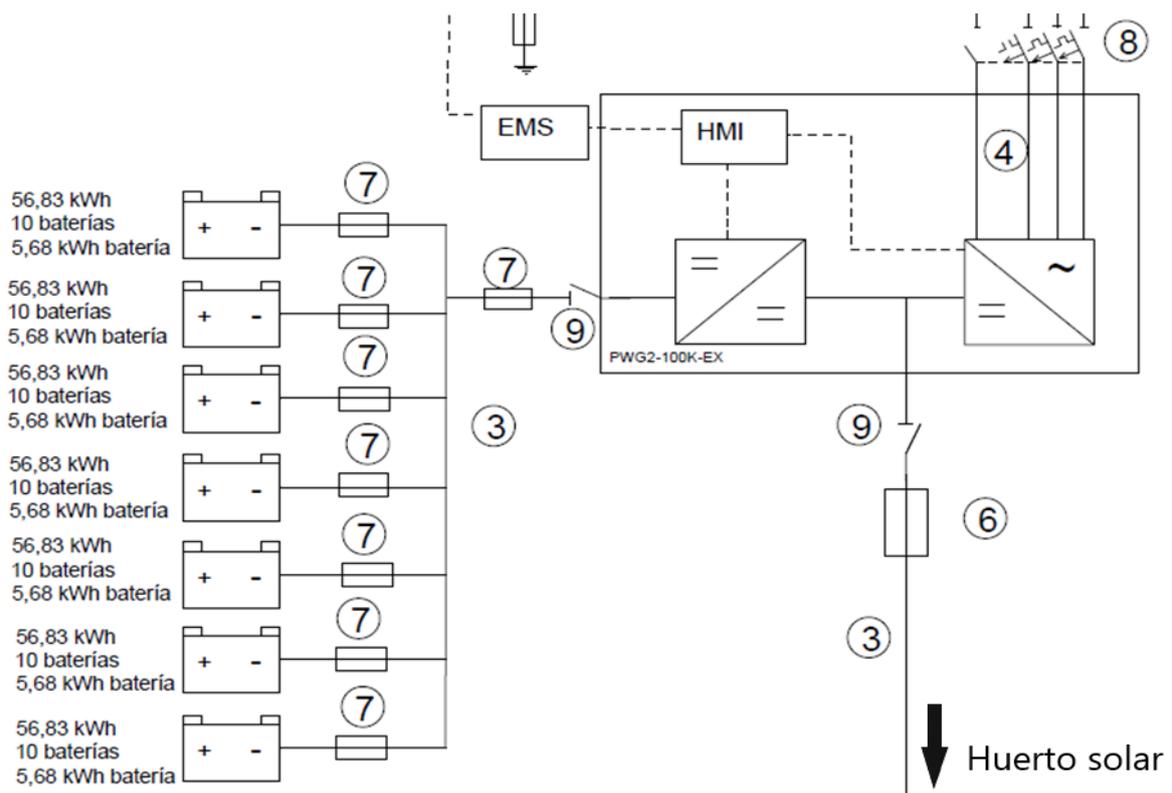


Ilustración 9. Detalle del banco de baterías e inversor/cargador del diagrama unifilar de Bufo Pozo

4.8.1.1 Distancia entre paneles y superficie

Para calcular la distancia mínima entre los paneles se va a usar la altitud solar en el solsticio de verano, es decir, la menor altitud solar que recibe Bufeo Pozo durante todo el año.

La expresión para calcularla es $h(^{\circ}) = 90 - \text{latitud} - \gamma$, siendo la latitud aproximadamente 11° y γ la inclinación de la tierra correspondiente a 23° . Por ello la altitud solar es de $55,5^{\circ}$.

Sabiendo que un panel, inclinado 10° , tiene una hipotenusa de 210,5 cm, se puede calcular que su altura respecto del suelo es de 36,5 cm. $\text{sen } 10 = \frac{h}{210,5}$; $h = 36,55$ cm. El espacio ocupado sobre el suelo se calcula también con el coseno, $\text{cos } 10 = \frac{e}{210,5}$, este espacio es de 208 centímetros.

Sabiendo esto, y, como se indica en la ilustración 10, que la distancia es el cateto contiguo al ángulo de $55,5^{\circ}$ con el cateto opuesto siendo la altura h , de 36,55 cm. Se calcula $\tan(55,5^{\circ}) = \frac{36,5}{d}$

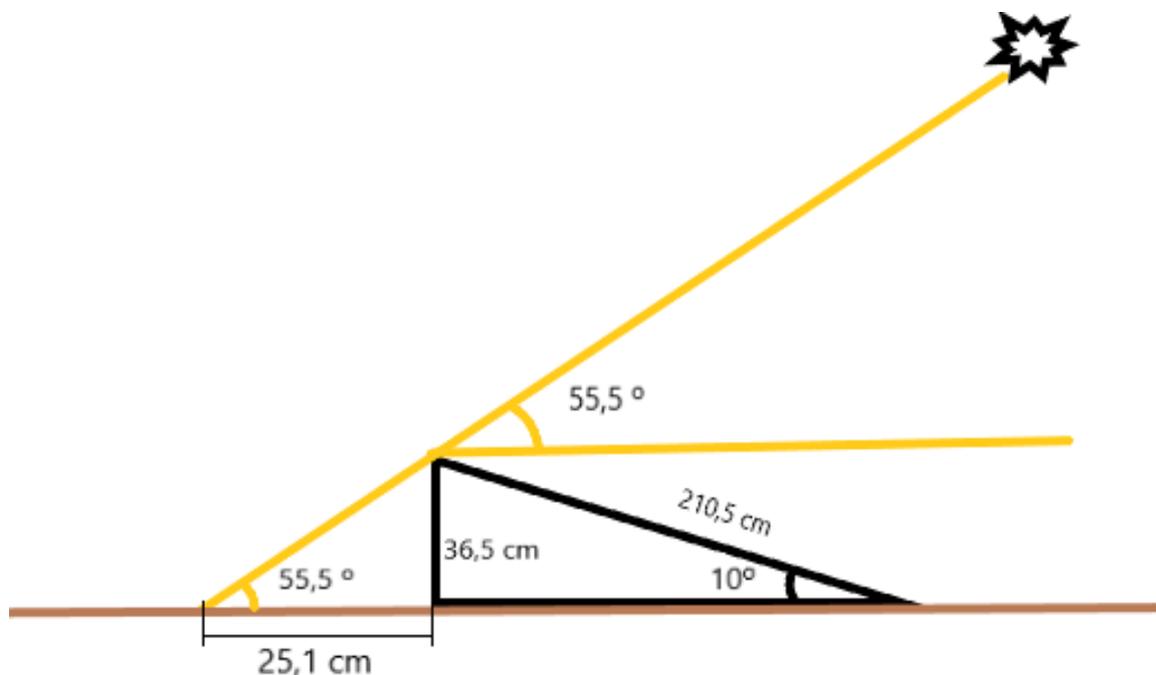


Ilustración 10. En negro el triángulo representa el panel junto a la estructura. La imagen muestra la posición relativa del sol al panel el día en el que el sol está a menor altura relativa y la sombra que proyectaría el panel

Así la distancia es de 25,1 cm. Viendo que esta es pequeña, se va a dejar una distancia de 50 cm, para facilitar las maniobras y el paso de personal.

Con esto, cada fila ocupa 208cm de ancho sobre el terreno, por 17 paneles con 104 cm. Con lo que la fila es de 2,08 x 17,68 m, igual a 36,8 m² de superficie.

Hay un total de 17 filas, con 16 espacios entre estas, cada espacio mide 0,5x 17,68 m, igual a 8,84 m² de superficie.

Se decide colocar los paneles en unas columnas de 8 filas y otra de 9. Con 1 m entre las dos columnas.

Cada columna 9 filas mide 2,08x18,72 m, si le sumamos los espacios entre filas, que en total miden 4 m (0,5x8), hay un ancho total de 22,72 metros. El inversor estará junto a la última fila.

En lo referente al ancho, habrá 9 líneas de 34 paneles, con una longitud de 35,36 m (17,68x2). A esto se le suma el espacio entre columnas de 1 metro. Con esto el total de ancho del huerto es de 36,36 metros (35,36+1).

Así el huerto solar medirá 36,36x22,72 m, siendo la superficie usada de 826 m². El esquema usado se puede observar en la ilustración 11.

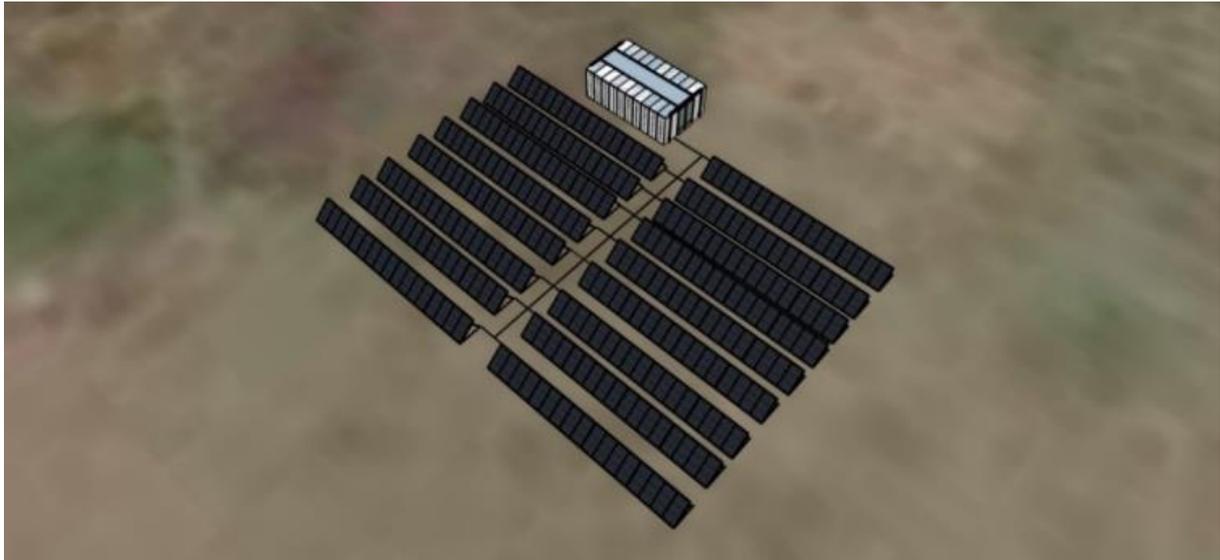


Ilustración 11. Diseño en 3d de la instalación

En la ilustración 12. Se puede ver la posición relativa con respecto al pueblo. Para comparar se ha usado la imagen más actual como escala. Pero para relativizar el tamaño con respecto al pueblo se ha usado la imagen completa de la comunidad más reciente (2010). En la sección de planos se pueden ver más planos al respecto.

Como se puede observar no es mucho espacio comparado con la comunidad. Además, los paneles se colocarían en el interior de la comunidad para evitar daños por posibles inundaciones.



Ilustración 12. En la imagen de arriba se puede observar el tamaño relativo respecto a la comunidad del cuadro incluido en la imagen de abajo, donde se puede ver el tamaño relativo de la instalación respecto a este

4.8.1.2 Cables, estructura y protecciones

1. Cables: Para dimensionar los cables se van a dividir en diferentes áreas.

a. Paneles solares:

En lo referente a paneles solares, habrá diferentes secciones de cable, necesarias, para conectar el total de los paneles solares al inversor, en el manual del PWG2-100K el cable es recomendado es de 70 mm².

En cuanto a la conexión entre paneles, cada fila de estos tendrá que soportar como mucho 11,7 A, y una longitud aproximada de 18 metros por lo que estas líneas tendrán una sección diferente. Podemos recurrir a la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2 * Longitud * Intensidad}{Conductividad_{cobre_{20^{\circ}}} * \Delta V \text{ (caída de tensión admisible)}}$$

La conductividad de cobre a 20°C es de $56 \frac{m}{W * mm^2}$, la caída máxima admisible se va a suponer 1%, la tensión, en este caso es de 0,496 V (49,6 x 0,01).

$$S = \frac{2 * 18 * 11,7}{56 * 0,496} \approx 15 \text{ mm}^2$$

Así se requerirá un total de aproximadamente 320 metros (sobredimensionando) de cable de 15 mm² para este tramo. A un precio de 3,75 €/m es de 1.200 €. [43] Sin

embargo, al tener cable positivo y negativo habrá que multiplicar este número por 2, dando 2.400 €.

El cable que conecta todas estas filas pasa entre estas en un espacio total de 22,7 metros, a los que se les puede sumar 2,3 metros hasta la caseta, haciendo un total de 25 metros de cable de 70 mm². El cable de 70 mm² está a 9,01 €/m, con lo cual el precio aproximado de este cable es de 225,25 €. [44] Sin embargo, al tener cable positivo y negativo habrá que multiplicar este número por 2, dando 250,5 €.

También se pondrán a tierra los paneles solares, con un cable de 35 mm² del cual se usarán 20 metros por cada fila de 17 paneles, con un total de 340 metros de cable, a un precio de 4,62 €/m, serían 1.570 €. [45]

b. Baterías

Dentro de las baterías, en el manual del PWG2-100K el cable recomendado es de 70 mm². Al igual que con los paneles debemos separar el cable que va desde las baterías hasta el inversor del cable que conecta a las baterías entre sí. Este último está incluido en las baterías.

El cable de 70 mm² conectará los distintos strings de baterías, teniendo en cuenta que cada powercube tiene unas dimensiones de 0,8 metros, con lo que 4 de estos tendrán 3,2 metros y contando con una distancia entre los módulos powercube y entre éstos y el PWG2-100K, sobrestimándolo se puede redondear a 5 metros de cable de 70 mm². A un precio de 9,01 €/m, con lo cual el precio aproximado de este cable es de 45,05 €. [44]

c. Tierra PWG2

La sección del cable recomendada por PWG2 para tierra es de 25 mm². Se estima una longitud de 5 metros.

A un precio de 3,74 €/m, con lo cual el precio aproximado de este cable es de 18,7 €. [46]

d. Conexión a red

En cuanto conexión a red el manual del PWG2-100K recomienda 70 mm² de cable, trifásico. El precio de una manguera de 100 metros de cable trifásico de 70 mm² (4x70 mm² 3.694,55 €. [47]

El precio total de los cables es de 4.359,8 €. Además, se incluirán una caja de conexiones por 94,62 €, haciendo un total de 4.454,42 €. [48]

Para la puesta a tierra, [49] indica que son necesarios distintos materiales, detallados en el presupuesto (pica de tierra, grapas, soldadura aluminotérmica...) cuyo precio asciende a 450,7 €.

2. Protecciones: Se añadirán dos, ya que el inversor/cargador incluye protecciones
 - a. Fusible en corriente continua:

Se añadirán dos, uno en la parte de paneles solares y otro en la salida de las baterías. Se usarán portafusibles ANL, dos en total, cada uno con un precio de 6,86 €, haciendo un total de 13, 72 €. [50]

En lo referente a la parte de paneles solares cada fila de paneles tendrá una intensidad máxima de 10,98 A por lo que como mucho las 17 filas en paralelo tendrán una intensidad de 186,67 A. Para esto se usarán fusibles de 200 A. Se comprarán 10 por si se fundiesen. A un precio por unidad de 15 €, costarán 150 €. [51]

En lo referente a baterías, tienen como mínimo un voltaje de salida de 324 V. Sabiendo también que la potencia máxima es de 41,61 kW. Esto nos dicta ($V = I \times R$) donde se dicta que la máxima intensidad que deben soportar es de 128,4 A. Por lo que se usarán fusibles de 150 A. Se comprarán 10 por si se fundiesen. A un precio por unidad de 15 €, costarán 150 €. [51]

- b. Interruptor diferencial y automático:

Se añadirá un interruptor a la salida del inversor/cargador. Este tendrá que soportar lo siguiente. La red funciona a 220 V y la potencia máxima de la carga es de 41,61 kW, esto representa 189,1 A, por lo que se buscará un interruptor que soporte 200 A. Tiene un precio de 5.564,47 €. [52]

Con esto el coste total de las protecciones será de 5.878,19 €.

3. Estructuras: En lo referente a estructuras se ha optado por una estructura con una inclinación similar a la latitud de Bufe Pozo, esto son 10°. La estructura escogida es de la marca "Sunfer" [53] y tiene una inclinación ajustable. Está hecha de aluminio anodizado resistente a la corrosión con tornillería de acero inoxidable. Esta estructura soporta hasta 17 paneles en serie, con lo que se necesitarían 17 estructuras. Cada una de estas tiene un precio de 860,6 € haciendo un total de 14.629 €.

4.8.2 Balance de energía

La demanda del escenario 2025 led es de 136.375 kWh anuales, de los cuales se entrega 131.254 kWh. Como se ha mencionado, todos los escenarios, dadas las limitaciones, especialmente de combustible, van a estar abiertos a momentos donde la demanda no puede ser cubierta, es por eso por lo que se ha puesto como límite un 5% de carga no cumplida 'unmet load'. En este caso particular la carga no cubierta es del 3,76 %, equivalente a 5.121 kWh.

La energía producida por el huerto solar es del 97,4 %, correspondiente a 262.615 kWh, mientras que el 2,64 % restante, correspondiente a 7.123 kWh es producido por el generador diésel. Sumando las pérdidas, la fracción renovable otorgada por el HOMER es del 94,6 %.

El huerto solar produce de media 719 kWh/día y una potencia de 30 kW. Funciona 4.357 horas al año. La mayor parte de esta energía es directamente guardada en las baterías. En la ilustración 13 se puede consultar la potencia generada por el huerto solar,.

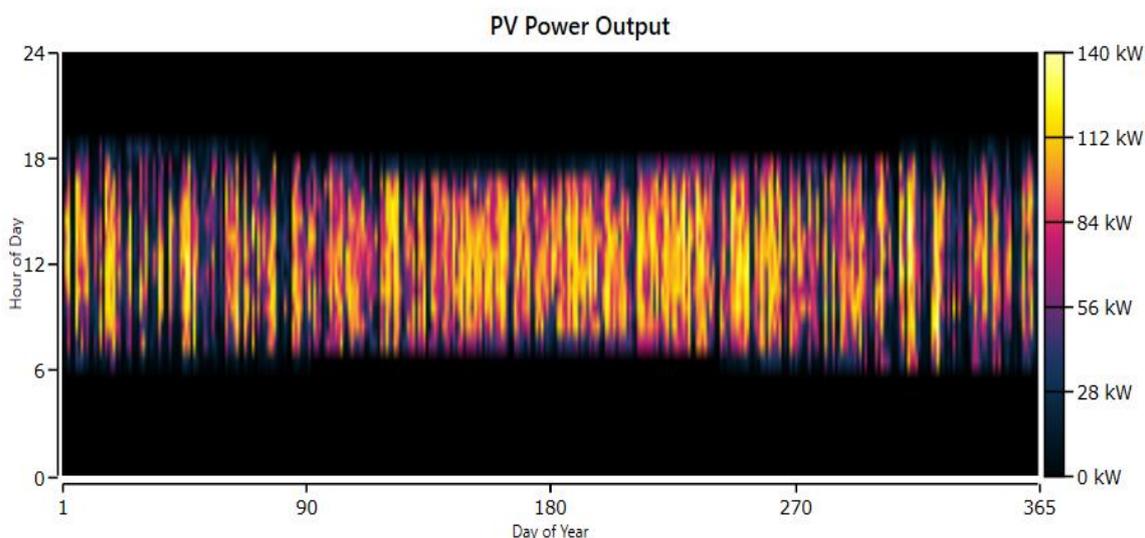


Ilustración 13. Potencia suministrada por huerto solar [6]

En las baterías, anualmente van a entrar 108.571 kWh y van a salir 98.030 kWh. La energía restante se gastará en las pérdidas. En la ilustración 14 se puede observar como en los primeros y últimos meses del año requieren menor carga, esto es debido a que es el periodo seco, donde hay más energía solar disponible.

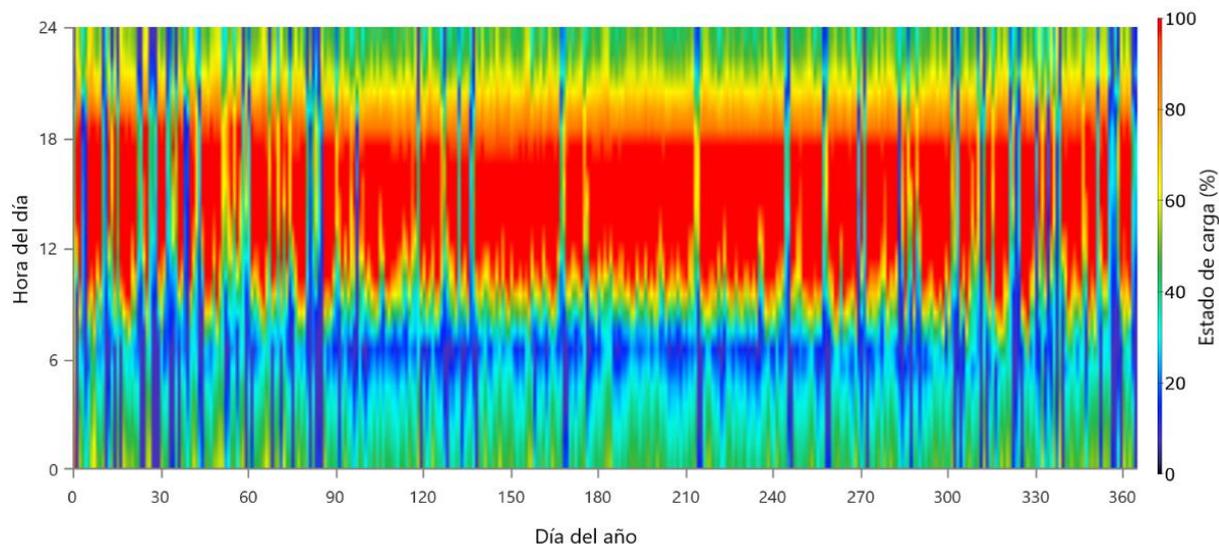


Ilustración 14. Estado anual de carga de las baterías [6]

Por último, el generador diésel va a ser usado durante todo el año, menos en los meses de julio y agosto. Va a usar unos 1.973 litros de la manera mostrada en la imagen. Se producen 7.123 kWh al día, con una salida media de 75 kW. Este emite 5.221 kg de CO₂ al año. En la ilustración 15 se puede ver el consumo estimado del generador a lo largo del año.

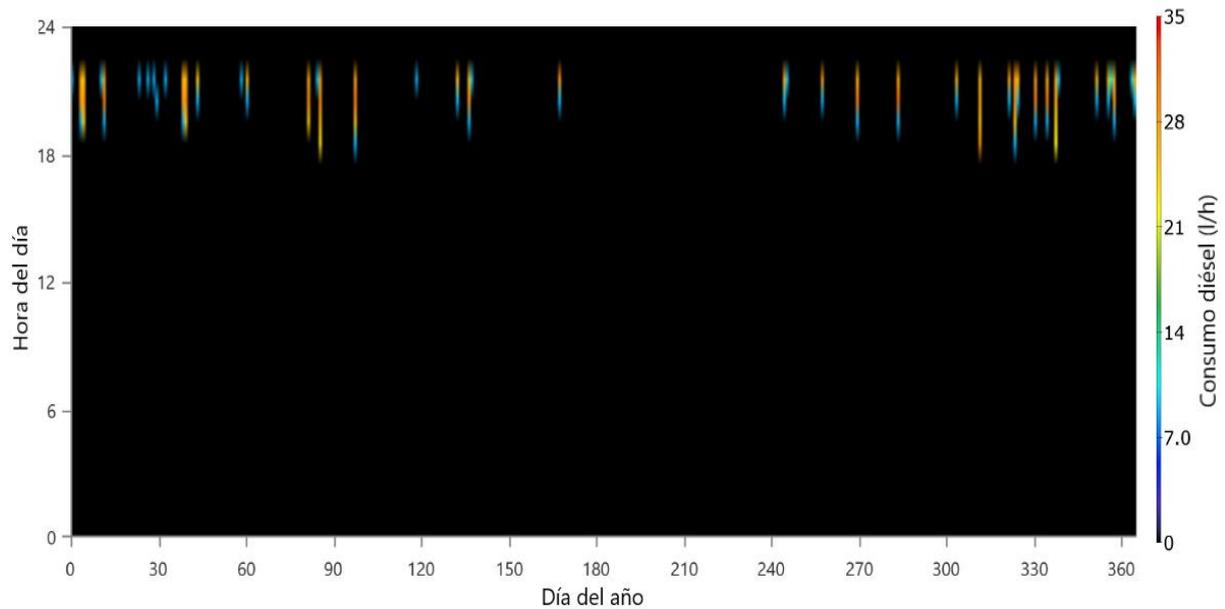


Ilustración 15. Consumo de combustible por el generador diésel. [6]

4.8.3 Estudio económico

4.8.3.1 Transporte

El transporte se divide entre los materiales iniciales y los materiales que se reemplazarán a los 15 años.

1. Materiales iniciales

Para calcular los gastos de transporte debemos diferenciar entre tres tipos correspondiente a los diferentes tramos del transporte: marítimo, terrestre y fluvial.

a. Transporte marítimo

Para el transporte marítimo, se van a dividir los componentes en dos grupos, dependiendo del país de origen. Por una parte, los paneles solares junto con los cables vienen desde España, mientras que el contenedor, el inversor y las baterías vienen desde China. Se suponen los gastos de envío, desde el punto de venta de los componentes hasta los puertos incluidos en el precio. En el caso de España los paneles se envían desde Valencia, mientras que los cables desde diferentes localizaciones y, en el caso de China, baterías y contenedor desde Shanghái, y el PCS desde otra localización. En ambos casos se enviarán hasta el puerto de Callao, muy cerca de Lima, en Perú.

i. Paneles y cables

El puerto más barato desde el que enviar para enviar desde España es el de Barcelona. Para el envío en barco hay dos opciones, un contenedor de 20 ó 40 pies. El primero tiene unas dimensiones (Largo x Ancho x Alto) de 5,89 x 2,35 x 2,36 metros, mientras que el de 40 tiene unas dimensiones de 12,05 x 2,35 x 2,36 metros. Se va a estudiar la dimensión del cargamento para ver que contenedor habría que usar.

Cada panel mide 2,103 x 1,04 x 0,035 metros. Se asume que el embalaje incrementa las medidas hasta aproximadamente 2,2 x 1,1 x 0,05 metros. Si se colocan de pie, se pueden colocar 47 paneles juntos, ocupando de largo solamente 1,1 metros. Para colocar los 289 habría que hacer 6 filas de 47 paneles, más otra con solo 7 paneles. Esto son 7 filas, de 1,1 metros que sumarían 7,7 metros de largo. Por esto, teniendo en cuenta que hay que añadir los cables, que no ocuparían demasiado, se opta por el contenedor de 40 pies. Se calculan los costes de envío a través de la página [54]. El puerto más barato de España desde donde enviar se encuentra en Barcelona. Se debe introducir el valor de la mercancía ya que hay una opción de asegurar los bienes. Este es aproximadamente de 53.550 €.

El precio sin asegurar es de 2.350 €, y asegurado de aproximadamente 2.900 €.

ii. Contenedor, baterías e inversor/cargador

En este caso teniendo en cuenta que cada *powercube* tiene unas dimensiones de 2,3 x 0,845 x 0,803 metros y son necesarios cuatro. El inversor/cargador tiene unas dimensiones de 2,16 x 0,8 x 0,8. Esto cabe un contenedor de 20 pies, que, de hecho, es el que vende "Pylontech".

En este caso todos los componentes se introducirían en este contenedor. Este equipo está valorado aproximadamente en 123.250 €. El envío desde Shanghái en un contenedor de 20 pies tiene un precio sin seguro de 1.320 € y un precio con seguro de aproximadamente 2.550 €. Este último es el que se considerará.

b. Transporte terrestre

El transporte terrestre se encargará de transportar la carga desde el puerto hasta la ciudad con carretera más cercana, Atalaya, capital de Ucayali. El trayecto es largo, de 665 km, con un tiempo estimado de 14 h 20 min [13]. No hay muchas empresas que realicen este recorrido, de hecho, solo se ha encontrado una, "chexpress" [55]. El precio que ofrece esta empresa es por kg o por metro cúbico, en este caso se va a usar el precio por kg, ya que se ha calculado por ambos medios y este es el más caro.

En el caso de los paneles, cada uno de ellos pesa 24 kg. Con lo que los 289 pesan 6.936 kg y el peso aproximado de las estructuras de fijación de los paneles solares es de 2.000 kg.

En cuanto a los cables, el más pesado serán los 100 metros de manguera de tres cables de 70 mm², que pesan alrededor de 235 kg, el cable de 35 mm² pesa alrededor de 136 kg y el de 15 alrededor de 61 kg sumando estos 432 kg, los demás en conjunto aproximadamente suman hasta los 450 kg, que es el peso total de los cables. [56]

Las baterías junto al inversor/cargador pesan en total 5.000 kg.

Un contenedor de 20 pies pesa alrededor de 2.300 kg, se le van a sumar 50 kg con el sistema de refrigeración y otros extras. Haciendo un total de 2.350 kg.

En total la masa de los componentes es de 16.736 kg, esto a 1,6 PEN/kg hace un total de 26.777,6 PEN, que corresponden aproximadamente 5.891,07 €.

c. Transporte fluvial

El transporte fluvial se hará a través del río Urubamba, la distancia en barco es de 100 kilómetros [57], se debe hacer en temporada de lluvias.

Bufeo Pozo dispone de un puerto desde el que descargar mercancías desde el río. Este se puede ver en la ilustración 16.



Ilustración 16. Puerto de Bufeo Pozo [22]

En este caso es más complicado encontrar empresas, ya que se publicitan localmente. Se ha estimado el precio a través de [58], esta calcula un precio para 100 kilómetros, en el río Ucayali de 247 PEN/ton, que en este caso sería de 3.585,452 PEN, aproximadamente 909 €.

A pesar de que esta información es para el río Ucayali (río que baña Atalaya, donde nace formado por el Urubamba y el Tambo), es el más aproximado del que se dispone.

Otro presupuesto aproximado está basado en un proyecto de saneamiento que se hizo en la ciudad de Sepahua [59], donde 2.750 kg se transportaron por 255 PEN, aproximadamente 56 €. Esto escalado a la masa del cargamento de este proyecto ascendería a 300 €.

Entre las dos opciones se escoge la más cara para ser conservador, esto es de 909 €.

Los precios totales del transporte se incluyen en la tabla 74.

Transporte materiales iniciales	Precio (€)
Marítimo	5.450
Terrestre	5.891
Fluvial	909
TOTAL	12.250

Tabla 74. Desglose de los precios del transporte de los materiales iniciales

El precio total del transporte inicial es de 12.250 €.

2. Materiales que cambiar a los 15 años

En lo referente al transporte de las baterías e inversor/cargador se tendrá en cuenta el transporte marítimo, terrestre y fluvial, sin embargo, el terrestre y fluvial será de ida y vuelta para llevar los componentes antiguos a Lima para una correcta eliminación de residuos. El precio total del transporte, calculado según los métodos del epígrafe anterior, se puede ver en la tabla 75.

Transporte año 15	Precio (€)
Marítimo	2.550,00
Carretera (ida y vuelta)	3.520,00
Fluvial (ida y vuelta)	543,40
TOTAL	6.613,40

Tabla 75. Desglose del transporte del intercambio de materiales en el año 15 del proyecto

El precio total del transporte en el año 15 es de 6.613,40 €.

4.8.3.2 Mano de obra

1. Instalación inicial

La mano de obra se ha calculado a partir del generador de precios de CYPE Perú, donde calcula que, para el departamento de Ucayali, en una obra rural con difícil acceso el precio de un operario instalador de paneles solares es de 22,27 PEN a la hora, que corresponde a 4,90 €, mientras que el precio de un oficial instalador es de 14,97 PEN, es decir, 3,29 €. Estos precios son iguales a los de operario y oficial electricista. [49]

Se calcula, mediante el calculador de CYPE que para instalar los paneles solares se requerirán 106,35 horas, para instalar las baterías y el inversor 16 horas y para la puesta a tierra de los paneles solares 13 horas. Esto hace un total de 135,35 horas, correspondiente a 17 días de trabajo con jornada laboral de 8 horas. Corresponde a 1.108,5 € en sueldos de operarios. Además, se incluirán las dietas correspondientes, 25 PEN/persona y día, correspondiente a 187 € en total. Siendo el coste de la mano de obra de instalación de 1.295,5 €.

También hay que incluir el alquiler de una grúa por 6 horas, a un precio de 28,21 €/h, supone un coste de 141,05 €.

Con esto, el coste de la instalación inicial de 1.436,55 €.

2. Reemplazo de componentes año 15

A los 15 años se reemplazarán las baterías y el inversor/cargador, para la mano de obra del reemplazamiento se requerirán 16 horas divididas en 2 días, lo que hace 131,04 € en sueldos y 22 € en dietas. Un total de 153,04 €. Además del alquiler de una carretilla elevadora o similar por 2 horas, a un precio de 28,21 €/hora por un total de 56,42 €. Esto hace un total de instalación del año 15 de 209,5 €.

3. Capacitación

Para el mantenimiento, se planea formar a gente del pueblo para que realice estas tareas, para ello se va a utilizar a los electricistas que realizarán la instalación, así mismo se planea una capacitación de consumo responsable a la población. Se estima una semana extra de trabajo en el lugar, con jornada de 6 horas diarias, esto son 677,1 €, y 77 € de dietas, 754,1 € en total.

4. Mantenimiento

El mantenimiento de la instalación se calcula con el generador de precios de CYPE [CYPE], se calcula un precio decenal de mantenimiento de 6.000 €, lo que implicaría en total 15.000 € para los 25 años de vida de la instalación. Este precio iría revertido para la comunidad, mejorando su bienestar económico.

4.8.3.3 Inversión inicial

En el gráfico se puede apreciar como los componentes con mayor peso en el precio son las baterías, con casi la mitad del presupuesto de componentes y los paneles, con una quinta parte. La inversión inicial es de alrededor de 222.640 €.

En la figura 8 se muestran los distintos gastos del proyecto.

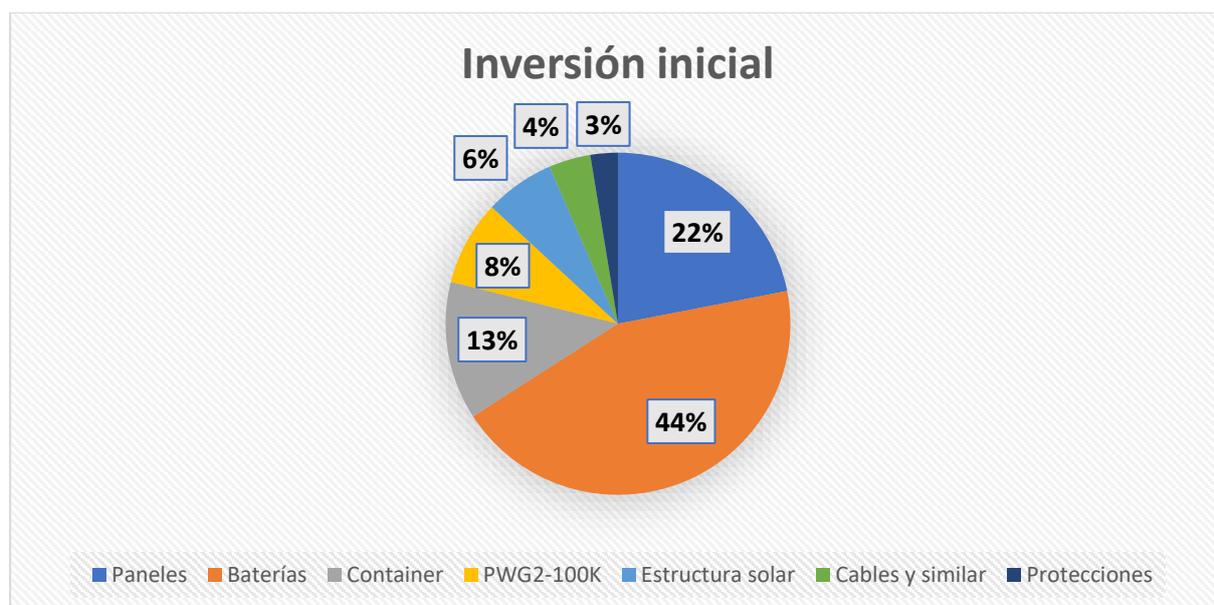


Figura 8. Desglose de precios de la inversión inicial

4.8.3.4 Coste del proyecto

El proyecto se estima para un tiempo aproximado de 25 años. Para calcular el precio total hay que tener en cuenta varios factores. En el primer año suman el coste inicial de los componentes y transporte, así como la mano de obra, y la capacitación.

También se tendrá en cuenta un cambio de baterías e inversor/cargador aproximadamente a los 15 años, además del transporte involucrado de estos componentes y la mano de obra del reemplazo. A pesar de que las baterías e inversor/cargador con toda probabilidad bajaran de precio en 15 años no se tiene en cuenta esta bajada y se barajará el precio actual.

A su vez se suma el hipotético precio del cambio de luces LED, sin embargo, estas no llevan adjunta un precio de instalación porque no se requiere personal especializado.

Cada año además sumará el coste del combustible, 1.434,37 €, así como del mantenimiento, 600 €. Esto hace en 25 años 35.859,275 € de combustibles y 15.000 € de mantenimiento.

Teniendo en cuenta todo esto, el precio total es de 408.663,27 €, se puede ver en la figura 9 y en la tabla 76 como la mayor parte de este proviene de la inversión inicial.

Coste total instalación	
Componentes	222.637,60
Transporte	18.863,00 €
Instalación	1.646,01 €
Combustible	35.859,27 €
Capacitación	420,98 €
Mantenimiento	15.000,00 €
Componentes año 15	115.661,26 €
Luces led	15.678
TOTAL	410.104 €

Tabla 76. Desglose de costes de la instalación

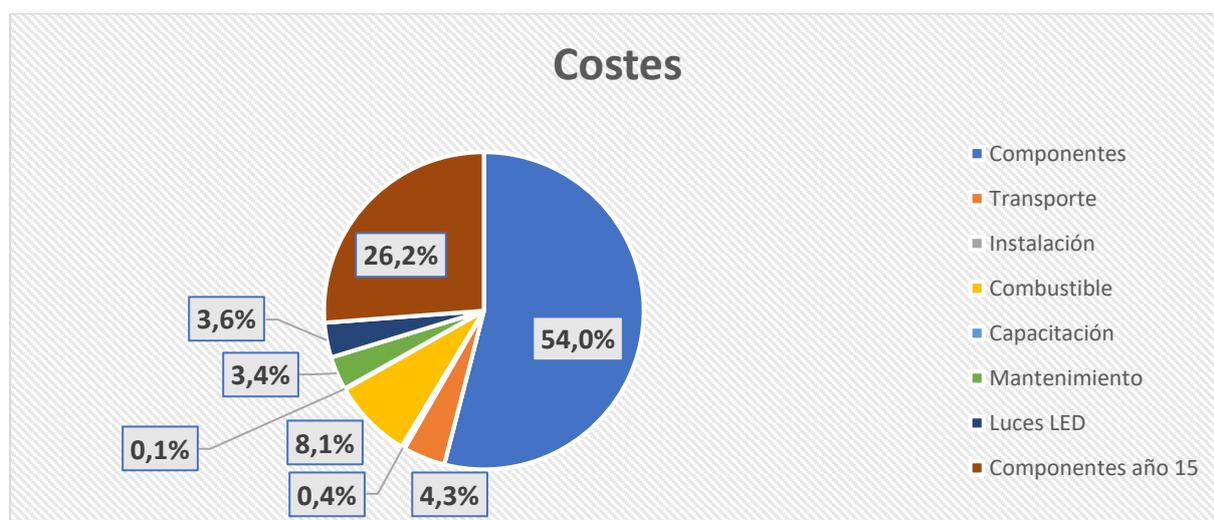


Figura 9. Distribución de costes del proyecto

Para gestionar el riesgo y la posible incertidumbre y aún al estar los precios y demandas sobredimensionados, se añade un 20 % del precio a las inversiones de componentes, instalación, transporte y capacitación. Con este sobrecoste que seguramente no se realice, el proyecto pasa a 500.747,96 €. Esto significaría que habría 74.981,45 € para imprevistos o sobrecostos.

Así el coste total del proyecto a tener en cuenta sería de 500.747,96 €.

4.8.3.5 Coste la energía (LCOE)

El LCOE se define como 'levelized cost of energy' (coste nivelado de la energía), que mide el coste total de la central de energía por la energía entregada. Se define con esta fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo "n" el número de años en este caso 25 y "t" el año en cuestión, que va del 1 al 25, "I" la inversión inicial, "M" costes de operación y "F" costes de combustibles. "E" es la energía producida durante un año y "r" es la tasa de descuento. La tasa de descuento se define como $r = \frac{i}{1+i}$ siendo i la tasa de interés.

La tasa de descuento usada se ha calculado como la media de las tasas de interés de los últimos 5 años. Estas se han calculado a través de las tasas de interés del banco central de Perú. [35] La tasa media de descuento "r" es de 2,5 %, como se puede consultar en la tabla 77. Esta es la que se usará en el cálculo del LCOE.

Tasa de descuento	
2017	4,1%
2018	2,9%
2019	2,7%
2020	2,4%
2021	0,2%
MEDIA	2,5%

Tabla 77. Tasas de descuento de los últimos 5 años del banco central de Perú y la media de estas usada en los cálculos del LCOE [35]

Con todo esto, el LCOE del proyecto para una duración de 25 años es de 0,179 €/kWh. Este valor es aceptable y menor que otros proyectos similares. [39] [60] [61]

4.8.3.6 Payback

Al no haber un cumplimiento de demanda actual, se puede comparar solo con una situación hipotética en la que esta demanda se cubriese con el generador diésel y tuviesen presupuesto para que este funcionase cuando fuese necesario. Esto se ha calculado en HOMER, en el que dicta que se gastarían 17.408 litros anuales con el generador de 120 kW y 26.015 litros con el de 27 kW, haciendo un total de 43.423 litros. Esto a un precio de 0,727 €/l da un gasto de 31.568,52 € anuales.

Así se va a calcular el 'payback' de esta suposición, para esto hay que tener en cuenta que la inversión inicial del escenario de fotovoltaica es de 222.637,6 € mientras que el gasto anual es de 2.034,37 €, haciendo un ahorro anual respecto al escenario hipotético de 29.534 €. Así siguiendo la fórmula:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Initial Investment}}{\text{Yearly Savings}}$$

Así el 'payback' en el que se rentabilizaría la instalación es de 8,07 años.

4.8.4 Conclusiones

El proyecto estudiado beneficiaría a la población de 1.000 habitantes de Bufo Pozo distribuidos en 300 viviendas. Para ello se ha diseñado una instalación que consta de 289 paneles de 450 Wp para un total de 130,1 kW y 70 módulos de batería con un total de 398 kWh de capacidad nominal, siendo 358 kWh la capacidad usable. Baterías y paneles están conectados entre sí y a la red local mediante un inversor/cargador de 100 kW. Además, hay un generador diésel ya instalado que suplirá energía consumiendo 1.973 litros.

La comunidad nativa demanda 136,4 MWh y el sistema energético entrega 131,3 MWh anuales, aproximadamente un 96 % de la energía demandada.

El total del proyecto, excluyendo el diseño de este, pero incluyendo el recambio de los materiales para que este tenga un tiempo de vida de 25 años es de 500.747,96 €, este precio también incluye un 20 % de sobrecostes. Si comparamos la construcción de este proyecto con un cumplimiento de demanda por parte de los generadores diésel ya instalados, el proyecto sería rentable en 8,07 años. Además, el coste de la energía (LCOE) para el proyecto es de 0,179 €/kWh.

Con esto se extraen las siguientes conclusiones:

- a. Es perfectamente viable diseñar una instalación para cubrir la demanda estudiada en condiciones similares a Bufo Pozo, con un 'LCOE' de 0,179 €.
- b. Es más rentable adquirir luces led que cubrir la demanda extra equivalente a la energía que no se ahorraría con luminarias convencionales.
- c. A menores demandas es más rentable la opción de solo energía fotovoltaica. En las condiciones climáticas similares a Bufo Pozo, por debajo de 600 kWh actuales, lo más rentable es adquirir potencia fotovoltaica.
- d. A mayores demandas, es más rentable la opción de la energía fotovoltaica junto con una turbina hidrocínética. En especial la turbina P154 comienza a ser rentable en condiciones climáticas similares a Bufo Pozo a partir de una demanda diario aproximado de 680 kWh.
- e. En condiciones climáticas similares a Bufo Pozo, la opción de usar dos turbinas P154 no es rentable en ningún caso con demandas menores de (aproximadamente) 850 kWh diarios.

5 Kitepampani

5.1 Características generales

Kitepampani pertenece al distrito de Megantoni, provincia de La Convención, en el departamento de Cusco, en Perú. Esta comunidad está situada en las coordenadas 11°32'56.3" S 73°18'19.5"W; selva amazónica de Perú, en la ribera del río Yali, afluente del río Huypaya y a su vez afluente del río Urubamba.

En lo referente a Kitepampani esta comunidad nativa es más pequeña que Bufe Pozo, pues solo cuenta con 80 viviendas. En el caso de Kitepampani se sitúa en Cusco, donde la tasa de crecimiento demográfico sin contar inmigración es de 1,13 %. La inmigración no es tenida en cuenta por el mismo motivo que para Bufe Pozo. Cuenta con 80 habitantes y 22 viviendas.

En cuanto al acondicionamiento básico de esta comunidad, en materia de sanidad cuentan con un puesto de salud, con vacunas. En materia educativa cuentan con escuela hasta el nivel de primaria. En lo referente a la industria y telecomunicaciones, no cuentan con este sector. Viven de la agricultura, las aves de corral, la caza y la pesca.

En materia de religión, son mayoritariamente creyentes en la iglesia evangélica. Además la historia y cultura de Kitepampani se puede consultar en el Anexo IV.

El agua que consumen, la cogen de dos manantiales, situado a unos kilómetros de distancia. Esta, desde que se capta, se lleva a un tanque de 5 m³, donde es clorada, desde aquí se distribuye de manera gravimétrica, mediante una red de agua. En verano no disponen de agua, pues el arroyo se seca.

En cuanto a instalaciones, en esta comunidad, cocinan con tres leños, de forma tradicional. En materia de saneamiento, cada vivienda cuenta con su propio biodigestor, que no se suele usar por carencia de agua.

5.1.1 Demografía

Kitepampani, consta de 22 viviendas con 80 habitantes, con una media de 3,6 personas por vivienda. Basándose en un estudio de 2014, [62]. La clasificación por tipo de vivienda es relevante para estimar la demanda, particularmente en el caso de las bombillas. Por ello se ha estimado que de las 22 viviendas hay:

- 7 viviendas con una sola estancia (denominadas de tipo A), lo que confirma la alta condición de hacinamiento en esta región.
- 4 viviendas de 7 estancias (denominadas de tipo B),
- 5 viviendas de 4 estancias (denominadas de tipo C)
- 4 viviendas de 2 estancias (denominadas de tipo D);

En la comunidad hay un 20% de mujeres en edad fértil con más de 8 hijos [37], además por estancia no se entiende únicamente el dormitorio, también se refiere a espacios habilitados para trabajo u otras actividades; por poner un ejemplo, se ha reportado una bodega.

5.2 Recurso energético

En cuanto al recurso energético de Kitepampani, al ser una demanda menor, como se verá posteriormente solo se ha considerado la energía solar, pues se va a realizar una instalación solar por vivienda.

El recurso solar se ha obtenido de la base de datos de PVGIS [20] 'Photovoltaical Geographical Information System' de la Comisión Europea, que utiliza la base de datos 'NSRDB' National Solar Radiation Database de 'NREL' National Renewable Energy Laboratory de EE. UU. Este se puede consultar en la figura 10.

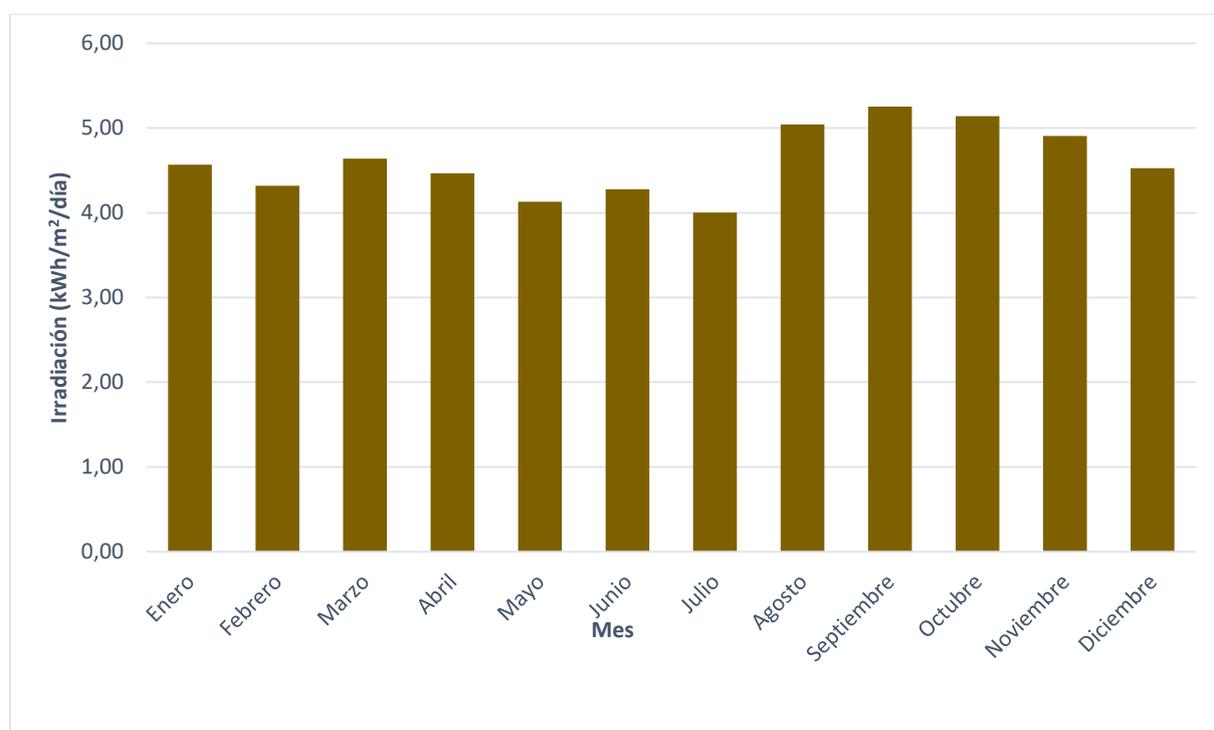


Figura 10 . Irradiación global horizontal media diaria en Kitepampani [20]

- Hora solar pico (HSP)

Tras esto mediante la base de datos de PVGIS, se ha estimado la radiación directa con diferentes inclinaciones, al ser la latitud de la comunidad alrededor de los 10° S, se ha establecido para esta inclinación de 10°. Se ha realizado la irradiación diaria media mensual, contemplando datos de 10 años, desde el 2005 al 2015. Se ha observado que el peor mes es el de febrero con 4,25 HSP, es por esto por lo que se va a dimensionar en base a ese mes. Se puede consultar en la figura 11.

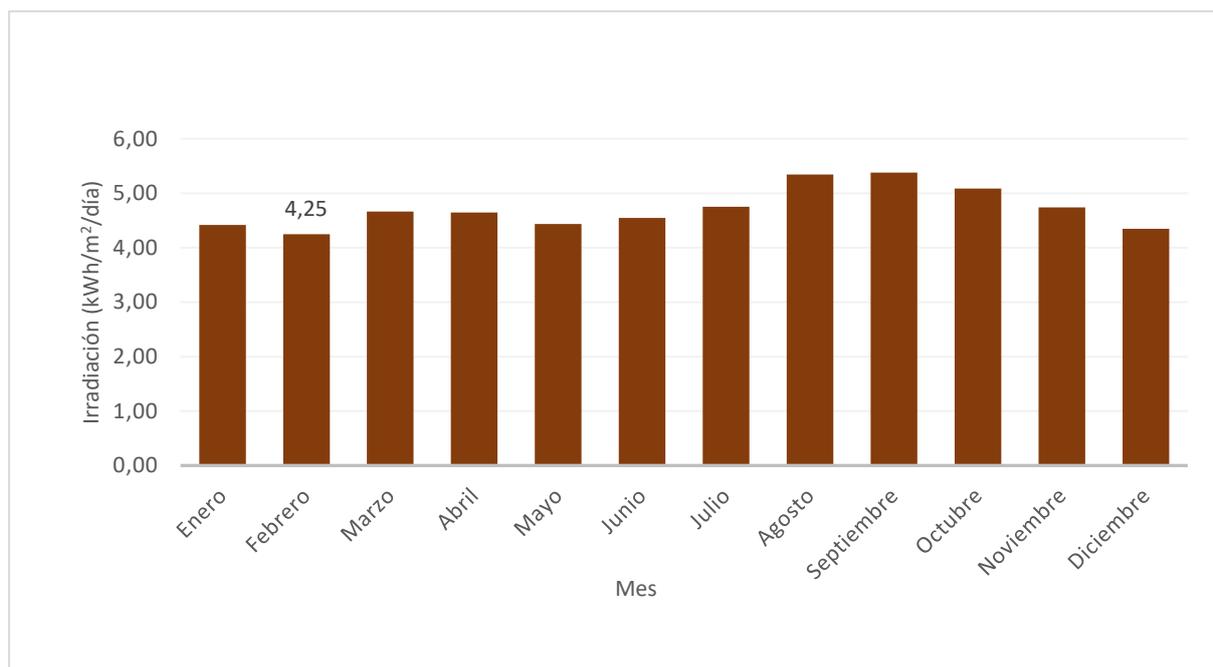


Figura 11.. Irradiación global media diaria a 10° de inclinación [20]

5.3 Demanda

Los edificios comunes ya tienen energía mediante paneles fotovoltaicos, además no hay iluminación de la vía pública, es por esto por lo que se va a dimensionar solo para una demanda doméstica.

Para calcular la demanda primero se establecen los posibles aparatos consumidores, dividiéndolos en corriente continua y corriente alterna.

Se han estudiado dos escenarios, con y sin refrigerador. El escenario que incluye el refrigerador o nevera es esperado en un futuro lejano, debido a las bajas rentas [63] y a que el entorno de la comunidad no dispone de este [37].

Es por esto por lo que se va a dimensionar la instalación para el escenario de demanda sin refrigerador.

1. Demanda de corriente continua

En la tabla 78 se ha estimado el número necesario de bombillas, o lo que es lo mismo, en CC (corriente continua) por tipo de vivienda.

	Estancias	Bombillas/ vivienda	Bombillas total viviendas	Potencia (Wp)
A	7	2	14	30
B	4	8	32	120
C	5	5	25	75
D	6	3	18	45

Tabla 78. Bombillas y su demanda en el poblado por vivienda y en total por tipo de vivienda. Estos serán las demandas en corriente continua de la comunidad

2. Demanda de corriente alterna

En la tabla 79 se pueden ver los aparatos consumidores de corriente alterna.

	Pot unitaria (Wh)	Nº casas	potencia (Wp)	horas/día	Energía (Wh)
Bombilla	-	100%	1.005	3	3.015
Cargador móvil	5	100%	110	1,5	165
TV	150	9% [63]	180	1	180
DVD	25	9% [63]	100	1	100
Nevera	350	68%	5.250	24	126.000

Tabla 79. Aparatos consumidores de corriente alterna y su penetración en la comunidad

5.3.1 Metodología

Debido a la diferencia en las horas de sol diarias, se ha separado el año en dos periodos, de septiembre a febrero y de marzo a octubre. Posteriormente se han estimado las demandas en periodos de una hora, para los cuatro tipos de vivienda, considerando los dos escenarios y estudiando el día típico entre semana y de fin de semana. Ver Anexo VIII.

Como esta demanda se va a usar para dimensionar todas las viviendas por igual, se va a tomar como referencia el caso con mayor demanda, este es el del tipo de vivienda b.

Los diferentes cálculos de demandas se pueden ver en el Anexo IX. El día promedio juntando ambos periodos se puede observar en la figura 12 donde los demandas llamados iniciales no incluyen refrigerador, mientras que los posteriores sí incluyen la presencia del refrigerador. Las letras indican los tipos de vivienda, con las luces que incluye cada uno.

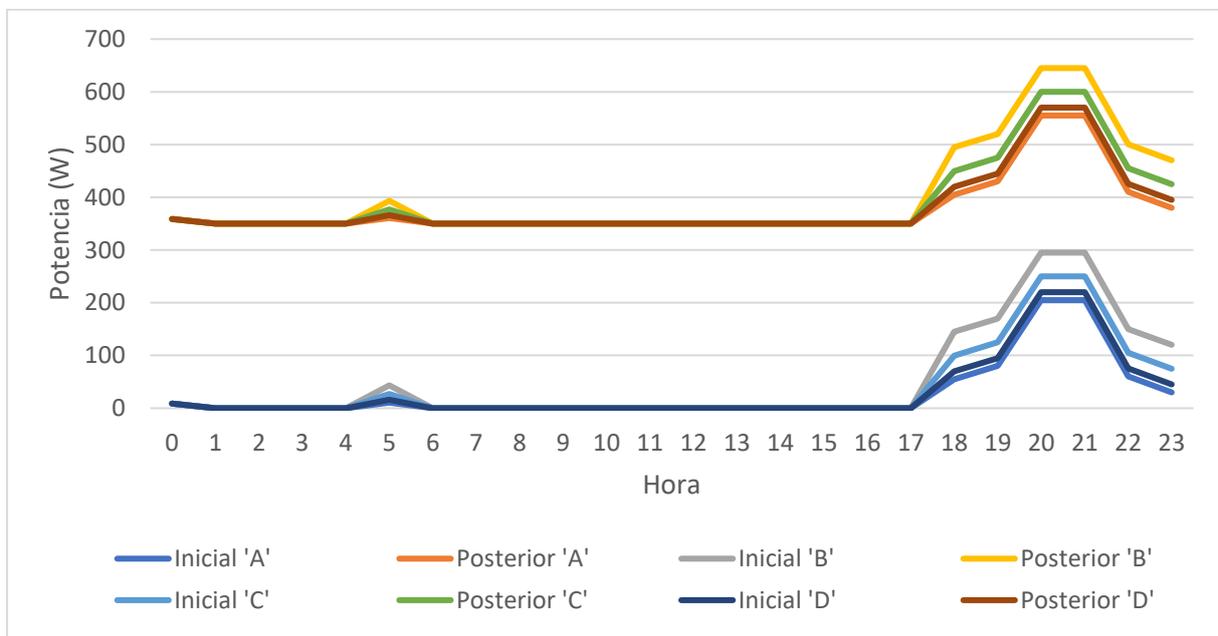


Figura 12. Demanda de un día promedio en ambos escenarios de demanda, con y sin refrigerador.

Una vez obtenido la demanda, se ha dividido entre corriente alterna y corriente continua. Realizando una tabla con la demanda diario por cada periodo, y, realizando una distinción entre tipos de viviendas. Además, se ha añadido un 20% de demanda, como margen de seguridad.

Tras esto se ha realizado una estimación de la energía requerida diaria en kWh teniendo en cuenta las eficiencias del sistema siguiendo la siguiente fórmula:

$$Demanda\ medio\ diaria = \frac{Demanda\ media\ CC + Demanda\ media * \frac{AC}{\eta_{inversor}}}{\eta_{Bateria} * \eta_{regulador} * \eta_{cable}}$$

Siendo $\eta_{Bateria} \approx 95\%$; $\eta_{inversor} \approx 90\%$; $\eta_{regulador} \approx 98\%$ y $\eta_{cable} \approx 99\%$

Los resultados de esta fórmula, divididos en día típico entre semana y fin de semana se pueden ver en las tablas 80 y 81. Las tablas con los cálculos para los meses de septiembre a enero, tanto para entre semana como para fin de semana, así como para el periodo de febrero hasta agosto, tanto para entre semana como para fin de semana están en el Anexo IX.

Entre semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
DN (kWh)	0,75	12,90	1,45	13,60	1,10	13,25	0,87	13,02
Máx (W)	205	555	295	645	250	600	220	570
DN (kWh)	0,77	12,68	1,58	13,48	1,17	13,08	0,91	12,81
Máx (W)	205	555	295	645	250	600	220	570
Septiembre-Enero (kWh)	135	2.335	263	2.462	199	2.398	157	2.356
Febrero-Agosto	142	2.333	290	2.481	216	2.407	167	2.358
DA (kWh)	277	4.668	552	4.943	415	4.805	323	4.714
DD (kWh)	0,8	12,8	1,5	13,5	1,1	13,2	0,9	12,9

Tabla 80. Demanda estimada entre de semana, en azul se representan los meses de septiembre a enero y en verde de marzo a agosto, en blanco el promedio de ambos; DM= demanda necesaria; DA = Demanda anual; DD = demanda diaria

Fin de semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
DN (kWh)	1,29	13,44	2,00	14,15	1,64	13,80	1,41	13,56
Máx (W)	205	555	295	645	250	600	220	570
DN (kWh)	1,29	13,44	2,00	14,15	1,64	13,80	1,41	13,56
Máx (W)	210	560	300	650	255	605	225	575
Septiembre-Enero (kWh)	234	2.434	361	2.561	298	2.497	255	2.455
Febrero-Agosto	238	2.474	367	2.603	303	2.539	260	2.495
DA (kWh)	472	4.907	729	5.164	600	5.036	515	4.950
DD (kWh)	1,3	13,4	2,0	14,1	1,6	13,8	1,4	13,6

Tabla 81. Demanda estimada en fin de semana, en azul se representan los meses de septiembre a enero y en verde de marzo a agosto, en blanco el promedio de ambos; DM= demanda necesaria; DA = Demanda anual; DD = demanda diaria

5.4 Elección de componentes

En este epígrafe se detallan los componentes utilizados, en el Anexo XI se pueden consultar sus fichas técnicas.

5.4.1 Paneles solares

Se han comparado diversos paneles solares hasta llegar al que tiene la relación potencia pico/precio más competitiva.

Se ha terminado optando por de la página de “Autosolar” de la marca *ERA*, de 400 Wp a un precio de 3.776 € el palé de 26 paneles. [64] El panel está a un precio de 145,23 €/panel. Esto hace un precio de 0,36 €/Wp. Sin embargo, se va a optar por comprar 2 pallets de 26 paneles por 4.021,56 € cada pallet, haciendo que cada panel por hogar cueste 182,8 €.

5.4.1.1 Estructura paneles solares

En lo referente a las estructuras de los paneles, al no disponer de los datos de inclinación de los tejados se ha decidido por escoger una estructura separada de la casa, en este caso un poste de una altura de 3 metros, con capacidad para 2 paneles.

Tiene una inclinación de 10º, aproximadamente similar a la latitud de Kitepampani y tiene un precio de 320,17 €. [65]

5.4.2 Baterías

Se han optado por decidir entre varias tecnologías de baterías, principalmente entre plomo y litio.

Dentro de las de plomo debido a la remotidad y la dificultad de acceso al pueblo, se han optado por las opciones sin mantenimiento, estas incluyen baterías de gel, AGM y OpzV.

Tanto las baterías de gel como las AGM tienen características similares, las de gel tienen el electrolito en forma de gel mientras que las AGM utilizan material absorbente para confinar el electrolito, ambas tienen bajas profundidades de descarga, teniendo las de gel mayor número de ciclos que las AGM, en torno a los 2.000 ciclos mientras que las de gel tienen en torno a 1.500 ciclos.

Sin embargo, las baterías OpzV, que son baterías estacionarias de plomo tubular con electrolito sólido en forma de gel tienen bajas profundidades de descarga, pero unos ciclos de carga mayores a otras tecnologías de plomo, en torno a los 3.000-5.500.

Las baterías de litio ofrecen las ventajas de las baterías OpzV, con un gran número de ciclos (en torno a 4.500-6.000) añadiéndole una mayor profundidad de descarga, en torno al 90-100 %).

Pese a todas las ventajas que ofrecen las baterías de litio, el precio es muy superior a las de plomo, es por esto por lo que se ha optado por la tecnología OpzV, ya que ofrecen buenas características a un precio reducido. Dentro de esto debido al dimensionamiento que se verá en los siguientes epígrafes se ha optado por las baterías de 2 V y 1110 Ah de Tensite (8 OpzV 800 2V 1110Ah C100). La venta es en la tienda de “Autosolar”. [66] Cada batería en la tienda “Autosolar” cuesta 387,20 € es decir, cada instalación son 2.323,2 €.

5.4.3 Regulador de carga

El regulador elegido es el regulador de la tienda “Autosolar” ‘Regulador MPPT 150V 60ª LCD 12/24/48V’. El precio de este regulador es de 302,11 €. Al tener el regulador de carga una vida útil entre 8 y 10 años Es por esto que se comprarán 3 dispositivos para reemplazarlos en el año 8 y en el año 16. El precio total de los inversores es de 906,33 €.

Los motivos de la elección están descritos en los epígrafes siguientes. [67]

5.4.4 Inversor

En cuanto al inversor se ha elegido por ser compatible con la instalación.

En la misma tienda, “Autosolar”, se decidió por el inversor Victron Phoenix 12 V 1.200 VA, pues este inversor permite elegir la frecuencia de red de 60 Hz (usada en Perú) y un voltaje de 220V. Este inversor tiene un precio de 366,98 €. Se va a comprar dos componentes para sustituirlo a los 12 años y medio de la instalación, por lo que el precio total de inversores es de 733,96 €. [68]

5.5 Cálculo de la instalación

5.5.1 Cálculo de paneles solares

El número de paneles se estima de esta manera:

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Consumo diario mes crítico}}{\text{Potencia max paneles} * \text{HPS} * \text{FGF}}$$

Siendo el FGF el factor global de funcionamiento, en el cual por defecto usaremos 0,9; HPS las horas solares en febrero; 4,25 y en cuanto a la demanda del mes crítico, al estar febrero en la frontera entre los dos bloques de demanda simulados, se ha decidido utilizar la demanda medio mensual diario. Sin embargo, se ha encontrado conveniente ponerse en la peor situación, usando la demanda del fin de semana.

En cuanto al panel solar se ha elegido de 400 Wp.

Se va a proponer la instalación para el caso inicial, pues como se comentó previamente, no se prevé la incorporación de refrigeradores en un futuro próximo.

Al ser la proporción de hogares aproximada se ha decidido hacer un diseño aplicable a todas las viviendas de la casa. Por ello, se ha decidido instalar 2 paneles por vivienda, tomando los casos B y C como referente. En la tabla 82 se pueden consultar los resultados de número de paneles por vivienda.

Fin de semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
DA (kWh)	472	4907	729	5164	600	5036	515	4950
DD (kWh)	1,293	13,445	1,996	14,148	1,645	13,796	1,410	13,562
Nº	0,9	8,8	1,3	9,3	1,1	9	0,9	8,9

Tabla 82. Cálculo del número de paneles (DA = demanda anual; DD = demanda diaria; N.º = Número de paneles)

En cuanto a los paneles se ha realizado un estudio similar al de Bufe Pozo, y se ha decidido por la página de “Autosolar” de la marca ERA, de 400 Wp a un precio de 3.776 € el palé de 26, del cual se comprarían dos palés guardando los 8 paneles sobrantes para recambios o ampliaciones futuras. Este panel tiene una eficiencia del 20,17, Un voltaje de máxima potencia (V_{MPP}) de 41,7 V, una intensidad de máxima potencia (I_{MPP}) de 9,60 A, un voltaje de circuito abierto (V_{OC}) de 49,8 V y una intensidad de cortocircuito (I_{SC}) de 10,36 A.

5.5.2 Baterías

En cuanto a las baterías se ha procedido a dimensionar. Para ello se han tomado los valores de carga de la demanda, sin el margen de seguridad, pues hay que tener en cuenta que ya está todo sobredimensionado, además se va a estimar para días entre semana, todo esto con el objetivo de ahorrar costes. Esto significa que se va a estimar para la demanda desde 550 hasta 1.500 W. Asegurando el cumplimiento de la demanda mayor.

La fórmula para dimensionar las baterías es la siguiente:

$$Capacidad (kWh) = \frac{Consumo (kWh) * N^{\circ}días autonomía}{DOD (\%)}$$

La autonomía de las baterías escogidas varía según la demanda.

Para una demanda de 850 Wh, correspondiente a más de la mitad de las viviendas, con una profundidad de descarga del 30 % la autonomía será de 4 o 5 días

Para, una demanda de 1.200 Wh, con una profundidad de descarga del 30 %, las baterías dispondrán de poco menos de 4 días de autonomía.

El tipo de hogar b, tiene la mayor demanda, (hay que recordar que este caso de demanda es extremo, ya que está sobreestimado y solo se presenta en un número reducido de casas). Su demanda media diaria es de 1.600 Wh. Con esta una profundidad de descarga del 55 % esta batería tendría una autonomía de 4 días.

Se ha optado por las baterías de 2 V y 1.110 Ah de Tensite (8 OpzV 800 2V 1.110Ah C100) por la buena adaptación de su capacidad a los diferentes escenarios.

La tensión del sistema elegida y con la que se ha optimizado la capacidad de las baterías elegida es de 12 V, correspondiente a seis de estas baterías en serie. Estas baterías tienen un gran número de ciclos de vida, en el peor de los casos expuestos, con una profundidad de descarga del 55 %, de alrededor de 3.100 ciclos. En la situación más común, con una demanda de 1.200 Ah, tendrá una profundidad de descarga del 40 %, tiene una vida de 4.500 ciclos.

Cada día se producen como máximo 3.000 Wh al día, mientras que la capacidad de las baterías es de 13.320 Wh. Esto son 0,225 ciclos por día, lo que hace 82,1 ciclos al año y aproximadamente 2.000 ciclos durante la vida del proyecto de 25 años. Esto al estar por debajo de su diseño, significa que aún en el peor de los casos, no será necesario reemplazar las baterías durante la vida del proyecto.

Estas baterías están diseñadas para trabajar como se ha comentado a baja profundidad de descarga y para funcionar con 4 ó 5 días de autonomía en tiempos con varios días encadenados de mal tiempo. Cada batería en la tienda “Autosolar” cuesta 387,20 € es decir, cada instalación son 2.323,2 €. Este representará el coste más elevado de la instalación.

Una vez elegida las baterías se procede a elegir el regulador que conecte los paneles solares a las baterías. Se ha buscado un regulador MPPT, al ser la tensión de los paneles diferentes a la tensión del sistema, además este sistema MPPT se encargará en todo momento de encontrar el punto de mayor potencia de los paneles.

El regulador elegido es el regulador de la tienda “Autosolar” ‘Regulador MPPT 150V 60ª LCD 12/24/48V’ este regulador permite una tensión máxima de 150 V y tiene un rango de funcionamiento de MPPT desde 14 a 120 V. Este regulador tiene una entrada máxima de fotovoltaica de 800 W a 12 V de tensión de baterías y de 1.600 W a 24 V. En este caso funcionará a 12 V con lo cual los paneles a instalar están correctamente dimensionados. Este regulador tiene una salida de carga en corriente continua a 20 A, interesante para instalar la iluminación de las casas, la corriente de carga de las baterías es de hasta 60 A. El precio de este regulador es de 302,11 €.

5.5.3 Cableado

Una vez elegidos los equipos, se va a dimensionar los cables para equipos.

5.5.3.1.1 Tramo paneles-regulador

En el cable del panel al regulador, al estar los dos paneles en serie, la intensidad que debe soportar es de 10,36 A. La fórmula para elegir la sección es:

$$S = \frac{2 * Longitud * Intensidad}{Conductividad\ cobre_{20^{\circ}} * \Delta V (caida\ de\ tensión\ admisible)}$$

La conductividad de cobre a 20°C es de $56 \frac{m}{W * mm^2}$, la caída máxima admisible de acuerdo con IEA [69] entre los paneles y el regulador es del 3% de la tensión del sistema (12 V), en este caso es de 0,36 V.

La longitud estimada será de 5 metros, sin embargo, para ser conservadores se pondrá de 8 metros.

$$S = \frac{2 * 8 * 10,36}{56 * 0,36} = 8,22\ mm^2$$

Se elige el valor normalizado inmediatamente superior, que es de 10 mm². Se instalarán 8 metros de cable a un de 2,01 €/m, con un total de 16,08 € en la tienda “Autosolar” [70]. Al ser cable positivo y negativo será de 32,16 €.

5.5.3.1.2 Tramo regulador-carga corriente continua

En lo referente a los cables entre el regulador y la carga, el manual del inversor sugiere 6 mm² entre el regulador y la carga de corriente continua Se calcula sobredimensionando 3 metros (para que haya cable de sobra) de cable de 6 mm² a un precio de 1,80 €/metro, hace un total de 5,40 € en la tienda “Autosolar” [71].

5.5.3.1.3 Tramo regulador-baterías

En lo referente a los cables entre el regulador y las baterías el manual del inversor sugiere 25 mm² entre el regulador y las baterías. El cable entre regulador y baterías, se calcula la compra de 3 metros, de 25 mm² a un precio de 3,09 €/metro, con un total de 9,27 € en la tienda Leroy Merlin [72].

5.5.3.1.4 Tramo baterías-inversor

En lo referente al cable entre las baterías y el inversor. La potencia máxima del inversor en picos es de 2.200 Watios, sin embargo, esta potencia nunca se va a alcanzar, sin embargo, debido a posibles picos de potencia de determinados aparatos instalados en el futuro. Se va a dimensionar para 1.500 W. La distancia entre las baterías y el inversor se calcula corta, en torno al metro y medio. La caída de tensión máxima admisible de acuerdo con IDAE [69] es del 1%, que de 12 V es de 0,12 V.

$$S = \frac{2 * 1,5 * 125}{56 * 0,12} = 55,8 \text{ mm}^2$$

El valor normalizado inmediatamente superior es de 70 mm² que es el que se usarán cables de 1,5 metros con un precio total 32,88 €/m a un precio total de 49,32 € en la tienda 'Technosun' [73].

5.5.3.1.5 Tramo inversor-carga corriente alterna

El cable que conectará el inversor con la carga tendrá que soportar 1.500 W como se ha mencionado anteriormente, la tensión será de 220 V, con lo que la intensidad a soportar será de 6,8 A. La caída de tensión máxima admisible es del 3%, esto es 6,6 V.

$$S = \frac{2 * 2 * 6,8}{56 * 6,6} = 0,07 \text{ mm}^2$$

Sin embargo, se van a usar cables de 2,5 mm², a un precio de 3,04 €/metro [74] que incorpora positivo, negativo y cable de tierra. Unos 5 metros serán 15,20 €.

5.5.3.1.6 Toma de tierra

En cuanto a protecciones a tierra se va a poner la estructura de los paneles a tierra con un cable de 35 mm², además se pondrá la instalación de alterna a la salida del inversor a tierra también. 5 metros de cable de tierra para la estructura de los paneles costarán 42,70 € [75].

5.5.3.1.7 Resumen

El coste total de los cables por vivienda es de 154,05 €. Se puede consultar desglosado en la tabla 83.

Tramo	Componentes	Metros	precio metro	Total	Referencia
Paneles – regulador	Cable 10 mm ²	16	2,01 €	32,16 €	[70]
Regulador – CC	Cable 6 mm ²	3	1,80 €	5,40 €	[71]
Regulador – batería	Cable 25 mm ²	3	3,09 €	9,27 €	[72]
Batería – inversor	Cable 70 mm ²	1,5	32,88 €	49,32 €	[73]
Inversor – CA	Cable 2,5 mm ²	5	3,04 €	15,20 €	[74]
Cable tierra	Cable 35 mm ²	5	8,54 €	42,70 €	[75]
TOTAL				154,05 €	

Tabla 83. Resumen de los precios del cableado

5.5.4 Protecciones eléctricas

Tras esto se va a dimensionar las distintas protecciones eléctricas. Con el objetivo de aumentar la seguridad se va a facilitar la desconexión de cada una de las partes de la instalación.

5.5.4.1.1 Tramo paneles-regulador

En el tramo entre los paneles y el regulador se va a instalar un fusible de 16 A, para proteger el regulador, así como un desconectador de carga. Ambas cosas las hará un mismo dispositivo que se vende en 'Technosun' y tiene un precio de 89,61 € [76], el fusible será de medida 10x38 y tendrá un precio de 0,84 € en la tienda "Electrosumi" [77]. Se compran 3 por un precio de 2,52 € para tener reemplazos. El precio de este tramo es de 92,13 €.

5.5.4.1.2 Tramo regulador-carga corriente continua

En el tramo entre el regulador y a la carga de corriente continua llevará también un fusible y un desconectador de carga, el fusible será de 20 A. Ambas cosas las hará un mismo dispositivo que se vende en 'Technosun' y tiene un precio de 89,61 € [76], el fusible será de medida 10x38 y tendrá un precio de 0,72 € en la tienda "ElectroSumi" [78]. Se compran 3 por un precio de 2,16 € para tener reemplazos. El precio de este tramo es de 91,77 €.

5.5.4.1.3 Tramo regulador-baterías

Entre el regulador y las baterías se usará un fusible de 63 A, este se insertará dentro de un portafusibles ubicado en el cable positivo de la línea. El porta fusible cuesta 19,06 € en "Autosolar". El fusible es de 22x58 y cuesta 1,65 € en la tienda ElectroSumi [79], se compran 3 por un precio de 4,95 € para tener reemplazos. Además de esto se adquiere un disyuntor de que cuesta 26,22 € en "Autosolar" [80].

El precio total de este tramo es de 50,23 €.

5.5.4.1.4 Tramo baterías-inversor

Entre las baterías y el inversor se usará un fusible de 150 A, este se insertará dentro de un portafusibles modelo 'ANL' ubicado en el cable positivo de la línea. El portafusibles cuesta 6,86 € en "Autosolar" [50] y el fusible cuesta 15 € en la tienda 'Todoensolar' [51], donde se adquieren dos para tener reemplazos, por un precio de 30 €. Además de esto se adquiere un disyuntor de carga que cuesta 26,22 € en "Autosolar" [80].

El precio total de este tramo es de 63,08 €.

5.5.4.1.5 Tramo inversor-carga corriente alterna

En la parte de alterna se va a instalar un magnetotérmico de 6 A, con un coste de 40,75 € [81] y un diferencial de 182,43 € en "Autosolar" [82].

El precio total de este tramo es de 223,18 €.

5.5.4.1.6 Otros

Se incluyen en el diseño una caja de conexión para las protecciones de los paneles a un precio de 6,66 € [83] y otra para 8 conexiones con un precio de 24,3 € [84] que unirá paneles, regulador y baterías. Ambas en la tienda de “Autosolar”.

Además de un rollo de tubo corrugado para la conexión de los paneles al regulador por un precio de 10,29 € para las 22 viviendas, lo que hace un precio de 0,47 € por hogar [85].

En total esta categoría tiene un precio de 31,43 €.

5.5.4.1.7 Resumen protecciones

En la tabla 84 se pueden observar las protecciones del sistema.

Tramo	Componente	Precio	Referencia	Total por tramo
Paneles – regulador	Portafusible y seccionador paneles	89,61 €	[76]	92,13 €
	Fusible 16 A	2,52 €	[77]	
Regulador – CC	Portafusible y seccionador paneles	89,61 €	[76]	91,77 €
	Fusible 20 A	2,16 €	[78]	
Regulador – batería	Portafusibles	19,06 €	[86]	50,23 €
	Fusible 63 A	4,95 €	[79]	
	Desconectador	26,22 €	[80]	
Batería – inversor	Fusible baterías – inversor	30,00 €	[51]	63,08 €
	Desconectador baterías	26,22 €	[80]	
Inversor – CA	Portafusible ANL	6,86 €	[50]	223,18 €
	Magnetotérmico AC Diferencial	40,75 € 182,43 €	[81] [82]	
Otros	Caja de conexión	24,30 €	[84]	31,43 €
	Caja de conexión	6,66 €	[83]	
	Tubo corrugado	0,47 €	[85]	
TOTAL		551,82 €		

Tabla 84. Precio de protecciones eléctricas por vivienda

5.5.5 Estructura

En lo referente a las estructuras de los paneles, al no disponer de los datos de inclinación de los tejados se ha decidido por escoger una estructura separada de la casa, en este caso un poste de una altura de 3 metros, con capacidad para 2 paneles.

El precio de la estructura es de 320,17 € en la tienda de “Autosolar” [65].

5.6 Comprobación utilizando software HOMER

Se han introducido los datos en HOMER y se ha validado el funcionamiento de la instalación. La demanda con la instalación actual se cubriría al 100%.

5.7 Diagrama de instalación

Con todo el diagrama simplificado de la instalación queda retratado en las ilustraciones 16, 17 y 18. Asimismo en planos se puede consultar.

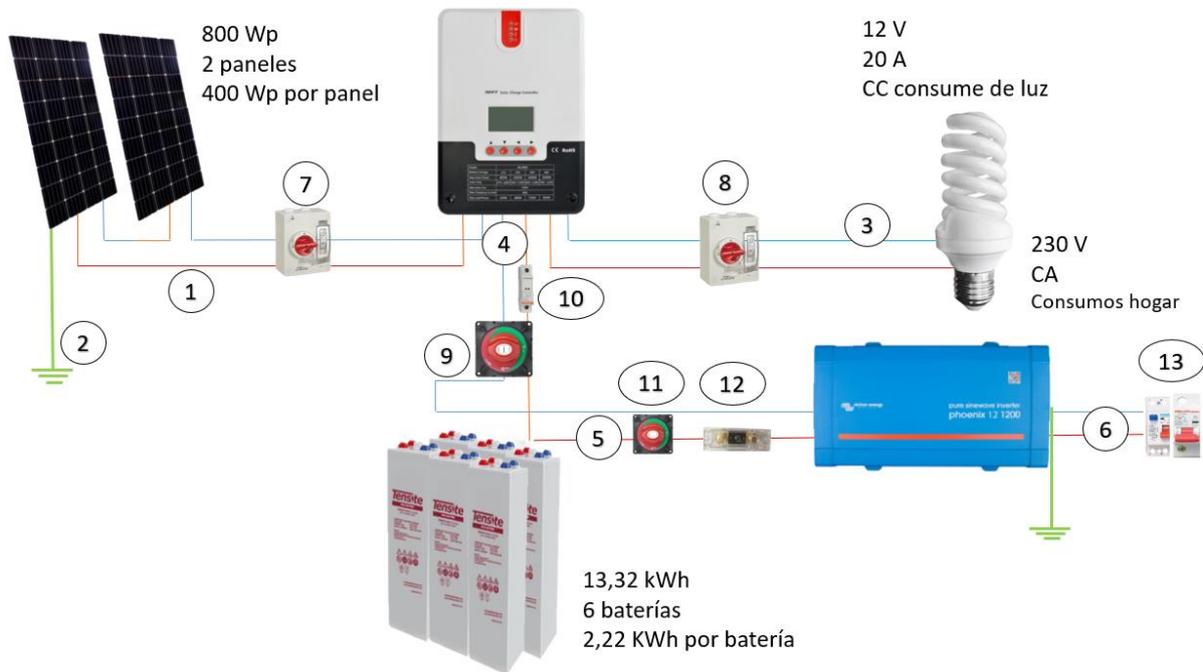


Ilustración 17. Diagrama de instalación con fotografías. El código se puede consultar en la sección de planos

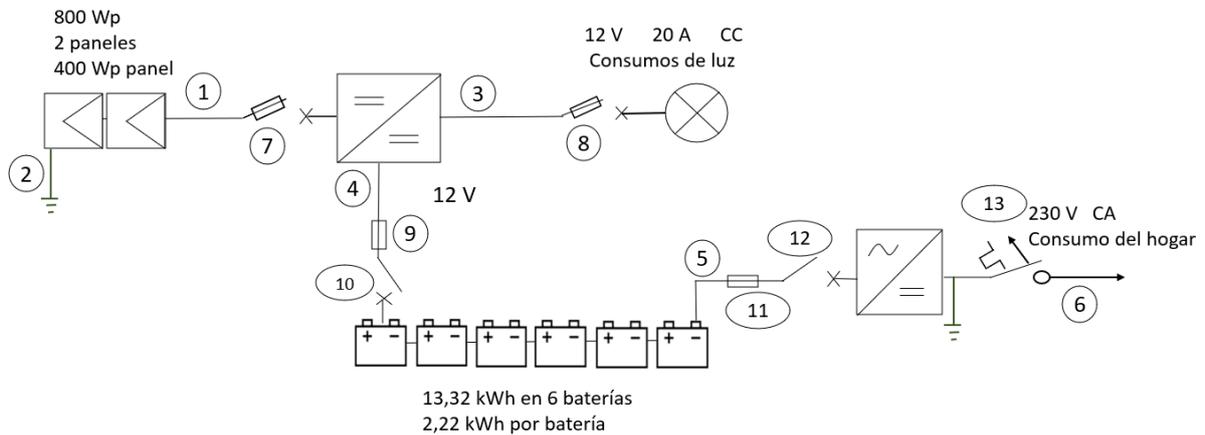


Ilustración 18. Diagrama unifilar de la instalación

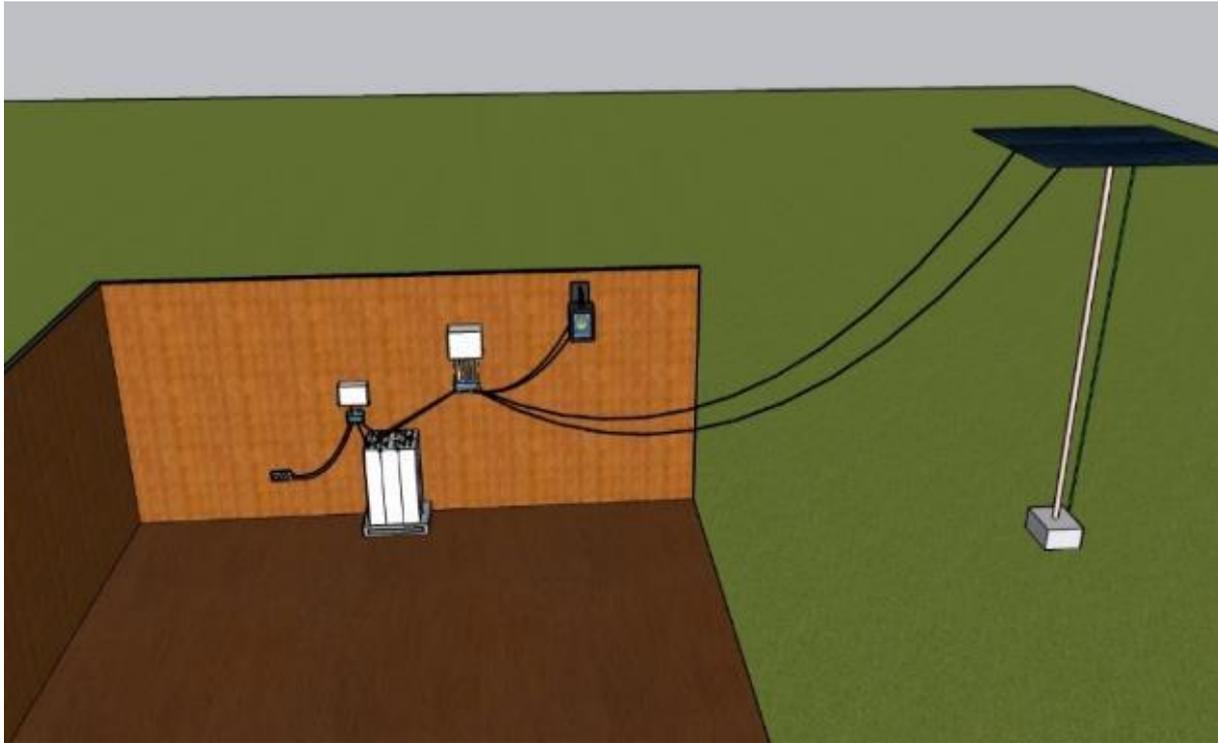


Ilustración 19. Simulación en 3D de una posible instalación dentro de un hogar realizado con Sketchup

Se prevé una sustitución de las baterías, regulador e inversor a los 13 años

5.8 Transporte

La compra de todos estos componentes se realizaría en España y posteriormente se exportarían, ya que aquí es más barato. La alternativa, más parecida y aceptable con compra en Perú (dónde únicamente las baterías con un precio son de 7.000€ por vivienda), resultaría mucho más caro que la instalación completa comprada en España (4.300€ aproximadamente).

Para calcular los gastos de transporte debemos diferenciar entre tres tipos correspondiente a los diferentes tramos del transporte: marítimo, terrestre y fluvial.

1. Transporte marítimo

Para el transporte marítimo, se van a enviar los componentes desde España y el puerto de partida del contenedor sería desde Barcelona (puerto más barato) hasta el puerto de Callao, muy cerca de Lima, Perú.

Para el envío en barco hay dos opciones, un contenedor de 20 ó 40 pies. El primero tiene unas dimensiones (Largo x Ancho x Alto) de 5,89 x 2,35 x 2,36 metros, mientras que el de 40 tiene unas dimensiones de 12,05 x 2,35 x 2,36 metros. Se va a estudiar la dimensión del cargamento para ver que contenedor habría que usar.

Cada pack de 6 baterías mide 0,573 x 0,63 x 0,68 metros, esto hace que las baterías para toda la comunidad ocupen un total de 1,26 x 2,292 x 2,034. Cada palé de paneles ocupa 2 x 1 x 1, ocupando

ambos un total de 1 x 2 x 2 metros. Los demás componentes juntos ocupan menos de lo necesario para llenar un contenedor de 20 pies.

Se calculan los costes de envío a través de la página [54]. El puerto más barato de España desde donde enviar se encuentra en Barcelona. Se debe introducir el valor de la mercancía ya que hay una opción de asegurar los bienes. Este es aproximadamente de 113.650 \$.

El precio sin asegurar es de 2.148,49 \$ y asegurado de 3.341,81\$, aproximadamente 2.773,7 €.

2. Transporte terrestre

El transporte terrestre se encargará de transportar la carga desde el puerto hasta la ciudad con carretera más cercana, Atalaya, capital de Ucayali. El trayecto es largo, de 665 km, con un tiempo estimado de 14 h 20 min [13]. No hay muchas empresas que realicen este recorrido, de hecho, solo se ha encontrado una, Chexpress [55]. El precio que ofrece esta empresa es por kg o por metro cúbico, en este caso se va a usar el precio por kg, ya que se ha calculado por ambos medios y este es el más caro.

En el caso de los paneles, cada palé pesa 600 kg. Con lo que los 2 pesan 1.200 kg.

El peso aproximado de las estructuras de fijación de los paneles solares es de 300 kg.

Las baterías, inversores y reguladores de carga, junto a los cables pesan en total alrededor de 9.000 kg.

En total la masa de los componentes es de 10.500 kg, esto a 1,6 PEN/kg hace un total de 16.800 PEN, que corresponden aproximadamente a 3.696 €.

3. Transporte fluvial

El transporte fluvial se hará a través del río Urubamba desde la ciudad de Atalaya, la distancia en barco es de 250 kilómetros [57]. El transporte se debe hacer en temporada de lluvias.

En este caso es más complicado encontrar empresas, ya que solo se publicitan localmente. Se ha estimado el precio a través de [58], en dicha fuente se calcula un precio para 250 kilómetros, en el río Ucayali de 262 PEN/ton, esto en este caso sería de 2.751 PEN, aproximadamente 605 €.

A pesar de que esta información es para el río Ucayali (río que baña Atalaya, donde nace formado por el Urubamba y el Tambo), es el más aproximado del que se dispone.

Los precios totales del transporte se incluyen en la tabla 85.

El precio total del transporte es de 7.074,7 €.

Tipo de transporte	Precio (€)
Marítimo	2.773,70
Terrestre	3.696
Fluvial	605
Total materiales iniciales	7.074,70

Tabla 85. Desglose de costes de transporte

El precio total del transporte es de 7.074,7 €.

5.9 Mano de obra

5.9.1 Instalación inicial

La mano de obra se ha calculado para la instalación de toda la comunidad. Se calculó a partir del generador de precios de CYPE Perú, donde calcula que, para el departamento de Cuzco, en una obra rural con difícil acceso el precio de un operario instalador de paneles solares 4,90 €/la hora , mientras que el precio de un oficial instalador es de 3,29 €. Estos precios son iguales a los de operario y oficial electricista. [49]

Suponiendo que tardasen en realizar la instalación 15 días y pagando las 24 horas, resulta un precio de 2.948,4 €, a esto se añade el precio de 5,5 €/persona al día en cuestión de dietas se sumarían 165 €, y en lo referente al transporte es aproximadamente 55 €. Con esto salen alrededor de 3.168,4 € la instalación.

5.9.2 Cambio de regulador año 8

En este caso la mano de obra se calcula para 2 días, de lo que resulta un total de 392,12 € de salario de los trabajadores, 22 € de dietas y 55 € de transporte, concluyéndose un total de coste de mano de obra de recambio de componentes de alrededor de 470,12 €.

5.9.3 Cambio de inversor año 12

En este caso la mano de obra se calcula para 2 días, de lo que resulta un total de 392,12 € de salario de los trabajadores, 22 € de dietas y 55 € de transporte haciendo un total de mano de obra de recambio de componentes de alrededor de 470,12 €.

5.9.4 Cambio de regulador año 16

En este caso la mano de obra se calcula para 2 días, de lo que resulta un total de 392,12 € de salario de los trabajadores, 22 € de dietas y 55 € de transporte haciendo un total de mano de obra de recambio de componentes de alrededor de 470,12 €.

5.9.5 Resumen de mano de obra

Con lo expuesto la mano de obra se eleva a 4.578,76 €. Se puede consultar un desglose en la tabla 86

Instalación inicial	
Mano de obra	2.948,40 €
Dietas	165,00 €
Transporte	55,00 €
Total instalación inicial	3.168,40 €
Instalación año 8	
Mano de obra	393,12 €
Dietas	22,00 €
Transporte	55,00 €
Total recambio de componentes	470,12 €
Instalación año 12	
Mano de obra	393,12 €
Dietas	22,00 €
Transporte	55,00 €
Total recambio de componentes	470,12 €
Instalación año 16	
Mano de obra	393,12 €
Dietas	22,00 €
Transporte	55,00 €
Total recambio de componentes	470,12 €
TOTAL MANO DE OBRA	4.578,76 €

Tabla 86. Resumen de costes de mano de obra

5.10 Estudio económico

5.10.1 Materiales

El precio total de los materiales se estima en torno a los 5.300 € por casa, a los que habría que sumarle el transporte y la mano de obra. En lo referente al regulador se compran 3 dispositivos por hogar para el cambio en el año 8 y 16 y el inversor se compra por duplicado para cambio en el año 12,5. En material el precio total sería de 116.592,8 €.

El desglose de precios se puede ver en la tabla 87 así como en la figura 13. Las baterías suponen más de la mitad del precio de la instalación, mientras que las protecciones y el inversor son los siguientes elementos con mayor coste.

Materiales	
Protecciones	551,82 €
Cables	154,05 €
Estructura	320,17 €
Baterías	2.323,20 €
Regulador	906,33 €
Panel	365,60 €
Inversor	733,96 €
TOTAL	5.355,12 €

Tabla 87. Precio total de los materiales iniciales por hogar

Como se ha comentado el coste de materiales por vivienda es de 5.355,12 €, mientras que el de toda la comunidad es de 117.812,73 €.

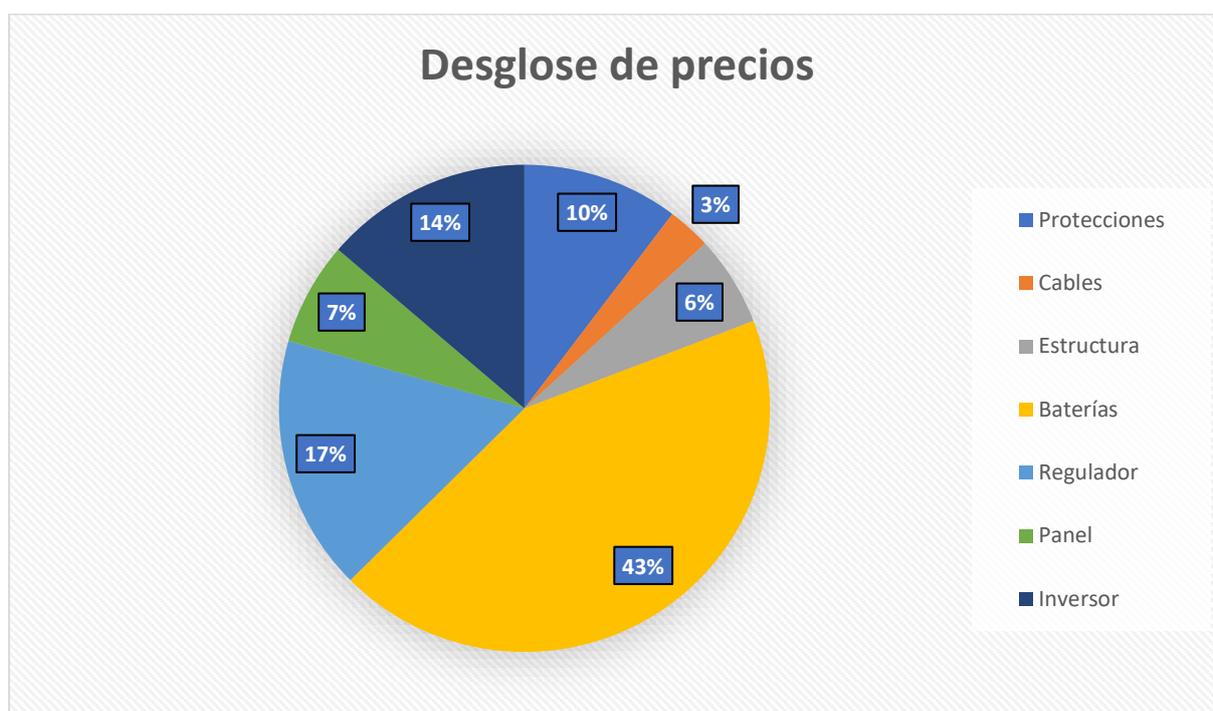


Figura 13. Desglose de precios de materiales iniciales

5.10.2 Coste del proyecto

El desglose de precios se reparte según la figura 14 y la tabla 88, constituyendo los materiales la mayor parte de la inversión.

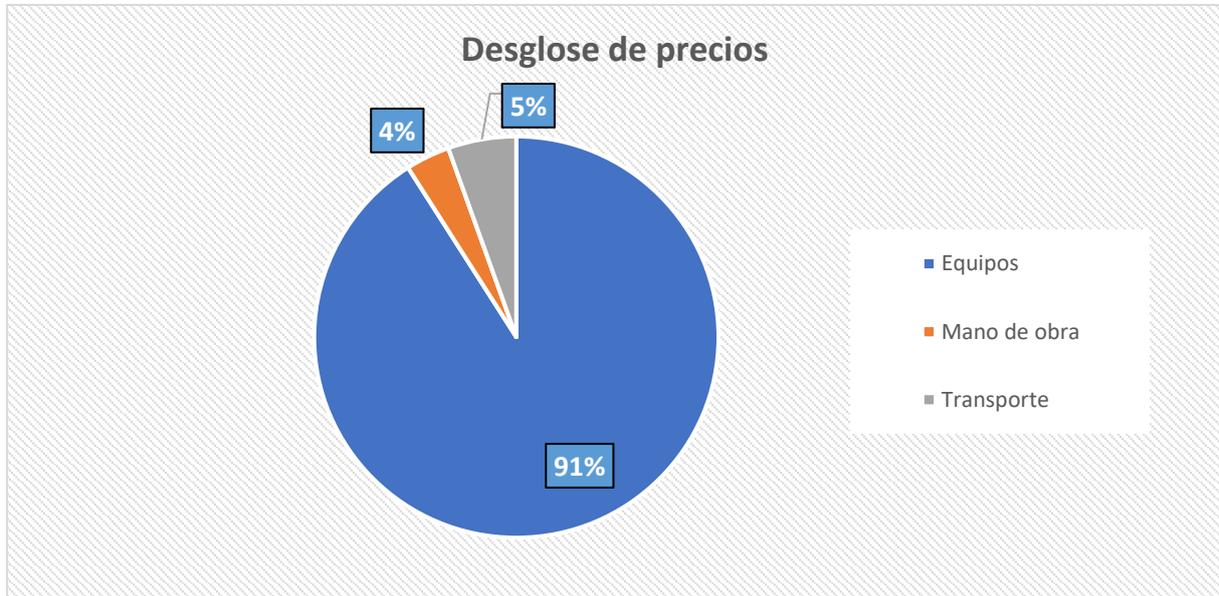


Figura 14. Desglose de precios de la instalación

TIPO	Precio
Equipos	117.812,73 €
Mano de obra	4.578,76 €
Transporte	7.074,70 €
TOTAL	129.466,19 €
Margen seguridad (+20%)	155.359,43 €

Tabla 88. Desglose de precios del proyecto

Como se puede ver, el precio total de la instalación es de 128.246,25 €, sin embargo, debido a la gestión de riesgos, se va a añadir un 20 % más de presupuesto de precio para hacer frente a cualquier imprevisto. Con esto el coste total del proyecto queda alrededor de los 150.000 €, con un precio de 153.895 €.

5.10.3 Coste de la energía (LCOE)

El LCOE se define como 'levelized cost of energy' (coste nivelado de la energía), que mide el coste total de la central de energía por la energía entregada. Se define con esta fórmula:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Siendo “n” el número de años en este caso 25 y “t” el año en cuestión, que va del 1 al 25, “I” la inversión inicial, “M” costes de operación y “F” costes de combustibles. “E” es la energía producida durante un año y “r” es la tasa de descuento. La tasa de descuento se define como $r = \frac{i}{1+i}$ siendo i la tasa de interés.

La tasa de descuento usada se ha calculado como la media de las tasas de interés de los últimos 5 años. Estas se han calculado a través de las tasas de interés del banco central de Perú. [35] La tasa media de descuento “r” es de 2,5 %, como se puede observar en la tabla 89. Esta es la que se usará en el cálculo del LCOE.

Tasa de descuento	
2017	4,1%
2018	2,9%
2019	2,7%
2020	2,4%
2021	0,2%
MEDIA	2,5%

Tabla 89. Tasas de descuento de los últimos 5 años del banco central de Perú y la media de estas usada en los cálculos del LCOE [35]

La energía producida es de 3 kWh diarios, lo que supone 24.552 kWh anuales.

Con todo esto, el LCOE del proyecto para una duración de 25 años es de 0,33 €/kWh. Este valor es aceptable, y comparable con otras instalaciones similares. [39] [60] [61]

5.11 Conclusiones

El diseño realizado para la población de Kitepampani beneficiaría a los 80 habitantes de esta comunidad nativa, distribuidos en 22 viviendas.

Para ello se ha propuesto un diseño que abastecería a cada vivienda por separado. Este constaría de 2 paneles solares de 400 Wp, resultando un total de 800 Wp y 6 baterías de 1.110 Ah y 2 V en serie, haciendo una tensión del sistema de 12 V. Las baterías están conectados a los paneles mediante un regulador de carga de 800 Wp, a estas a su vez está conectado el inversor de 1.200 VA. Desde el regulador de carga hay una salida en corriente continua de 20 A. para la iluminación otras carga en corriente continua y desde el inversor se provee de corriente alterna a la vivienda.

La demanda varía según la vivienda, ya que están divididas en diferentes tipos, alcanzando el tipo de vivienda de mayor demanda diaria los de 1,7 kWh. La energía producida es de 3 kWh diarios, lo que supone 24.552 kWh anuales. Esta energía producida es mayor a la demandada para asegurar el suministro, ya que al ser una instalación basada en energía fotovoltaica depende de la climatología, la autonomía de la batería varía según el tipo de vivienda, siendo 4 días de autonomía la que menor tiene. El coste de la energía es de 0,33 €/kWh para una instalación de 25 años.

El coste total de los materiales por vivienda es de 5.355 €, mientras que el precio total de la instalación en la comunidad asciende a 155.359 € incluyendo un 20 % de sobrecostes (este precio excluye el diseño).

En definitiva, se concluye la viabilidad de realizar un proyecto de este tipo, como nos indica el 'LCOE', a pesar de las condiciones adversas como la lejanía de la comunidad y que la mejora en la calidad de vida de la población no solo se reflejaría en una vida más fácil para la población sino en un avance en su desarrollo tecnológico y por ende de prosperidad, dentro de la utilización y aprovechamiento de la energía sostenible.

6 Análisis comparativo de las dos instalaciones

En este trabajo fin de máster se ha realizado un análisis de dos sistemas energéticos que buscan proveer de una fuente de energía fiable a dos comunidades nativas en la región de la Selva amazónica peruana. A pesar de compartir ubicación estas dos comunidades y sus sistemas tienen varias diferencias.

En lo referente a la demografía Bufo Pozo es una comunidad relativamente grande, con 1.000 habitantes y 300 viviendas, mientras que Kitepampani es más pequeña, tiene alrededor de 80 personas distribuidas en 22 viviendas.

Hay también una diferencia en la situación, ya que Bufo Pozo se encuentra en la ribera del río Urubamba, un río grande y relativamente transitado, a 2 horas de una ciudad con carretera. Sin embargo, Kitepampani está en un río más pequeño, más inaccesible con horas de distancia en barco a una ciudad con conexión de carretera. Esto ha tenido impacto tanto en la demografía, como en la riqueza, ya que Kitepampani tiene menos riqueza que Bufo Pozo, lo que les da menores oportunidades de compra de componentes y por tanto de la modernización y desarrollo.

Estas diferencias en la demografía y accesibilidad de las comunidades han hecho que haya diferencias sustanciales entre ambos diseños.

La principal diferencia es que mientras Bufo Pozo ha sido diseñado con un sistema centralizado, Kitepampani lo ha sido con un sistema diferenciado por vivienda.

Bufo Pozo es más conveniente que tenga un diseño centralizado ya que la energía a suministrar es elevada, por lo que permite que se barajen la utilización de otras energías como puede ser la hidrocínética.

Al ser muy grande la energía demandada, es más factible realizar un diseño unificado que provea energía a toda la comunidad, además las baterías que se tendrían que instalar en Bufo Pozo, de ser instaladas en cada vivienda ocuparían mucho más terreno que baterías más grande (o con un diseño de almacenamiento más compacto) como la obtenida. Por el contrario, en Kitepampani, se ha optado por enfrentar una demanda más modesta, y hacer instalaciones por cada vivienda, ya que requiere de menor mantenimiento en general (mayor facilidad de reparación a diferencia de Bufo Pozo en el que un fallo o avería podría interrumpir el suministro de energía a toda la comunidad).

Además, la mayor accesibilidad de Bufo Pozo ha permitido más flexibilidad a la hora de escoger baterías y de realizar un cambio a los 12 años de estas, escogiendo unas baterías de ion-litio con buenas características de profundidad de descarga mientras que en Kitepampani las baterías son de ácido plomo de tipo OPZV, que no requieren de mantenimiento aun teniendo peor profundidad de descarga.

Por último, un factor clave es la existencia previa de infraestructura eléctrica en Bufo Pozo, que facilitó realizar una instalación centralizada. La no existencia de infraestructura previa en Kitepampani se sumó a los motivos por lo que optar por un sistema por vivienda.

Dejando aparte las diferencias, ambos sistemas logran cumplir la demanda, ambos sistemas presentan un porcentaje superior al 94 % de energía de origen renovables, satisfaciendo más del 95 % de su demanda y se espera que, si estos sistemas energéticos son llevados a cabo, conlleven un aumento de calidad de vida de las poblaciones allí presentes estimulando su economía e incidiendo positivamente en su salud, aportando por tanto un desarrollo sostenible.

7 Referencias

- [1] I. E. A. (IEA), I. R. E. A. (IRENA), U. N. S. Division, W. B. Group y W. H. Organization, «Tracking SDG7: The energy progress report 2018,» 2018.
- [2] IEA, «International Energy Agency,» [En línea]. Available: <https://www.iea.org/>.
- [3] Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), «Perú - Sistema de monitoreo y seguimiento de los indicadores de los objetivos de desarrollo sostenible,» [En línea]. Available: <http://ods.inei.gob.pe/ods/>.
- [4] Wikipedia, «Regiones geográficas tradicionales del Perú,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3wf68Ys>.
- [5] Autoridad Nacional del Agua (ANA); Ministerio de Agricultura y Riego de Perú, «Clasificación de los cuerpos de agua continentales superficiales,» 2018.
- [6] HOMER ENERGY, «HOMER Pro,» [En línea]. Available: <https://www.homerenergy.com/products/pro/index.html>.
- [7] Dirección Nacional Técnica de Demarcación Territorial; Gerencia Regional de Planeamiento, Presupuesto y Acondicionamiento Territorial, «Estudio de diagnóstico y zonificación de la provincia de Atalaya para el tratamiento de la demarcación y organización territorial,» 2014.
- [8] Energías Sin Fronteras.
- [9] Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú (INEI), «Censos nacionales 2017: XII de población, VII de vivienda y III de comunidades indígenas,» [En línea]. Available: <https://censos2017.inei.gob.pe/redatam/>.
- [10] Ministerio de Salud del Perú; Fondo de población de las Naciones Unidas, «Una aproximación cualitativa a la prevención del VIH-Sida,» 2009.
- [11] Ministerio de Cultura de Perú, «Base de Datos de Pueblos Indígenas u Originarios - Yine,» [En línea]. Available: <https://bdpi.cultura.gob.pe/pueblos/yine>.
- [12] «100.5 FM La radio que cambió Sepahua,» *Nuestro Tiempo*, 2015.
- [13] Google, «Google Maps,» [En línea]. Available: <https://www.google.es/maps/>.
- [14] Atalaya Planeamiento & Desarrollo, «Plan de acondicionamiento territorial de la provincia de Atalaya».
- [15] Dirección Regional de Transportes y Comunicaciones de Ucayali, «Plan vial departamental participativo - Ucayali 2017-2026,» 2012.

- [16] Wikipedia, «Sepahua,» [En línea]. Available: <https://es.wikipedia.org/wiki/Sepahua>.
- [17] Dirección Nacional Técnica de Demarcación Territorial (Presidencia del consejo de ministros); Gerencia Regional de Planeamiento, Presupuesto y Acondicionamiento Territorial, «Estudio de diagnóstico y zonificación de la provincia de Atalaya para el tratamiento de la demarcación y organización territorial,» 2014.
- [18] Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (Senamhi), «Pronóstico del tiempo para Pucallpa (Ucayali)».
- [19] Instituto Geológico Minero y Metalúrgico del Perú, «Geología de los cuadrángulos de quebrada Mashansha 21-p, Raya 21-q, La Repartición 21-r, río Inuya 22-p, Amasisa 22-q y Varadero 22-r,» 1988.
- [20] European Commission Science Hub, «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS),» [En línea]. Available: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>.
- [21] Autoridad Nacional del Agua (ANA); Ministerio de Desarrollo Agrario y Riego, «Consejo de recursos hídricos cuenca interregional Vilcanota Urubamba,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xdgkSq>.
- [22] Dirección De Hidrografía y Navegación; Dirección General de Transporte Acuático, «Diagnóstico de navegabilidad del río Urubamba Atalaya - boca del río Camisea,» 2009.
- [23] «Estudio de línea de base de futuro sostenible,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3qNdIO0>.
- [24] Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI), «Evaluación hidrológica de las cuencas amazónicas peruanas,» 2011.
- [25] E. Miranda Ruiz, «Propuesta técnica para la creación del Gobierno Regional de Atalaya,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3hxlqRV>.
- [26] «Google - Caudal río Urubamba,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3AuQdly>.
- [27] Technosun, «Panel solar 450W monocristalino TSM-DE17(III)-450W,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2V7T6PB>.
- [28] Pylontech, [En línea]. Available: <http://en.pylontech.com.cn/?lan=en>.
- [29] «Sinexcel,» [En línea]. Available: <https://www.sinexcel.us/>.
- [30] «Alibaba 100 kW inverter,» [En línea]. Available: https://www.alibaba.com/product-detail/Bluesun-Cuztomizable-100kw-Solar-Inverter-for_62421021883.html?spm=a2700.galleryofferlist.normal_offer.d_title.5cb840491LtvYp.
- [31] «Alibaba - 50 kW inverter,» [En línea]. Available: https://solaress.en.alibaba.com/product/1600137771857-820709534/30Kw_50Kw_100Kw_Solar_Hybrid_Inverter_Bluesun_50KW_2021_Popular_Hybrid_Solar_Inverter_Connect_Lifepo4_Battery_Pack.html?spm=a2700.shop_plser.41413.49.2816

40d6qoLqXm.

- [32] «Alibaba - PWS1-250 K,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2UrUxYU>.
- [33] «Smart Hydro,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xgThpL>.
- [34] «Guinard Energies,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/36fwnmO>.
- [35] Trading economics, «Peru Interest rate,» [En línea]. Available: <https://tradingeconomics.com/peru/interest-rate>.
- [36] Instituto nacional de estadística e informática (INEI), «Censos nacionales 2007 XI de población y VI de vivienda,» [En línea]. Available: <http://censos.inei.gob.pe/cpv2007/tabulados/#>.
- [37] I. N. d. E. e. I. d. P. (INEI), «Población indígena u originaria de la Amazonia,» de *La Autoidentificación Étnica: Población Indígena y Afroperuana*.
- [38] Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú, «Población Indígena u Originaria de la Amazonía,» de *La Autoidentificación Étnica: Población Indígena y Afroperuana*, 2017.
- [39] C. Moreno Ayerbe, «Estudio de viabilidad de la electrificación de una comunidad en Camerun».
- [40] S. P. Quituisaca Astudillo, «Modelo de gestión sostenible de proyectos de electrificación rural aislada mediante energías renovables - aplicación al caso Centrosur».
- [41] Efecto LED, «Bombilla LED Alumbrado Público Corn E27 35W IP64,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3ylGrqn>.
- [42] EfectoLed, «Bombilla LED Alumbrado Público Corn E40 35W IP64,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xiZIOv>.
- [43] Merkasol, «Cable Solar 16mm Topsolar Rojo,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3hi2oBf>.
- [44] Merkasol, «Cable RV-K 1x70 mm² Negro Unipolar,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3hwMiCt>.
- [45] Merkasol, «Cable RV-K 1x35 Negro,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3wbnpSc>.
- [46] Merkasol, «Cable RV-K 1x25 Negro,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3ApB77f>.
- [47] laObra.es, «Manguera eléctrica 4 x 70 mm²,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3jLb8Bk>.
- [48] Merkasol, «Caja de Conexiones QuadBox 4-PNL OUTBACK Power,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xk7PFb>.
- [49] CYPE Ingenieros S.A, «Generador de precios de la construcción. Perú.,» [En línea]. Available: <http://www.peru.generadordeprecios.info/>.
- [50] Autosolar, «Portafusible ANL transparente,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2Upu664>.

- [51] Salcantay, «Fusible de corriente continua tipo ANL de 250A,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xgXxpv>.
- [52] Legrand, «Interruptores automaticos con diferencial dpx3 250,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3Arpn4f>.
- [53] Merkasol, «Estructura Paneles Solares SUNFER,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xhn81f>.
- [54] World Freight Rates, «Freight calculator,» [En línea]. Available: <https://worldfreightrates.com/freight>.
- [55] Chexpress, «Tarifas de transporte de carga,» [En línea]. Available: <https://chexpress.pe/tarifario/>.
- [56] Revi, «C.U.Flex h07v-k,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3dK1bjX>.
- [57] Google, «Google Earth,» [En línea]. Available: <https://www.google.com/intl/es/earth/>.
- [58] Instituto de Investigaciones de la Amazonía Peruana, «Mapa de costos de transporte fluvial de productos de la Amazonía peruana: zona Iquitos,» Iquitos, 2009.
- [59] G. Muloz Bartolomé, «Saneamiento rural en Sepahua,» Universidad Politécnica de Madrid.
- [60] J. P. Muñoz Pilco, «“Estudio de viabilidad técnica económica de un sistema fotovoltaico para proveer de servicio eléctrico a la comunidad de Saloya en Ecuador”,» Universidad Pública de Navarra, 2017.
- [61] C. Díaz Buján, «Diseño de un sistema básico de energía para zonas rurales sin conexión a la red eléctrica en África Subsahariana utilizando energía renovable para lograr el cumplimiento del ODS7 de la Agenda 2030,» Universidad de Zaragoza.
- [62] REPSOL, «Estudio de impacto ambiental del "Proyectede Desarrollo del Campo Sagari - Lote 57"».
- [63] REPSOL, «EIA Proyecto de Desarrollo del Campo Sagari – Lote 57».
- [64] Autosolar, «Pallet paneles solares 400W perc mono ERA,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/36bKbif>.
- [65] Autosolar, «Estructura panel solar poste 2 paneles 18H2,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3hdN5te>.
- [66] Autosolar, «Batería estacionaria 8 OPzV 800 2V 1110Ah C100 tensite,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/36r4ngp>.
- [67] Autosolar, «Regulador MPPT 150V 60A LCD 12/24/48V,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/36cHQng>.
- [68] Autosolar, «Inversor Victron Phoenix 12V 1200VA,» [En línea]. Available:

<https://bit.ly/3hwNbuN>.

- [69] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «IDAE,» [En línea]. Available: <https://www.idae.es/>.
- [70] Autosolar, «Cable unifilar 10 mm² solar PV ZZ-F Negro,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3dHPbiC>.
- [71] Autosolar, «Cable unifilar 6 mm² solar PV ZZ-F negro,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3Asekb2>.
- [72] Leroy Merlin, «Cable eléctrico corte H07Z1-K 25mm² negro Mín30m - Máx150m,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3qJHtKp>.
- [73] Technosun, «Cable cobre flexible 1m de 70mm,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/36fvMBA>.
- [74] Autosolar, «Cable manguera 3 x 2.5mm² Libre Halógenos,» [En línea]. Available: <https://autosolar.es/cable-manguera/cable-manguera-3-x-25mm2-libre-halogenos>.
- [75] Technosun, «Solar cable 35mm -40/+120^º+UV 0.6/1kV - black (sold by meters) - TECHNO SUN,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3wgFVIX>.
- [76] Technosun, «Desconectador con caja IP66 para paneles solares con protección fusible,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3whXV5u>.
- [77] Electrosumi, «Fusible 16A 10X38,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3jHbQPX>.
- [78] Electrosumi, «Fusible 20A 10x38,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2Ty8iVH>.
- [79] Electrosumi, «Fusible 63A 22x58,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3qN59NZ>.
- [80] Autosolar, «Desconectador de baterías 300 A,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3hxlwdo>.
- [81] Autosolar, «Magnetotermico Schneider Electric 6A,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/368Oqey>.
- [82] Autosolar, «Diferencial Monofásico 25A ABB,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3hyP1LJ>.
- [83] Autosolar, «Caja de protecciones ICP,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2UnGmns>.
- [84] Autosolar, «Caja de superficie 8 módulos,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2TtnK5A>.
- [85] Leroy Merlin, «Tubo corrugado de PVC LEXMAN 20 mm 100 m,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3ye5nAe>.
- [86] Autosolar, «Portafusibles 22x58,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3dF3dBW>.
- [87] Ministerio de Cultura de Perú, «Base de Datos de Pueblos Indígenas u Originarios - Bufeo Pozo,» [En línea]. Available: <https://bdpi.cultura.gob.pe/localidades/bufeo-pozo>.

- [88] P. Mayor Aparicio y R. Bodmer, Pueblos indígenas de la Amazonía Peruana.
- [89] Wikipedia, «Southwest Amazon moist forests,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/3yjwrhq>.
- [90] D. García-Soria y D. Del Castillo Torres, «Estimación del almacenamiento de carbono y estructura en bosques con presencia de bambú (*Guadua sarcocarpa*) de la comunidad nativa Bufe Pozo, Ucayali, Perú,» *Folia Amazónica*.
- [91] «2020 Energy efficiency buyers guide,» *North American Clean Energy*, vol. 14, nº 4.
- [92] Instituto Nacional de Estadística e Informática, «Población Indígena u Originaria de la Amazonía,» de *La Autoidentificación Étnica: Población Indígena y Afroperuana*, 2017.
- [93] «Chexpress,» [En línea]. Available: <https://chexpress.pe/tarifario/>.
- [94] Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), «Estadísticas - Población y vivienda,» [En línea]. Available: <https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/poblacion-y-vivienda/>.
- [95] «Google maps,» [En línea]. Available: <https://www.google.com.br/maps>.
- [96] Instituto de investigaciones de la Amazonia Peruana, «Mapa de costos de transporte fluvial de productos de la Amazonía Peruana: zona Iquitos».
- [97] «World Freight Rates,» [En línea]. Available: <https://worldfreightrates.com/es/freight>.
- [98] «Alibaba - 50 kW inverter,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2Up3pOV>.
- [99] «Alibaba 100 kW inverter,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/2SQhsN0>.
- [100] Wikipedia, «Clima del Perú,» [En línea]. Available: <https://bit.ly/36a1ikw>. [Último acceso: 18 10 2020].
- [101] Radio Sepahua, «Nueva fecha para el inicio de las obras del colegio en Bufe Pozo: el 25 de noviembre,» 2013. [En línea]. Available: <https://bit.ly/3xhnvc9>.

PRESUPUESTO

2 2ª partida Bufe Pozo

1ª subpartida – Instalación fotovoltaica

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
Materiales				
Ud	Módulo solar fotovoltaico de células de silicio monocristalino, potencia máxima (Wp) 450 W	289,000	169,01	48.843,89
m	Cable 70 mm ²	25,000	9,01	225,25
m	Cable 15 mm ²	320,000	3,75	1.200,00
Ud	Estructura 17 paneles	17,000	860,55	14.629,35
Subtotal materiales:				64.898,49
Mano de obra				
h	Operario instalador de captadores solares.	106,350	4,90	521,00
h	Oficial instalador de captadores solares.	106,350	3,29	350,00
d	Dietas	13,360	11,00	146,96
Subtotal mano de obra:				496,96
Transporte				
Ud	Transporte marítimo en contenedor	1,000	2.900	2.900,00
Ud	Transporte terrestre en camión	1,000	3.145,472	3.145,40
Ud	Transporte fluvial	1,000	485,58	485,58
Subtotal transporte:				6.530,98
Costos directos				
(1+2+3):				65.395,45
Presupuesto de mantenimiento de la instalación 600 € anuales				

2ª subpartida – Puesta a tierra de instalación fotovoltaica

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
Materiales				
m	Conductor de cobre desnudo, de 35 mm².	340,000	4,62	1.570,80
Ud	Electrodo para red de toma de tierra cobreado con 300 µm, fabricado en acero, de 15 mm de diámetro y 2 m de longitud.	17,000	15,77	268,12
Ud	Grapa abarcón para conexión de pica.	17,000	0,88	14,89
Ud	Soldadura aluminotérmica del cable conductor a redondo.	17,000	3,62	61,52
Ud	Caja de registro de polipropileno para toma de tierra, de 300x300 mm, con tapa de registro.	1,000	64,84	64,84
Ud	Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	1,000	40,30	40,30
Ud	Material auxiliar para instalaciones de toma de tierra.	1,000	1,01	1,01
Subtotales materiales:				2.021,48
Mano de obra				
h	Operario electricista.	13,000	4,90	63,60
h	Oficial electricista.	13,000	3,29	42,80
d	Dietas	1,640	11,00	18,04
Subtotal mano de obra:				60,84
Costos directos (1+2+3):				2.082,32
Presupuesto de mantenimiento de la instalación 600 € anuales				

3ª subpartida – Instalación de campo de baterías e inversor/cargador

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
Materiales				
Ud	Baterías "Pylontech" con rack incluido	70,000	1.398,02	97.861,26
Ud	Contenedor 20 ft	1,000	29.050,00	29.050,00
Ud	PWG2-100K	1,000	17.800,00	17.800,00
Ud	Cable 70 mm ² - Desde baterías a inversor	5,000	9,01	45,05
Ud	Cable 25 mm ² - Cable de tierra PWG2	5,000	3,74	18,70
Ud	Cable 4 x 70 mm ² - Cable de conexión a red	1,000	3.694,55	3.694,55
Ud	Caja de conexiones	1,000	94,62	94,62
Ud	Interruptor diferencial y magnetotérmico	1,000	5.564,47	5.564,47
Ud	Portafusibles	2,000	6,86	13,72
Ud	Fusibles	10,000	15,00	150,00
Subtotal materiales:				154.292,37
Equipos				
h	Camión con grúa de hasta 6 t.	5,000	28,21	141,05
Subtotal equipos:				141,05
Mano de obra				
h	Operario electricista.	16,000	4,90	78,40
h	Oficial electricista.	16,000	3,29	52,70
d	Dietas	2,000	11,00	22,00
Subtotal mano de obra:				74,70
Transporte				
Ud	Transporte marítimo en contenedor	1,000	2.550	2.550
Ud	Transporte terrestre en camión	1,000	2.745,6	2.745,6
Ud	Transporte fluvial	1,000	423,42	423,42
Subtotal transporte:				5719,02
Costos directos (1+2+3):				154.508,12
Presupuesto de mantenimiento de la instalación 600 € anuales				

4ª subpartida – Capacitación de la población

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
Mano de obra				
h	Operario electricista.	42,000	4,90	205,80
h	Oficial electricista.	42,000	3,29	138,18
d	Dietas	2,000	38,50	77,00
Subtotal mano de obra:				420,98
Costes directos (1):				420,98
Presupuesto de mantenimiento de la instalación 600 € anuales				

5ª subpartida – Renovación de componentes en el año 15

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
Materiales				
Ud	Baterías "Pylontech" con rack incluido	70,000	1.398,02	97.861,26
Ud	PWG2-100K	1,000	17.800,00	17.800,00
Subtotal materiales:				115.661,26
Equipos				
h	Carretilla elevadora	2,000	28,21	56,42
Subtotal equipos:				56,42
Mano de obra				
h	Operario electricista.	16,000	4,90	78,40
h	Oficial electricista.	16,000	3,29	52,64
d	Dietas	2,000	11,00	22,00
Subtotal mano de obra:				153,04
Transporte				
Ud	Transporte marítimo en contenedor	1,000	2.550	2.550
Ud	Transporte terrestre en camión	1,000	3.520	3.520
Ud	Transporte fluvial	1,000	543,4	543,4
Subtotal transporte:				6.613,4
Costos directos (1):				122.484,12
Presupuesto de mantenimiento de la instalación 600 € anuales				

6ª subpartida –Cambio a luces LED

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
	Materiales			
	Bombilla Led	448,000	35,00	15.680,00
	Subtotal materiales:			15.680,00
	Costes directos (1):			15.680,00
<hr/> Presupuesto de mantenimiento de la instalación 600 € anuales				

3 3ª partida - Kitepampani

1ª subpartida- Instalación inicial

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
1	Materiales			
Ud	Módulo solar fotovoltaico de potencia máxima (Wp) 450 W	2,000	182,80	365,60
Ud	Baterías	6,000	387,20	2323,20
Ud	Regulador	1,000	302,11	302,11
m	Cable 10 mm ²	16,000	2,01	32,16
m	Cable 35 mm ² - tierra	5,000	8,54	42,70
	Portafusible y desconectador	1,000	89,61	89,61
	Fusible 16 A	3,000	0,84	2,52
Ud	Estructura 2 paneles	1,000	320,17	320,17
Ud	Inversor	1,000	366,98	366,98
Ud	Cable 25 mm ² (reg-bat)	3,000	3,09	9,27
Ud	Cable 70 mm ² - (bat-inversor)	1,500	32,88	49,32
Ud	Cable 6 mm ² reg-CC	3,000	1,80	5,40
Ud	Cable 2,5 mm ² (inv-CA)	5,000	3,04	15,20
Ud	Fusible - desconectador de carga	1,000	89,61	89,61
Ud	Fusible 20 A	3,000	0,72	2,16
Ud	Portafusibles 22x58	1,000	19,06	19,06
Ud	Fusible 63 A	3,000	1,65	4,95
Ud	Desconectador	2,000	26,22	52,44
Ud	Portafusible ANL	1,000	6,86	6,86
Ud	Fusible 150 A	2,000	15,00	30,00
Ud	Magnetotérmico	1,000	40,750	40,75
Ud	Diferencial	1,000	182,43	182,43
	Caja de conexión	1,000	24,30	24,30
	Caja de conexión	1,000	6,66	6,66
Ud	Tubo corrugado	1,000	0,47	0,47
	Subtotal materiales por hogar:			4.383,93
	Subtotal materiales por comunidad:			96.446,46
2	Mano de obra			
h	Operario electricista.	360,000	4,90	1.764,00
h	Oficial electricista.	360,000	3,29	1.184,40
d	Dietas	15,000	11,00	165,00
	Transporte	2,000	27,50	55,00
	Subtotal mano de obra:			3.168,40
3	Transporte			
Ud	Transporte marítimo en contenedor	1,000	2.773,7	2.773,7
Ud	Transporte terrestre en camión	1,000	3.696	3.696
Ud	Transporte fluvial	1,000	605	605
	Subtotal transporte:			7.074,7
	Costos directos (1+2+3+4):			106.689,43

2ª subpartida- Cambio del regulador en el año 8

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
	Materiales			
m	Regulador		1,000 302,11	302,11

		Subtotal materiales por hogar:			302,11
		Subtotal materiales por comunidad:			6.646,42
	Mano de obra				
h	Operario electricista.	48,000	4,90	235,12	
h	Oficial electricista.	48,000	3,29	158,00	
d	Dietas	2,000	11,00	22,00	
	Transporte	2,000	27,50	55,00	
		Subtotal mano de obra:			470,12
		Costos directos (1+2+3):			7.116,54

3ª subpartida – Cambio del inversor en el año 12

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
	Materiales			
m	Inversor	1,000	366,98	366,98
		Subtotal materiales por hogar:		366,98
		Subtotal materiales por comunidad:		8.073,56
	Mano de obra			
h	Operario electricista.	48,000	4,90	235,12
h	Oficial electricista.	48,000	3,29	158,00
d	Dietas	2,000	11,00	22,00
	Transporte	2,000	27,50	55,00
		Subtotal mano de obra:		470,12
		Costos directos (1+2+3):		8.543,68

4ª subpartida - Cambio del regulador en el año 16

Unidad	Descripción	Cantidad	Precio unitario	Precio parcial
Materiales				
m	Regulador	1,000	302,11	302,11
Subtotal materiales por hogar:				302,11
Subtotal materiales por comunidad:				6.646,42
Mano de obra				
h	Operario electricista.	48,000	4,90	235,12
h	Oficial electricista.	48,000	3,29	158,00
d	Dietas	2,000	11,00	22,00
	Transporte	2,000	27,50	55,00
Subtotal mano de obra:				470,12
Costos directos (1+2+3):				7.116,54

PLANOS

1 Bufeo Pozo

En esta sección se detallan los planos que describen la instalación diseñada.

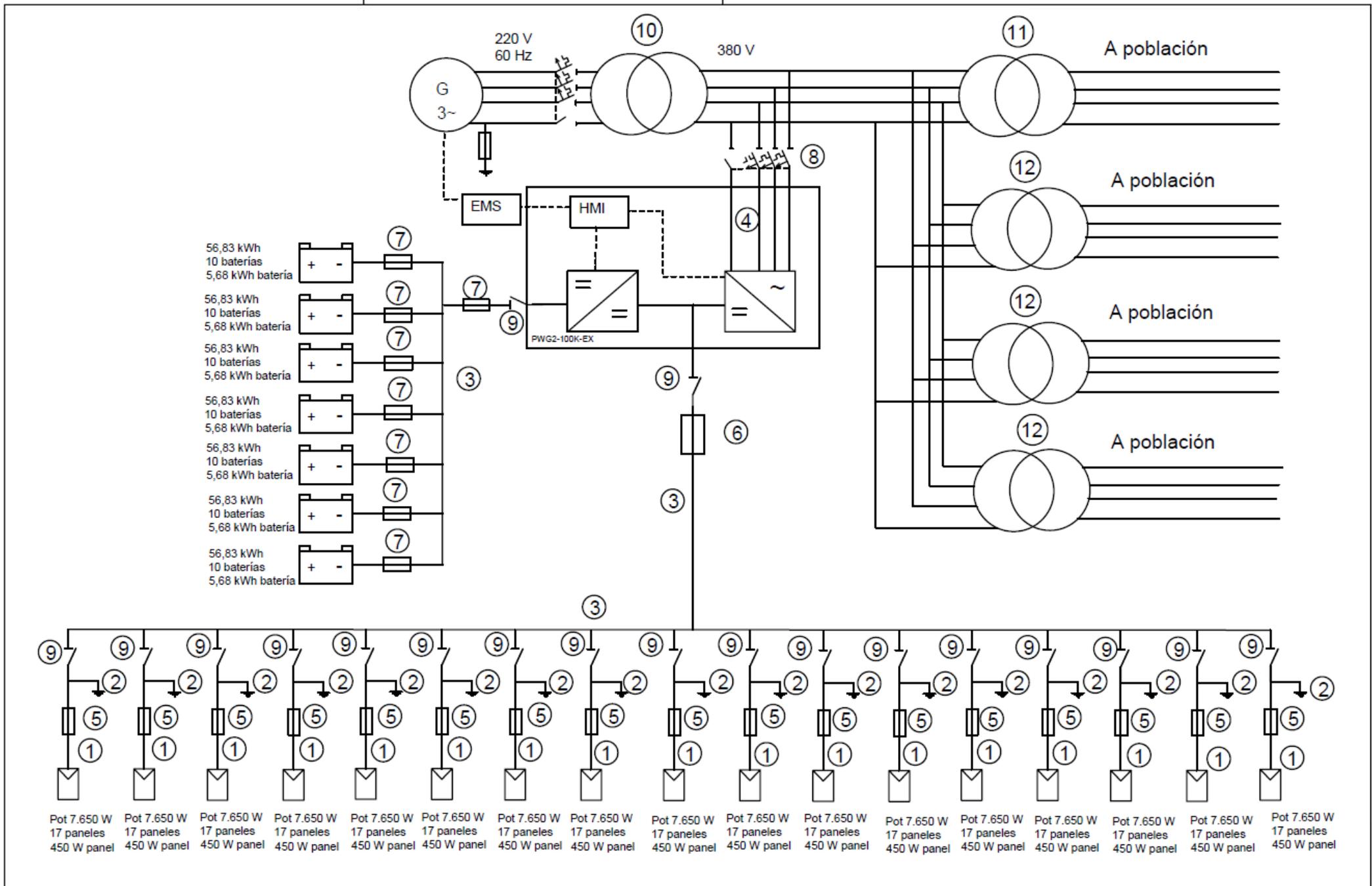
En la ilustración 20 se puede observar un plano general de la instalación, mientras que en la 21 se puede ver en detalle el huerto solar y en la 22 el campo de baterías, junto al inversor/cargador. En la ilustración 24 y 25 se puede ver un diseño en 3D de la instalación.

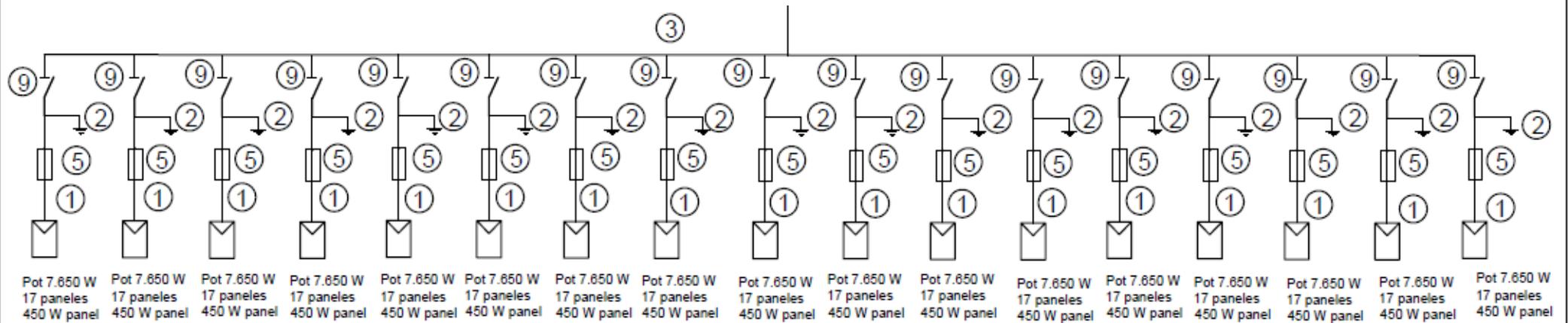
Dichas instalaciones usan un código numérico cuya leyenda se puede consultar en la tabla 90.

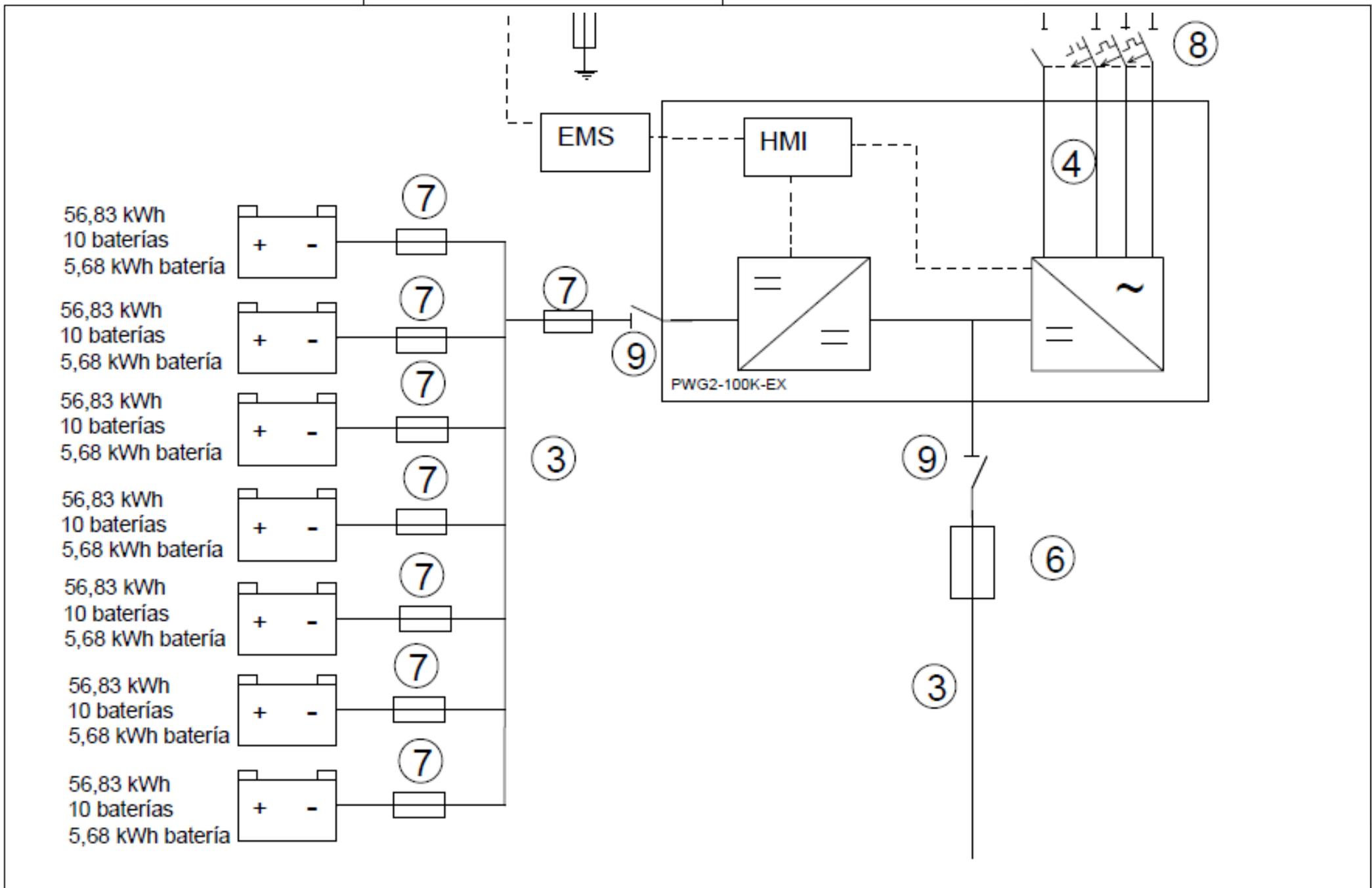
Referencias diagrama	
Elemento	Referencia
1	Cable 15 mm ²
2	Cable 35 mm ²
3	Cable 70 mm ²
4	Cable 4x70 mm ²
5	Fusible 16 A
6	Fusible 200 A
7	Fusible 150 A
8	Interruptor diferencial y automático
9	Interruptor
10	Transformador
11	Transformador 50 kVA
12	Transformador 37,5 kVA

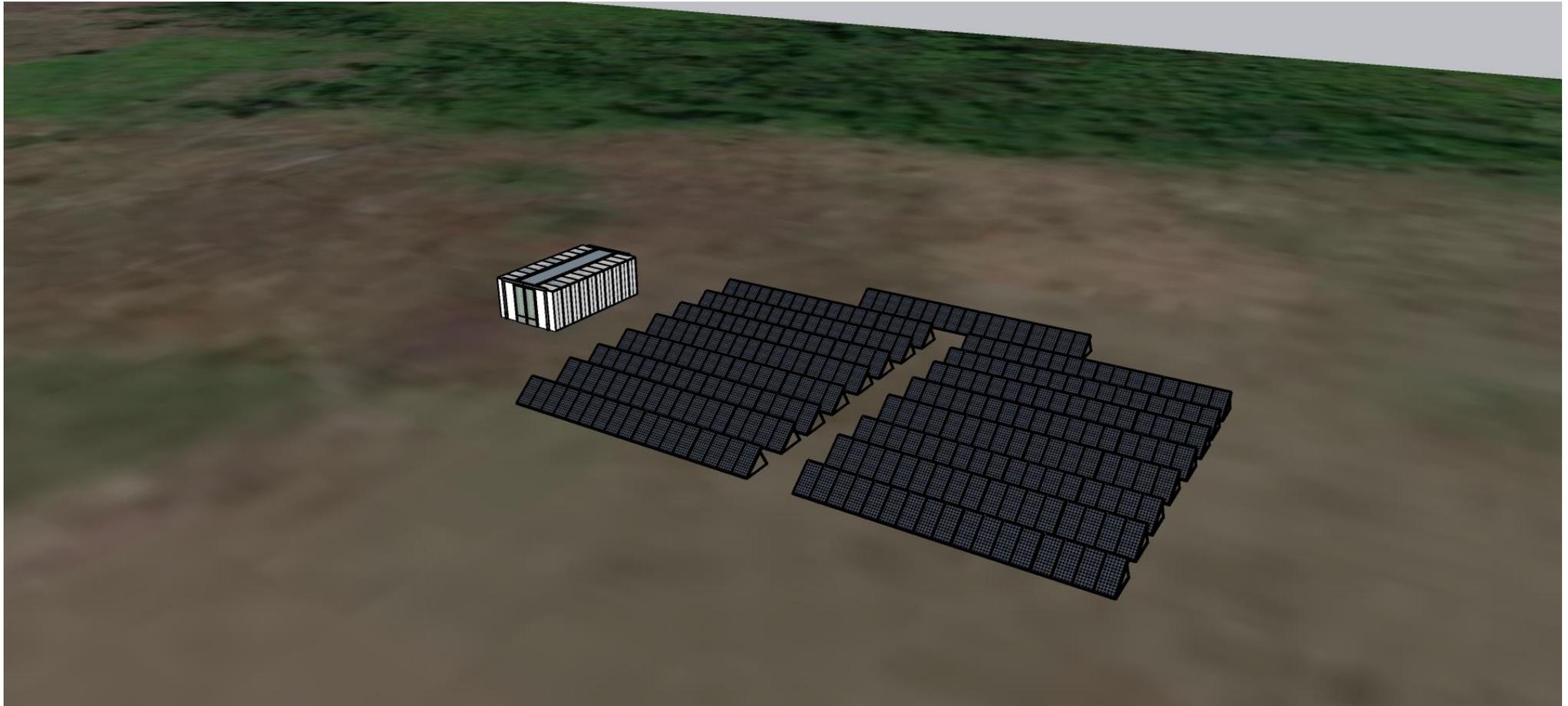
Tabla 90. Referencias del diagrama de Bufeo Pozo

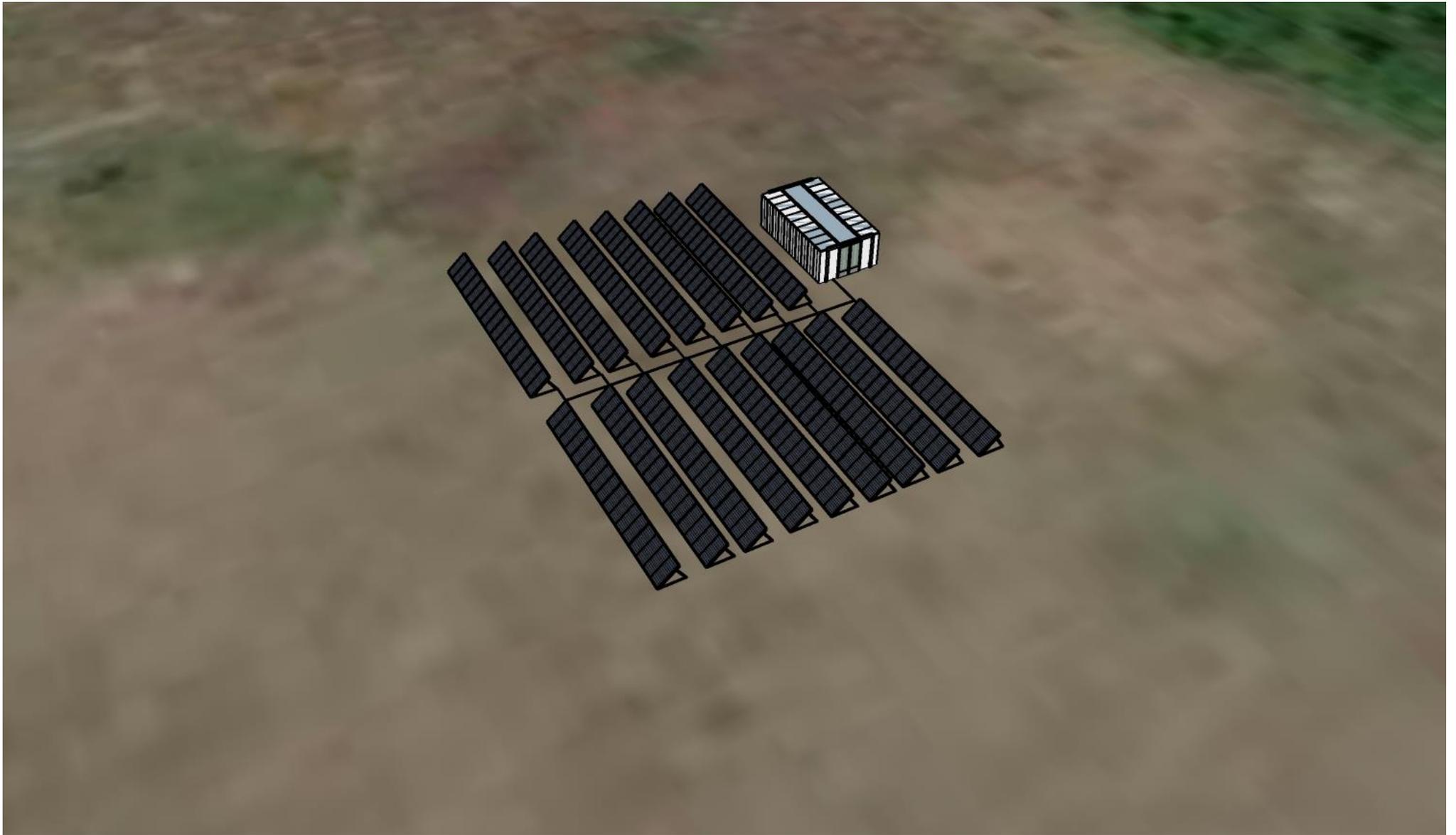
En la tabla 90 se puede ver las referencias del diagrama de Bufeo Pozo.











2 Kitepampani

En esta sección se detallan los planos que describen la instalación diseñada.

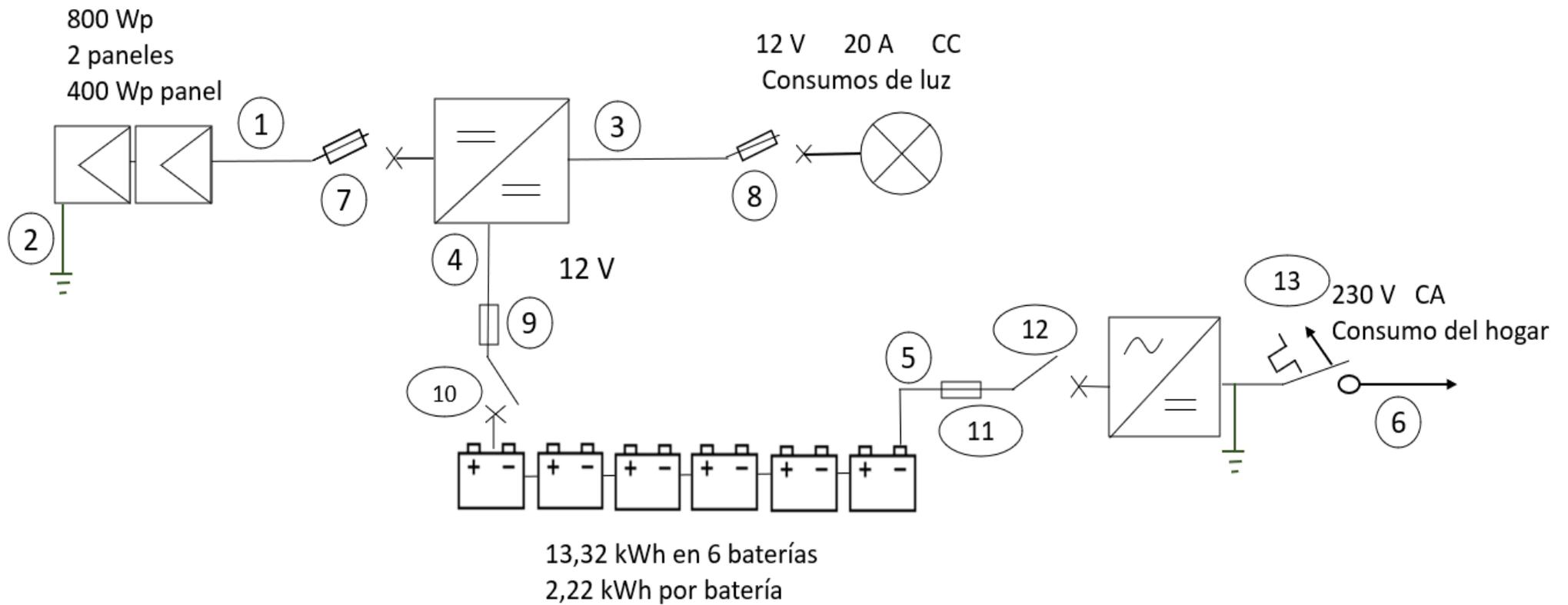
En la ilustración 26 se puede observar un plano general de la instalación, en la 27 se puede ver un plano general con fotografías de los componentes y en la 28 un plano 3D realizado con SketchUp.

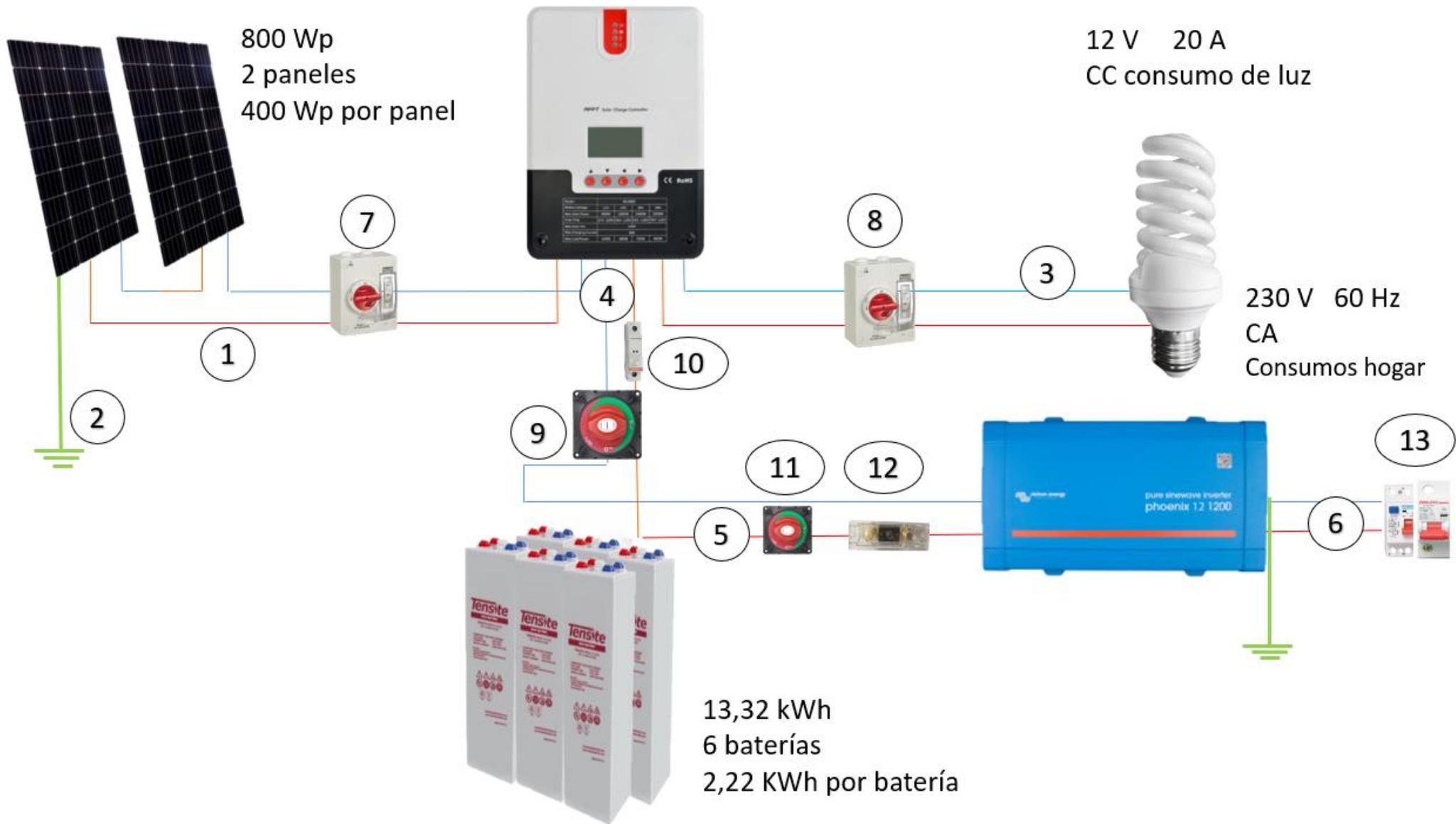
Dichas instalaciones usan un código numérico cuya leyenda se puede consultar en la tabla 91.

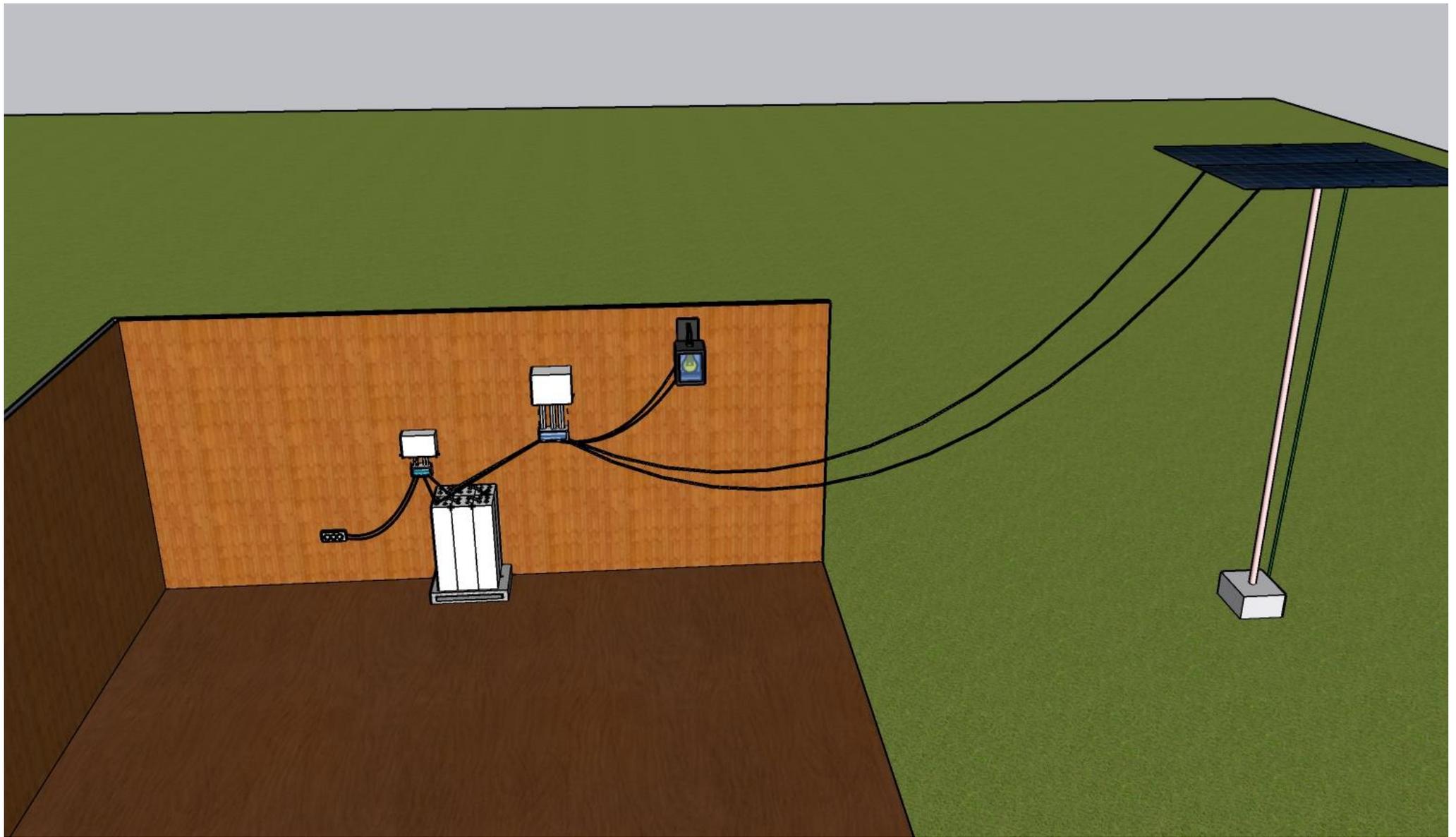
Referencias diagrama	
Elemento	Referencia
1	Cable 10 mm ²
2	Cable 35 mm ²
3	Cable 6 mm ²
4	Cable 25 mm ²
5	Cable 70 mm ²
6	Cable 4x4 mm ²
7	Fusible 16 A y seccionador
8	Fusible 20 A y seccionador
9	Fusible 63 A
10	Desconectador baterías
11	Fusible ANL 150 A
12	Seccionador
13	Interruptor magnetotérmico y diferencial

Tabla 91. Referencias del diagrama de Kitepampani

En la tabla 91 se puede ver las referencias del diagrama de Kitepampani.







ANEXOS

Anexo I - Situación de Perú

1. Situación educativa

La educación es uno de los ámbitos en los que se manifiesta la incidencia del suministro eléctrico en las condiciones de desarrollo social y económico de un país, en la medida en que incide directamente sobre la capacidad del sistema educativo y de su potencial de formación para el progreso.

Así, los datos de Perú son reflejados en un informe de la educación en este país, un estudio del Instituto Nacional de Estadística e Informática de Perú (INEI) [3], de acuerdo con su apartado 4 'Educación de calidad'.

En éste podemos ver ciertos indicadores como el ODS 4.a.1.a que nos indica la cantidad de escuelas con acceso a electricidad, mientras que el 4.a.1.b.1 nos indica la proporción de escuelas de secundaria con acceso a internet. En 2018, atendiendo al indicador 4.a.1.b solo 59,2% de éstas tenían internet, Mientras que si se observa el indicador 4.a.1.a, un 81,8 % de las escuelas tenían acceso a electricidad (suponiendo esto un descenso respecto al año 2017 de un 0,7%). [3]

En 2018, atendiendo al indicador 4.a.1.b solo el 59,2% de las escuelas tenían acceso a internet, Mientras que si se observa el indicador 4.a.1.a, un 81,8 % de las escuelas tenían acceso a electricidad (suponiendo esto un descenso respecto al año 2017 de un 0,7%). [3]

Si se observan más en detalle estos datos, podemos apreciar una brecha entre el área urbana y rural tanto si consideramos la cifra de electrificación, que en escuelas urbanas es de un 93,5% y en rurales es de un 75%, mientras que, en lo que respecta al acceso a internet, en el área urbana es de un 59,2% mientras en el área rural asciende sólo a un 32,9 %. [3]

Centrándonos en la información relativa al departamento de estudio, Cusco; en este departamento el acceso a internet de las escuelas está por debajo de la media, en un 55% mientras que el acceso a electricidad se sitúa por encima de la media, en un 91,8 %. [3]

2. Situación de agua y saneamiento

A través de los datos de 2018 proporcionados por el INEI [3], se comenta a continuación el ODS 6, 'agua limpia y saneamiento', por su valor ilustrativo de la incidencia del suministro energético en las condiciones básicas de calidad de vida. En este aspecto se pueden ver los indicadores 6.1.1, que indica la proporción de la población que utiliza servicios de suministro de agua potable gestionados sin riesgos, este en 2018 era de un 90,7 %, lo que indica que alrededor de 3 millones de personas no tienen acceso a agua potable en Perú.

En este mismo sentido se destaca el indicador 6.2.1 que indica la proporción de la población que utiliza servicios de saneamiento gestionados sin riesgo, siendo en 2018, un 82,6%. Es decir 5,5 millones de personas no tienen acceso a saneamiento. [3]

Analizando los datos, se pueden observar cómo reflejan varias divisiones. Así, centrándose en el indicador 6.1.1, se concluye la existencia de una división entre el área urbana, con un suministro del 95,3%, y el área rural en donde es del 74,4 %. También se puede establecer una división en relación con los distintos climas de Perú, teniendo la selva el menor índice de suministro de suministro de agua, con un 76.5 %. En cuanto al indicador 6.2.1 se puede concluir que el dominio geográfico con menor tasa de saneamiento es la selva rural, con un 58,9%. [3]

Anexo II - Legislación

En la ley 28749, en el artículo 3 se establece la un Sistema Eléctrico Rural SER como “aquellos sistemas eléctricos de transmisión y distribución desarrollados en zonas rurales, localidades aisladas, de frontera del país, y de preferente interés social, que se califiquen como tales por el Ministerio de Energía y Minas, de acuerdo al reglamento de la presente Ley.”

En esta misma ley, en el artículo 6, se establece los involucrados en estos proyectos: “En la ejecución de las obras de los Sistemas Eléctricos Rurales (SER) participan el Gobierno Nacional, los gobiernos regionales y locales, las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, públicas o privadas, u otros inversionistas privados, de acuerdo al Plan Nacional de Electrificación Rural referido en el artículo 10 de la presente Ley y considerando la Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) establecida en el artículo 30 de la Ley de Concesiones Eléctricas.”

Es importante resaltar el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), definido en el artículo 10 de esta ley: “El Ministerio de Energía y Minas elaborará el Plan Nacional de Electrificación Rural (PNER), a largo plazo, con un horizonte de diez años, el mismo que consolida los proyectos de electrificación rural de los gobiernos regionales y locales, los programas de expansión de las empresas concesionarias de distribución eléctrica y de electrificación rural, y los programas o proyectos a desarrollarse o que son aprobadas por el Gobierno Nacional, quienes deberán informar previo a la formulación del proyecto a la Dirección General de Electrificación Rural, de acuerdo al procedimiento previsto en el Reglamento.”

En el Decreto Supremo N.º 018-2020-EM. En él capítulo I del título IX se establece la calificación de proyecto como SER de dos maneras, si este está incluido en el Plan Nacional de Electrificación Rural, y es declarado viable, el calificativo de SER se le concede automáticamente. Si no está incluido en el PNER hay que hacer una petición al MINEM, que resuelve en 30 días. Los requisitos entre otros serán no superar 20 MW, o el cumplimiento de normas técnicas.

En el capítulo II del mismo título se establece que una vez que la Concesión Eléctrica Rural. “La CER es el título habilitante que otorga el MINEM a las personas naturales o jurídicas, privadas o públicas, nacionales o extranjeras, que cuenten previamente con la calificación SER, para el desarrollo de las actividades eléctricas en los SER y el goce de los beneficios que otorga la Ley.”. Esta CER sirve para desarrollar la producción eléctrica. Debe presentar una solicitud a la Dirección General de Electrificación del MINEM.

En nuestro caso práctico, al realizar este proyecto en colaboración con la ONG ‘Energía Sin Fronteras’ se establecen dos posibles casos, que la titularidad del proyecto corra a cargo del gobierno local, es decir de la municipalidad de Bufo Pozo y de Kitepampani o que la realización de este sea a cargo de una empresa privada como puede establecerse que sea dicha ONG.

- a) En el caso de que sea implementada por el gobierno local, el proceso empezaría por registrarlo en la Directiva de Programación Multianual de Inversiones (Invierte.pe) y seguir estos pasos:
1. Registro de IDEA en el Sistema Invierte.pe.
 2. Elaboración de un estudio de perfil (puede ser ficha técnica) y su registro en el Sistema Invierte. El Estudio de Perfil incluye:
 - a. Evaluación Económica Privada y Social
 - b. Anteproyecto de ingeniería
 - c. Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA)
 - d. Declaración de Impacto Ambiental (DIA)
 - e. Factibilidad de suministro y puntos de diseño (FS y PD)
 - f. Gestión de Riesgos (GR)
 3. Elaboración de un Estudio Definitivo y su registro en el Sistema Invierte.pe
 - a. Anteproyecto de ingeniería
 - b. Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos
 - c. Declaración de Impacto Ambiental
 - d. Factibilidad de suministro y puntos de diseño
 - e. Gestión de Riesgos
 - f. CIRA, DIA, FS y PD, GR.
 4. Licitación Pública para la ejecución de la Obra.
 5. Ejecución de Obra
 6. Transferencia a Empresa Distribuidora.
- b) En el caso de que sea implementada por un particular o privado, hay que distinguir entre si la instalación superará los 500 kW o no. En caso de no superarlo debe enviar una solicitud al MINEM. Mientras que, si lo supera, debe seguirse lo establecido en la Ley de Concesiones Eléctricas.

Anexo III - Marco lógico

En el siguiente marco lógico se establece unos fines a conseguir junto a indicadores para su seguimiento. Tras esto se establece el propósito del proyecto, seguido de los componentes del proyecto y actividades propuestas a llevar a cabo durante su vida útil.

	Resumen narrativo	Nombre del indicador	Medios de verificación
FIN	Aumento desarrollo económico	Aumento del desarrollo (%) Aumento capacidad adquisitiva (€/persona)	Medida en 12 y 25 años Medida en 12 y 25 años
	Mejora calidad de vida	Mejor estado de salud (decrecimiento visitas médicas)	Medida en 5, 12 y 25 años
	Más puestos de trabajo	Número de puestos	Medida en 10 y 20 años
PROPÓSITO	Aumento de demanda eléctrica	Aumento de demanda a los 5 años (%) Aumento de demanda a los 10 años (%)	Medida en 5 años Medida en 10 años
	Sistema energético en correcto funcionamiento	Funcionamiento correcto de los sistemas	Inspecciones anuales
	Programa de financiación	Dinero conseguido (€)	Constatación poder financiero
	Programa de uso energías renovables	% de energía final renovable	Medición anual
COMPONENTE	Negociación transporte de mercancías	Equipos entregados (nº)	Contabilidad de enseres
	Programas de uso productivo de electricidad	Incremento de demanda (kWh)	Medidas en 5, 12 y 25 años
	Programas de buen uso de electricidad	Duración componentes (años)	Constatación duración
	Estudio y acuerdos normativa legal país destinatario	Disposición legal correcta	Consulta legal
ACTIVIDADES	Diseño de fuentes de energía renovable	Demanda cubierta	Estudio
	Estudio impacto ambiental	DIA correcta	Verificación oficial
	Enumerar medidas de uso productivo de electricidad	Número de medidas	Contabilidad
	Enumerar medidas de buen uso de la electricidad	Número de medidas	Contabilidad
	Permisos de obra	Número de permisos (nº)	Contabilidad
	Correcta realización de la instalación	Correcto funcionamiento de la instalación	Inspección

Tabla 92. Marco lógico del proyecto.

Así mismo se detallan los grupos involucrados en el proyecto.

Grupos	Intereses	Problemas percibidos	Mandato y recursos	Estrategia
Habitantes	Acceso estable a electricidad	Falta de electricidad Problemas derivados Cortes de suministro Sin dinero	Falta de liquidez	Establecer un sistema eléctrico de calidad
Proveedores	Beneficio económico	Dificultad de transporte de mercancías	Contrato	Controlar el acuerdo y que los pagos sean adecuados
ONG	Cooperación	Falta de contacto	Dinero y conocimiento	Seguimiento y cooperación periódicos
Autor TFM	Trabajo	Escasez de información	El presente trabajo	-
Gobierno local	Desarrollo económico	Falta de dinero, Falta de información	Acuerdo	Intercambio de información y proveer de instalación

Tabla 93. Grupos involucrados en el proyecto

Anexo IV - Cultura y ecosistema

1. Bufeo Pozo

a. Cultura

En cuanto a la organización de Bufeo Pozo, 'La organización política está constituida por el Jefe de la Comunidad, el Agente municipal, el Teniente Gobernador, la presidenta del Club de madres, la presidenta del Vaso de Leche y los representantes de los Comités de barrio.' [10]

En Bufeo Pozo, un 14% de la población tiene entre 0 y 5 años, un 30% de la población tiene entre 5 y 14 años, un 25% entre 15 y 29, un 27% entre 30 y 65 y la restante más de 65 años. [87]

Los Yine, cuya traducción es 'gente', también conocidos como Piro, es un pueblo que existe desde tiempo preinca (antes del 1438), que alcanzo una gran maestría en la navegación del río, así como se desarrolló especialmente en el comercio. Comerciabán con plumas, cerámicas, pieles y animales vivos a cambio hachas de piedra y metales preciosos con diversas poblaciones. [11]

Este pueblo coincidió con los españoles por primera vez en el siglo XVII, de mano de los religiosos franciscanos y jesuitas. En el 1795 se funda la primera misión cristiana de las órdenes franciscana y jesuita.

El auge de la extracción de caucho mermó su población, pues muchos fueron esclavizados. Sin embargo, este pueblo también participó en el descubrimiento de nuevas rutas de caucho. [11]

El rol de la mujer es muy importante en este pueblo, la familia materna tiene mucha importancia, así como una división del trabajo no muy diferenciada entre géneros.

Los Yine se alimentan de pescado y cosechan la yuca, el plátano, el maíz, el frijol, el camote, la calabaza, el algodón y el arroz. En cuanto a la recolección, esta estaría dirigida principalmente a la obtención de frutos como el aguaje, el 'ungurahui' y el 'pijua'. [88]

La lengua que hablan es el Yine, aunque en Bufeo Pozo se hablan tanto el Yine como el español. Esta lengua, es de la familia Arawak y corresponde por número de hablantes a un 0,05% de las lenguas originarias peruanas. Los Yine son un pueblo pequeño.

Se pintan con tintes naturales para cazar, así como para rituales y ceremonias.

Los Ashaninkas son otro pueblo preincaico, con un mayor número de personas identificadas (en torno a 79000), con una lengua también de la familia Arawak.

b. Ecosistema

El ecosistema en el que se encuentra Bufo Pozo es de selva baja o bosque tropical amazónico, este, debido a su limitado acceso con el ser humano tiene una rica variedad biológica. Es un área tropical, con grandes precipitaciones y temperaturas altas que se mantienen a lo largo del año. También, dentro de este, está clasificado como bosque húmedo amazónico.

En cuanto a la flora hay un gran número de especies, hasta 300 especies diferentes por hectárea que varían desde los 60 metros de altura hasta los centímetros [89], existiendo en la proximidad de la comunidad población el denominado 'Pacal' que está mayoritariamente compuesto de una especie de bambú llamado 'Guadua'. [90]

En lo referente a la fauna, 'esta ecorregión tiene el mayor número de mamíferos registrados para el reino biogeográfico amazónico: 257 con 11 endémicas. La riqueza de aves también es más alta aquí con 782 especies y 17 endémicas' [89]. Con fauna como loros, guacamayos, tapires, capibaras, anacondas jaguares, ocelotes, caimanes, varias especies de primates...

En el río Ucayali existe también una gran variedad de especies acuáticas, como zúngaros o carachamas, los cuales son fuente de alimentación o más conocidos, diversas especies de delfín o Bufo, uno gris y otro rosado (de ahí proviene el nombre de la comunidad), pirañas o manatíes.

2. Kitepampani

Kitepampani se fundó en 1975, cuando desde puerto Huayana se decidió crear una comunidad para instruir en lengua caquinte, esta fue apoyada por los Matsigenka, en la actualidad es de etnia Matsigenka.

Un 22% de la población tiene entre 0 y 4 años, un 37% tiene entre 5 y 14 años, un 18% entre 14 y 30 años y un 22% entre 30 y 65 años.

Los Matsigenka se remontan a tiempos preincaicos. Hay evidencias de intercambio comercial entre las dos culturas. Los Matsigenkas proveían productos como coca, tabaco, plumas... a cambio de herramientas de bronce, textiles y sal.

Los Matsigenkas, no establecieron muchas relaciones con los evangelizadores, debido a su dispersión en aldeas pequeñas hasta la década de 1930. Si se vieron afectados por la industria del caucho, sufriendo maltratos y esclavitud.

Alrededor de 6.000 personas se han identificado con el pueblo Matsigenka. Los Matsigenka practican el policultivo y la ganadería. Son expertos pescadores.

La lengua que hablan es el Matsigenka, que corresponde alrededor del 0,14% de todas las lenguas originarias del Perú por número de hablantes. Esta lengua pertenece a la familia Arawak.

Anexo V - Radiación solar Bufeo Pozo

En la ilustración 21 se puede observar un mapa solar del departamento de Ucayali procurado por el SENAMHI del gobierno de Perú.

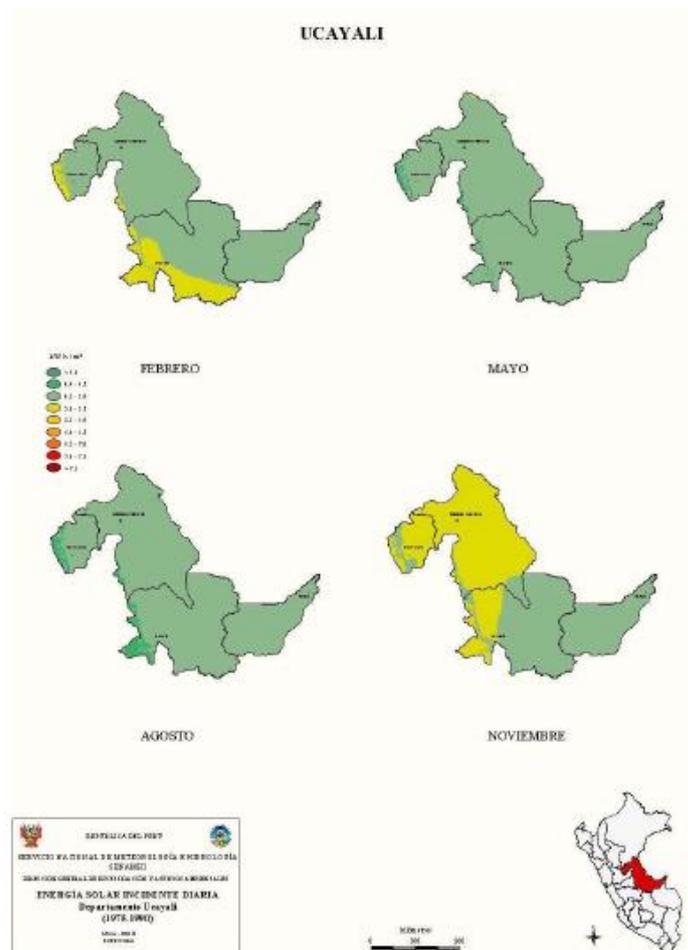


Ilustración 21. Radiación solar según SEMANHI [21]

Anexo VI - Demandas desarrolladas de Bufe Pozo

Las demandas descritas son para el total de la comunidad.

1. Demandas Actual no led

a. Diciembre-marzo

En las demandas de diciembre a marzo del escenario Actual no led las demandas son los siguientes:

- Hogares

La luz se prevé que funcione de 5:30 a 6:30 y de 18:30 a 22:30 con una demanda total de la comunidad de 18.000 W, y de 22:30 a 00:00 en un tercio de los hogares con una demanda de 6.000 W.

Se espera una carga del móvil de 21:30 a 23:00 con una demanda total de 3.000 W.

La nevera funciona las 24 horas del día con una potencia de 1.425 W.

- Escuela

Las bombillas de los edificios denominados tipo a funcionan de 9:30 a 13:00, con una potencia de 960 W.

Las bombillas de los edificios tipo b funcionan de 9:30 a 13:00 con una potencia de 240 W.

Las bombillas del edificio tipo c se espera que funcione en de media de 17:00 a 17:30 con una potencia de 324 W.

La bomba de la escuela se espera que funcionen en horario escolar de 9:00 a 13:00 con una potencia de 80 W.

- Puesto de salud

La bombilla del puesto de salud funciona en su horario de 7:30 a 13:30 con una potencia de 80 W.

Los demás aparatos funcionan de 11:00 a 11:30 con una potencia de 100 W.

- Casa comunal

La luz funciona de 8:00 a 17:30 con una potencia de 12 W.

El aparato de sonido funciona de media de 17:00 a 17:30 con una potencia de 200 W.

- Iluminación

- Complejo escolar

El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 18:30 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.

- Calle

El horario de iluminación callejera es de 18:30 a 7:30 con una potencia de 30.000 W.

Las demandas entre semana suman todas estas demandas. Las demandas del fin de semana incluyen los del sábado y domingo que incluye las demandas de los hogares, puesto de salud e iluminación. Todo esto se puede observar en la figura 15.

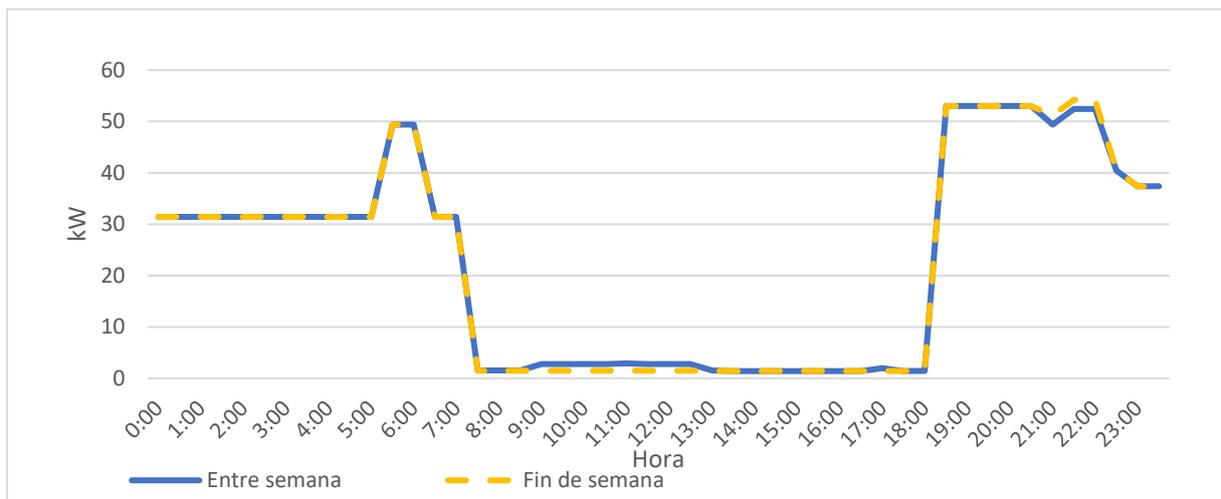


Figura 15. Demandas del periodo de diciembre a marzo del escenario Actual no led

b. Abril-mayo

Las demandas son iguales al periodo de abril a mayo excepto por cambios en los siguientes lugares:

- Hogares
 - La luz funciona de 5:30 a 6:30 y de 17:30 a 22:30 con una potencia de 18.000 W y de 22:30 a 00.00 con una potencia de 6.000 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
 - El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 17:30 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
 - El horario de iluminación callejera es de 17:30 a 7:00 con una potencia de 30.000 W.

Todo esto se puede observar en la figura 16.

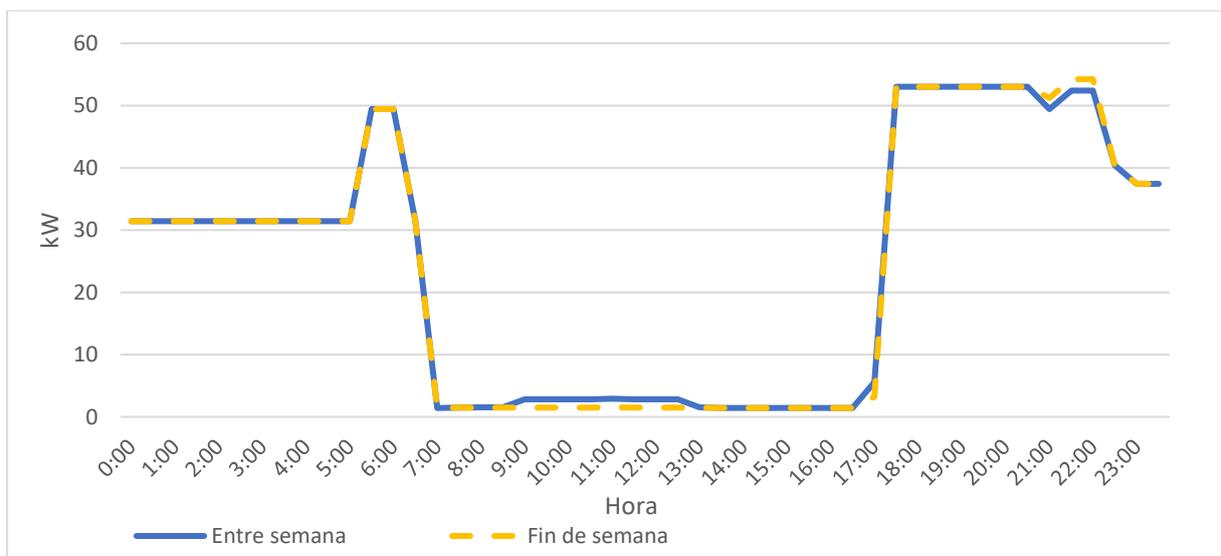


Figura 16. Demandas del periodo de abril a mayo del escenario Actual no led

c. Junio-noviembre

Las demandas son iguales al periodo de junio a noviembre excepto por cambios en los siguientes lugares:

- Hogares
La luz funciona de 5:30 a 6:30 y de 18:00 a 22:30 con una potencia de 18.000 W y de 22:30 a 00.00 con una potencia de 6.000 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 18:00 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
El horario de iluminación callejera es de 17:30 a 7:00 con una potencia de 30.000 W.

Todo esto se puede observar en la figura 17.

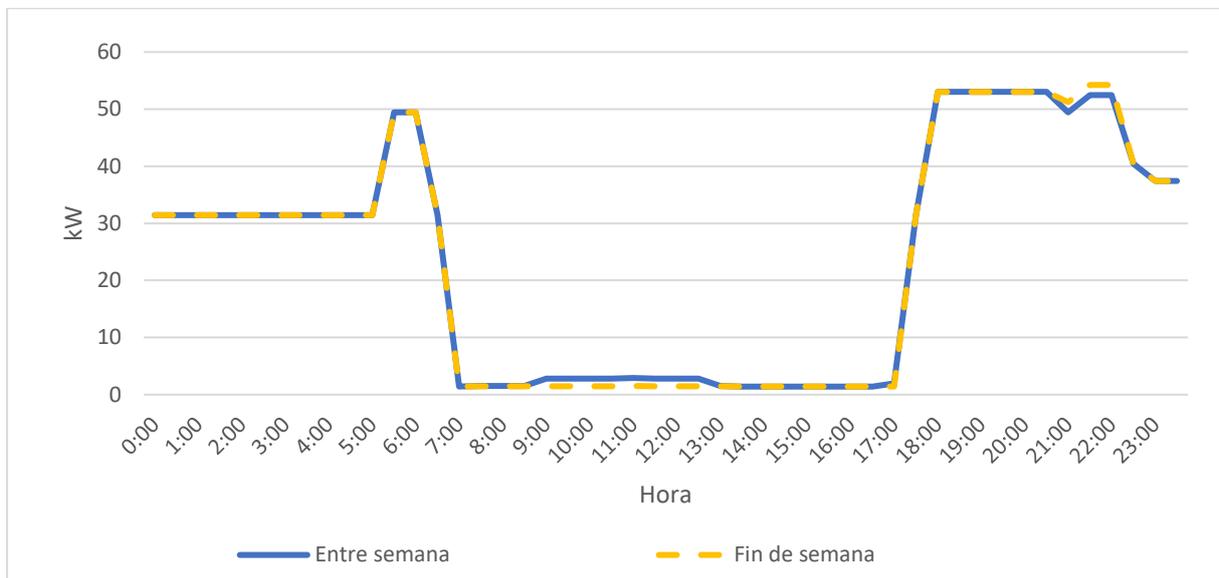


Figura 17. Demandas del periodo de junio a noviembre del escenario Actual no led

d. Resumen

El resumen de las demandas totales se puede observar en la tabla 94, así como la potencia máxima.

Demanda (kWh)	Entre semana	Sábado	Domingo	Fin de semana
Diciembre-marzo	542,7	542,6	536,7	539,7
Abril-mayo	581,1	581,0	573,3	577,2
Junio-noviembre	568,5	568,4	562,5	565,5
Potencia máxima (kW)	53,03			

Tabla 94. Resumen de las demandas totales por periodo en el escenario Actual no led, así como la potencia máxima

2. Demanda Actual led

Las demandas del escenario Actual led son los mismos que en el escenario de Actual no led, solo cambia la potencia de las luces led, las del complejo escolar de 3.600 W a 840 W y las de la iluminación callejera de 30.000 a 7.000 W.

a. Diciembre-marzo

Se pueden observar en la siguiente figura 18.

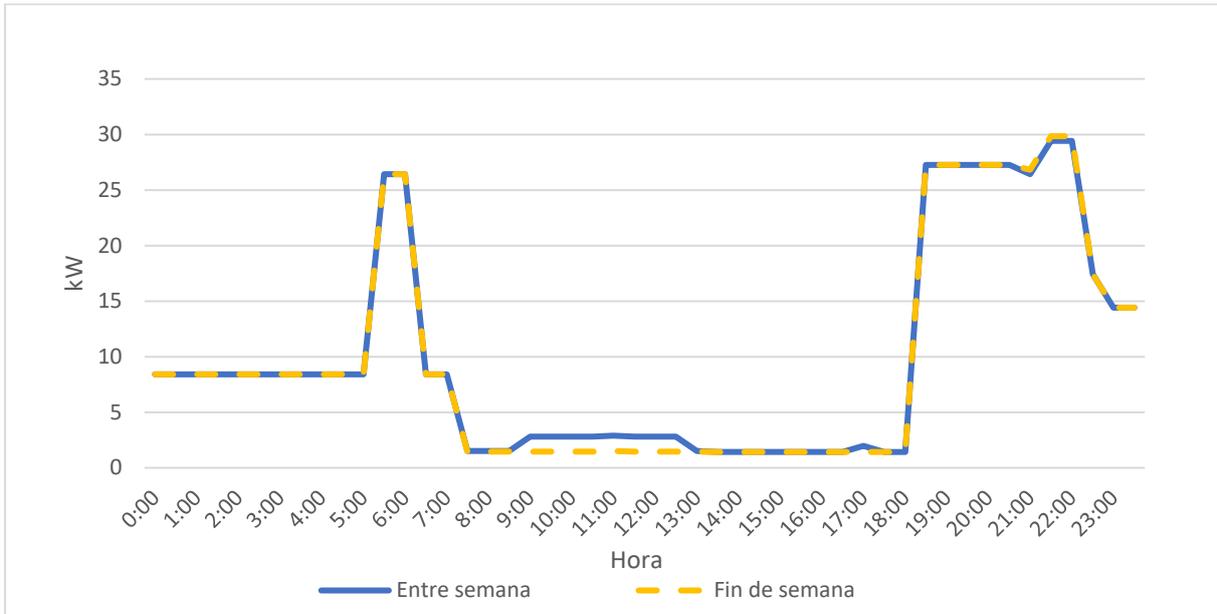


Figura 18. Demandas del periodo de diciembre a marzo del escenario Actual led

b. Abril-mayo

Se pueden observar en la figura 19.

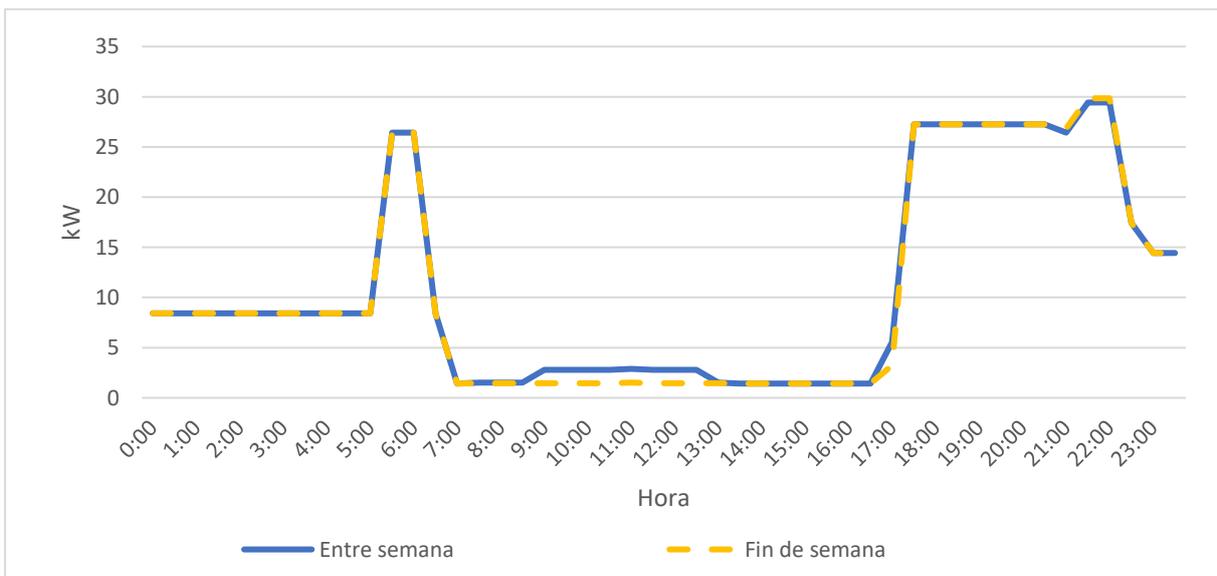


Figura 19. Demandas del periodo de abril a mayo del escenario Actual led

c. Junio-noviembre

Se pueden observar en la figura 20.

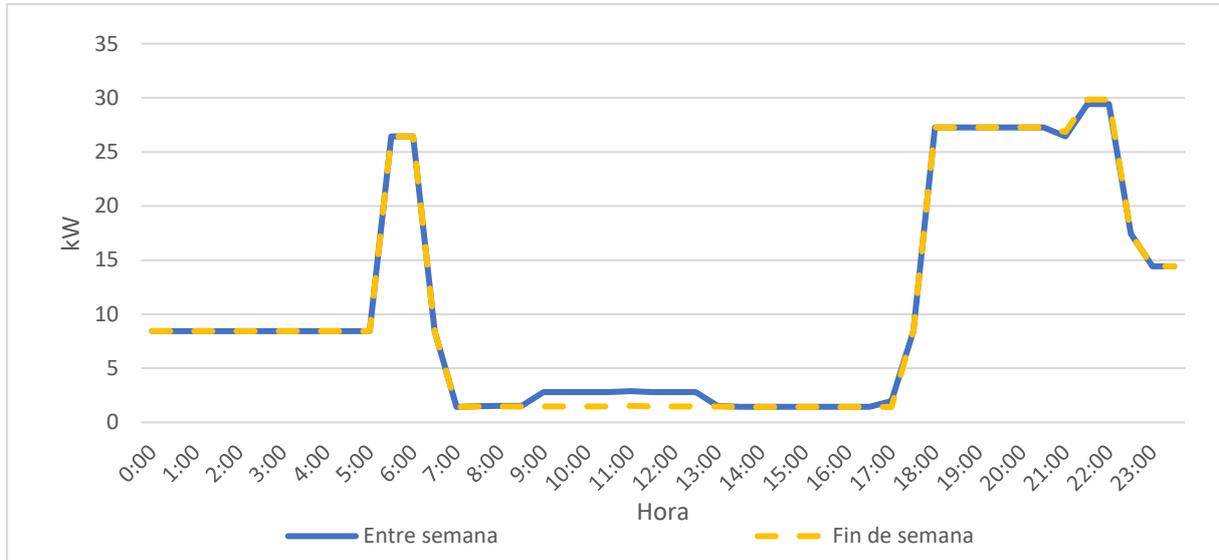


Figura 20. Demandas del periodo de junio a noviembre del escenario Actual led

d. Resumen

El resumen de las demandas totales se puede observar en la tabla 95, así como la potencia máxima.

Demanda (kWh)	Entre semana	Sábado	Domingo	Fin de semana
Diciembre-marzo	236,8	232,6	230,8	231,7
Abril-mayo	261,0	256,7	253,1	254,9
Junio-noviembre	249,7	245,5	243,7	244,6
Potencia máxima (kW)	28,35			

Tabla 95. Resumen de las demandas totales por periodo en el escenario Actual led, así como la potencia máxima

3. Demanda 2025 no led

a. Diciembre-marzo

En las demandas de diciembre a marzo del escenario 2025 no led las demandas son los siguientes:

- Hogares

La luz se prevé que funcione de 5:30 a 6:30 y de 18:30 a 22:30 con una demanda total de la comunidad de 18.240 W.

Se espera una carga del móvil de 21:30 a 23:00 con una demanda total de 3.040 W.

La nevera funciona las 24 horas del día con una potencia de 5.776 W.

Se prevé un funcionamiento de un ventilador de 13:00 a 15:00 con una potencia de 9.880 W.

El equipo de sonido funcionaría de 20:00 a 21:00 con una potencia de 2.736 W.

El ordenador funcionaría de 20:00 a 21:30 con una potencia de 1.094,4 W.

La licuadora trabajaría de 13:00 a 13:30 y de 20:00 a 20:30 con una potencia de 456 W.

La plancha trabajaría de 13:00 a 13:30 y de 20:00 a 20:30 con una potencia de 2.736 W.

- Escuela
 - Las bombillas de los edificios denominados tipo a funcionan de 9:30 a 13:00, con una potencia de 960 W.
 - Las bombillas de los edificios tipo b funcionan de 9:30 a 13:00 con una potencia de 240 W.
 - Las bombillas del edificio tipo c se espera que funcione en de media de 17:00 a 17:30 con una potencia de 324 W.
 - La bomba de la escuela se espera que funcionen en horario escolar de 9:00 a 13:00 con una potencia de 80 W.
- Puesto de salud
 - La bombilla del puesto de salud funciona en su horario de 7:30 a 13:30 con una potencia de 80 W.
 - Los demás aparatos funcionan de 11:00 a 11:30 con una potencia de 100 W.
- Casa comunal
 - La luz funciona de 8:00 a 17:30 con una potencia de 12 W.
 - El aparato de sonido funciona de media de 17:00 a 17:30 con una potencia de 200 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
 - El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 18:30 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
 - El horario de iluminación callejera es de 18:30 a 7:30 con una potencia de 30.000 W.

Las demandas entre semana suman todos estos demandas. Las demandas del fin de semana incluyen los del sábado que incluye las demandas de los hogares, puesto de salud e iluminación. Todo esto se puede observar en la figura 21.



Figura 21. Demandas de diciembre a marzo del escenario 2025 no led

b. Abril-mayo

Las demandas son iguales al periodo de abril a mayo excepto por cambios en los siguientes lugares:

- Hogares
La luz funciona de 5:30 a 6:30 y de 17:30 a 22:30 con una potencia de 18.240 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 17:30 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
El horario de iluminación callejera es de 17:30 a 7:00 con una potencia de 30.000 W.

Todo esto se puede observar en la figura 22.

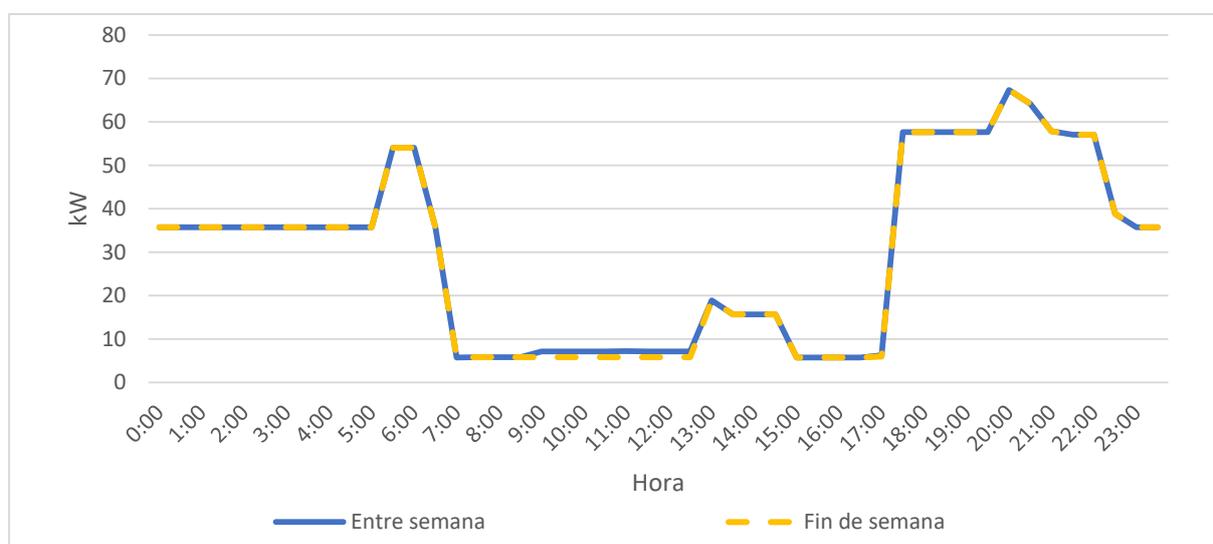


Figura 22. Demandas del periodo abril-mayo del escenario 2025 no led

c. Junio-noviembre

Las demandas son iguales al periodo de junio a noviembre excepto por cambios en los siguientes lugares:

- Hogares
La luz funciona de 5:30 a 6:30 y de 18:00 a 22:30 con una potencia de 18.240 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 18:00 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
El horario de iluminación callejera es de 17:30 a 7:00 con una potencia de 30.000 W.

Todo esto se puede observar en la figura 23.



Figura 23. Demandas del periodo junio-noviembre del escenario 2025 no led

d. Resumen

Se puede consultar en la tabla 96.

Demanda (kWh)	Entre semana	Sábado	Domingo	Fin de semana
Diciembre-marzo	670,8	665,4	664,9	665,2
Abril-mayo	707,7	702,3	701,8	702,0
Junio-noviembre	696,8	691,4	690,7	691,1
Potencia máxima (kW)			65,78	

Tabla 96. Resumen de las demandas totales por periodo en el escenario 2025 no led, así como la potencia máxima

4. Demanda 2025 led

Las demandas del escenario 2025 led son los mismos que en el escenario de 2025 no led, solo cambia la potencia de las luces led, las del complejo escolar de 3.600 W a 840 W y las de la iluminación callejera de 30.000 a 7.000 W.

a. Diciembre-marzo

Se pueden observar en la figura 24.

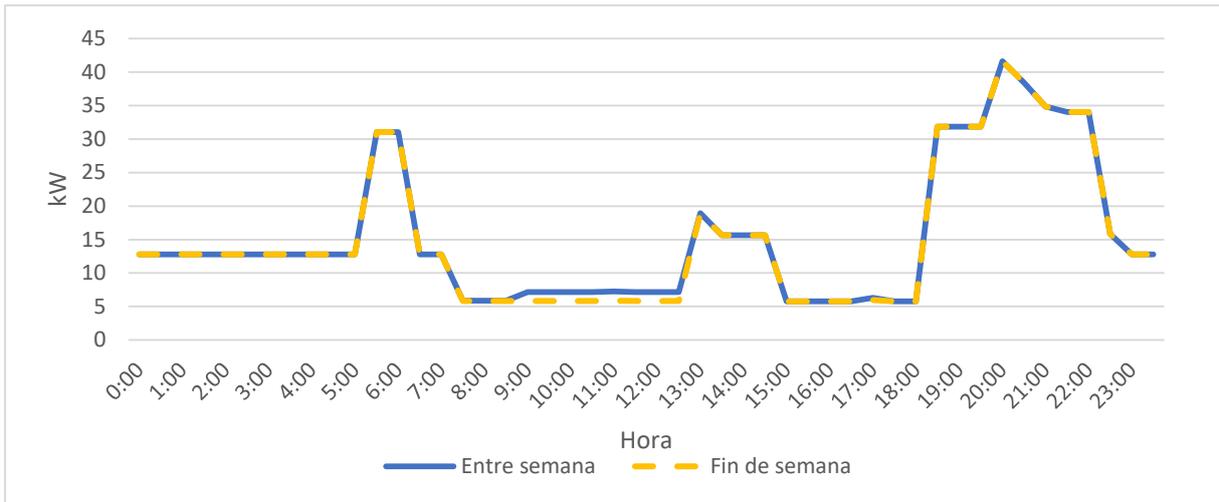


Figura 24. Demandas de diciembre a marzo del escenario 2025 led

b. Abril-mayo

Se pueden observar en la figura 25.



Figura 25. Demandas de abril a mayo del escenario 2025 led

c. Junio-noviembre

Se pueden observar en la figura 26.

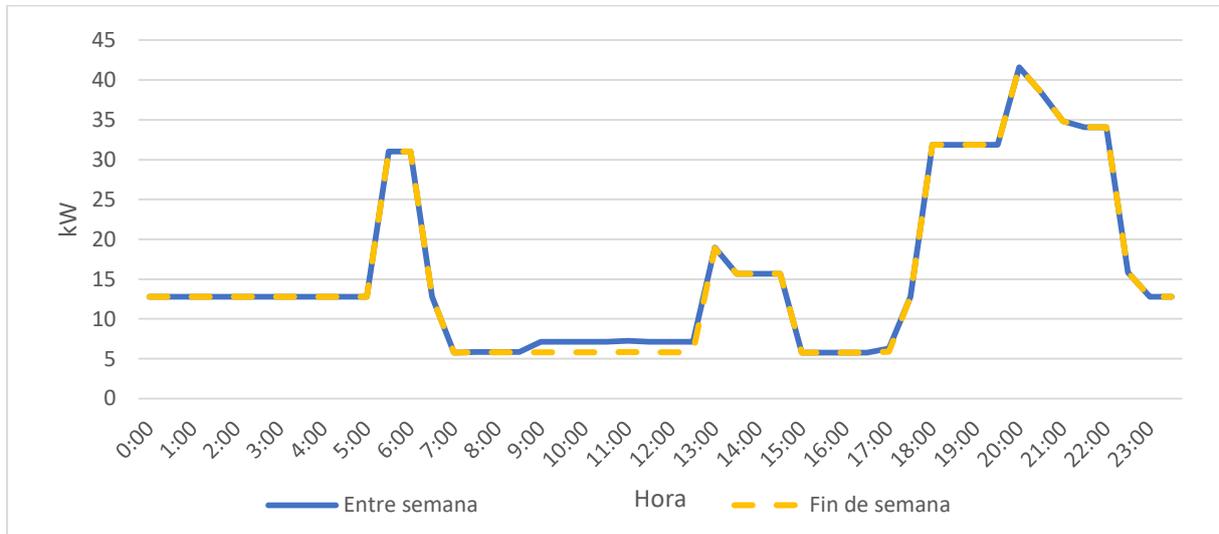


Figura 26. Demandas de junio a noviembre del escenario 2025 led

d. Resumen

El resumen de las demandas totales se puede observar en la tabla 97, así como la potencia máxima.

Demanda (kWh)	Entre semana	Sábado	Domingo	Fin de semana
Diciembre-marzo	364,9	359,5	359,0	359,3
Abril-mayo	387,5	382,1	381,6	381,9
Junio-noviembre	378,0	372,6	372,0	372,3
Potencia máxima (kW)	40,02			

Tabla 97. Resumen de las demandas totales por periodo en el escenario 2025 led, así como la potencia máxima

5. Demanda 2030 no led

a. Diciembre-marzo

En las demandas de diciembre a marzo del escenario 2030 no led las demandas son los siguientes:

- Hogares

La luz se prevé que funcione de 5:30 a 6:30 y de 18:30 a 22:30 con una demanda total de la comunidad de 18.420 W.

Se espera una carga del móvil de 21:30 a 23:00 con una demanda total de 3.070 W.

La nevera funciona las 24 horas del día con una potencia de 10.438,2 W.

Se prevé un funcionamiento de un ventilador de 13:00 a 15:00 con una potencia de 13.968,5 W.

El equipo de sonido funcionaría de 20:00 a 21:00 con una potencia de 2.736 W.

La televisión funcionaría de 20:00 a 21:30 con una potencia de 3.868,2 W.

El ordenador funcionaría de 20:00 a 21:30 con una potencia de 4.420,8 W.

La licuadora trabajaría de 13:00 a 13:30 y de 20:00 a 20:30 con una potencia de 1.036,1 W.

La plancha trabajaría de 13:00 a 13:30 y de 20:00 a 20:30 con una potencia de 6.140 W.

- Escuela
 - Las bombillas de los edificios denominados tipo a funcionan de 9:30 a 13:00, con una potencia de 960 W.
 - Las bombillas de los edificios tipo b funcionan de 9:30 a 13:00 con una potencia de 240 W.
 - Las bombillas del edificio tipo c se espera que funcione en de media de 17:00 a 17:30 con una potencia de 324 W.
 - La bomba de la escuela se espera que funcionen en horario escolar de 9:00 a 13:00 con una potencia de 80 W.
- Puesto de salud
 - La bombilla del puesto de salud funciona en su horario de 7:30 a 13:30 con una potencia de 80 W.
 - Los demás aparatos funcionan de 11:00 a 11:30 con una potencia de 100 W.
- Casa comunal
 - La luz funciona de 8:00 a 17:30 con una potencia de 12 W.
 - El aparato de sonido funciona de media de 17:00 a 17:30 con una potencia de 200 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
 - El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 18:30 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
 - El horario de iluminación callejera es de 18:30 a 7:30 con una potencia de 30.000 W.

Las demandas entre semana suman todos estos demandas. Las demandas del fin de semana incluyen los del sábado que incluye las demandas de los hogares, puesto de salud e iluminación. Todo esto se puede observar en la figura 27.

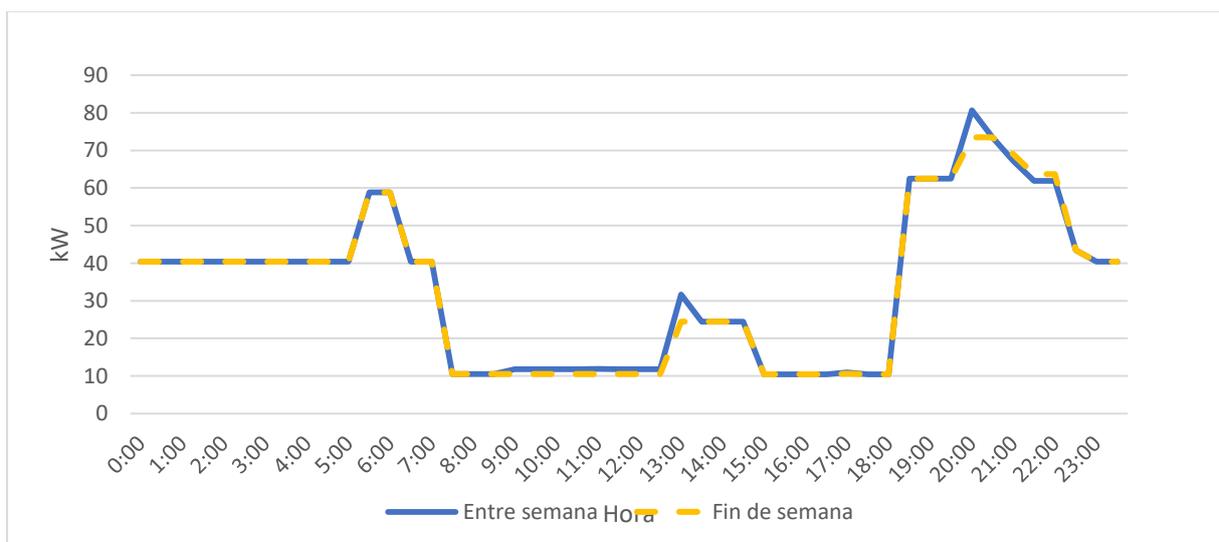


Figura 27. Demandas de diciembre a marzo del escenario 2030 no led

b. Abril-mayo

Las demandas son iguales al periodo de abril a mayo excepto por cambios en los siguientes lugares:

- Hogares
La luz funciona de 5:30 a 6:30 y de 17:30 a 22:30 con una potencia de 18.420 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 17:30 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
El horario de iluminación callejera es de 17:30 a 7:00 con una potencia de 30.000 W.

Todo esto se puede observar en la figura 28.

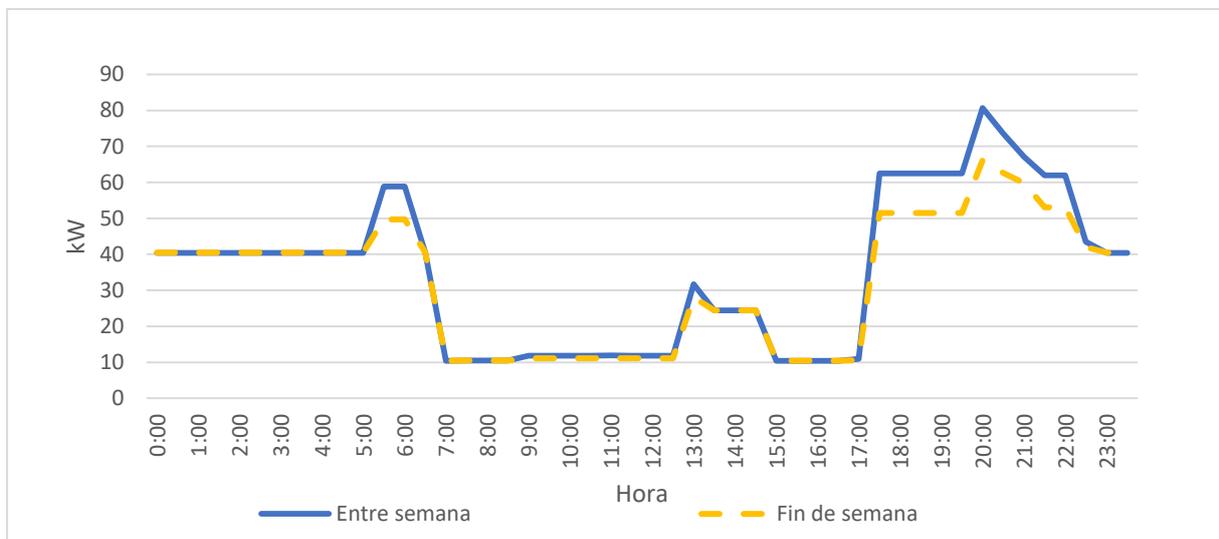


Figura 28. Demandas de diciembre a marzo del escenario 2030 no led

c. Junio-noviembre

Las demandas son iguales al periodo de junio a noviembre excepto por cambios en los siguientes lugares:

- Hogares
La luz funciona de 5:30 a 6:30 y de 18:00 a 22:30 con una potencia de 18.420 W.
- Iluminación
 - Complejo escolar
El complejo escolar tiene sus luces funcionando de 18:00 a 21:00 con una potencia de 3.600 W.
 - Calle
El horario de iluminación callejera es de 17:30 a 7:00 con una potencia de 30.000 W.

Todo esto se puede observar en la figura 29.

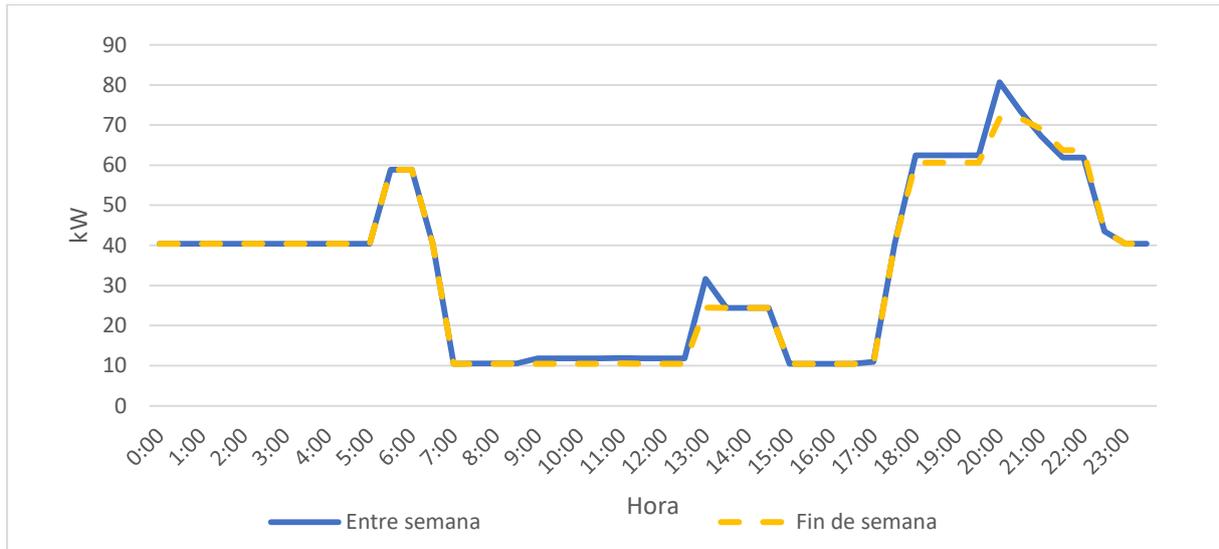


Figura 29. Demandas de junio a noviembre del escenario 2030 no led

d. Resumen

El resumen de las demandas totales se puede observar en la tabla 98, así como la potencia máxima.

Demanda (kWh)	Entre semana	Sábado	Domingo	Fin de semana
Diciembre-marzo	802,5	795,4	789,4	792,4
Abril-mayo	839,5	832,4	712,3	772,3
Junio-noviembre	828,5	821,3	804,5	812,9
Potencia máxima (W)	77,07			

Tabla 98. Resumen de las demandas totales por periodo en el escenario 2030 no led, así como la potencia máxima

6. Demanda 2030 led

Las demandas del escenario 2030 led son los mismos que en el escenario de 2030 no led, solo cambia la potencia de las luces led, las del complejo escolar de 3.600 W a 840 W y las de la iluminación callejera de 30.000 a 7.000 W.

a. Diciembre-marzo

Se pueden observar en la figura 30.

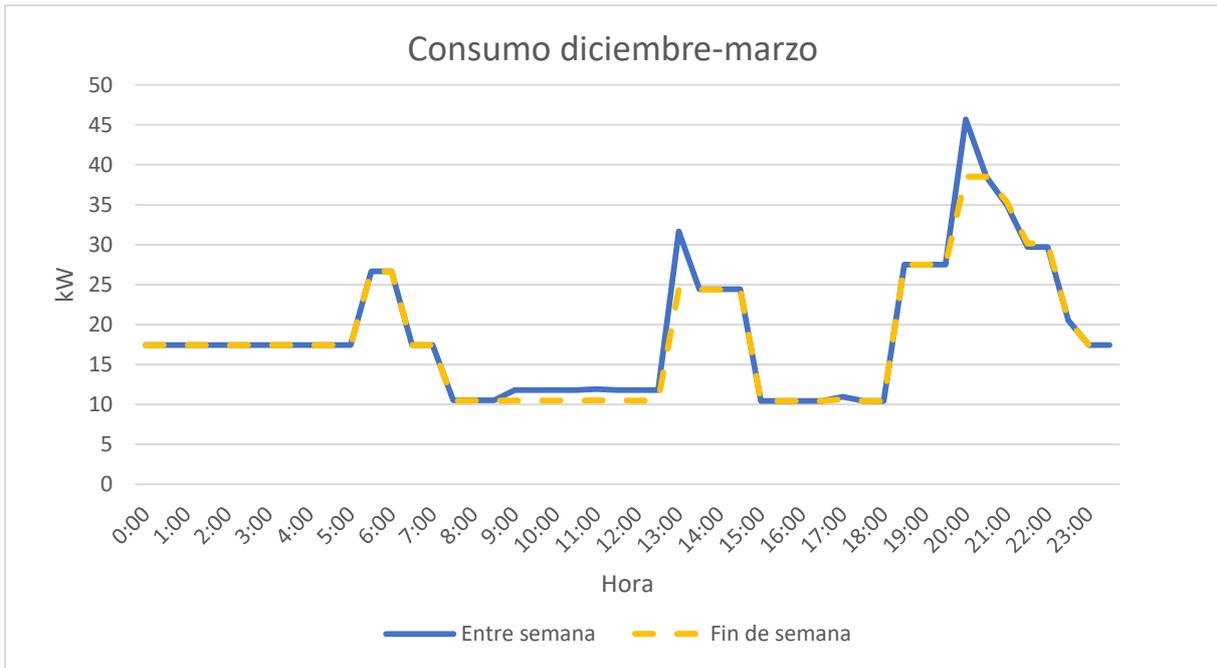


Figura 30. Demandas de diciembre a marzo del escenario 2030 led

b. Abril-mayo

Se pueden observar en la figura 31.

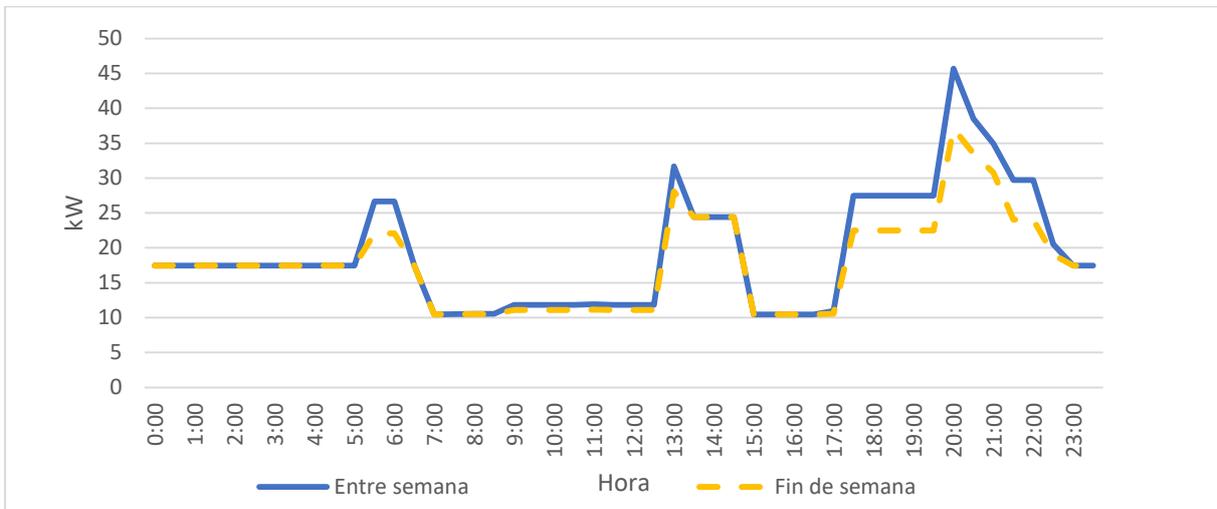


Figura 31. Demandas de abril a mayo del escenario 2030 led

c. Junio-noviembre

Se pueden observar en la figura 32.

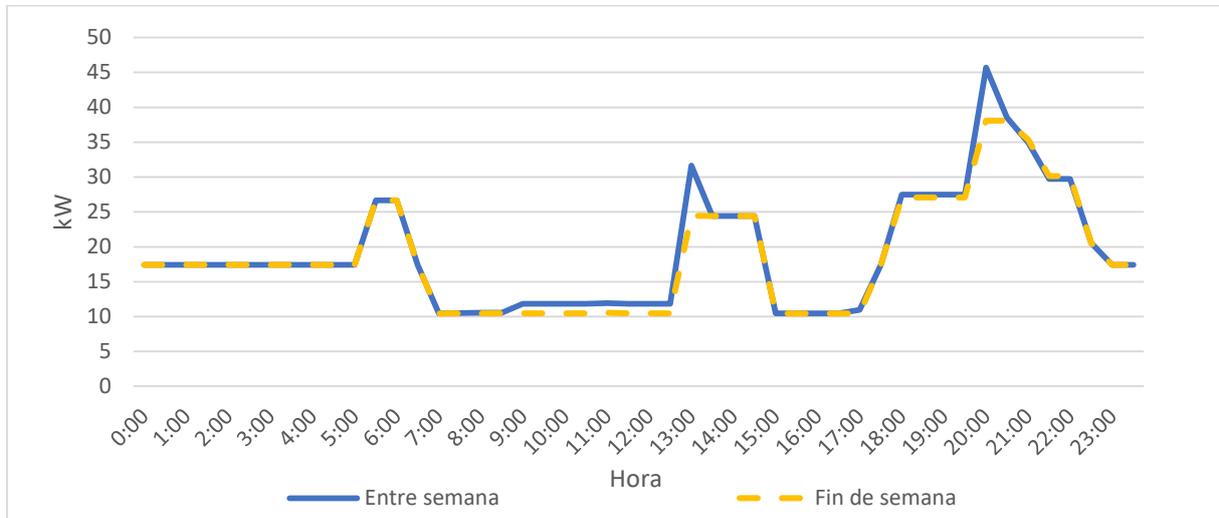


Figura 32. Demandas de junio a noviembre del escenario 2030 led

d. Resumen

El resumen de las demandas totales se puede observar en la tabla 99, así como la potencia máxima.

Demanda (kWh)	Entre semana	Sábado	Domingo	Fin de semana
Diciembre-marzo	450,6	439,3	437,5	438,4
Abril-mayo	464,1	452,8	401,0	426,9
Junio-noviembre	459,1	447,7	443,4	445,5
Potencia máxima (W)	42,10			

Tabla 99. Resumen de las demandas totales por periodo en el escenario 2030 led, así como la potencia máxima

Anexo VII - Ecuaciones usadas en los cálculos del diseño de Bufe Pozo

En el presente anexo se van a detallar los cálculos utilizados en el epígrafe 4.7.

1. Cálculo de demanda diaria con margen de seguridad

Este cálculo se realiza multiplicando la demanda diaria de energía que se puede consultar en el epígrafe 4,6,3 por un coeficiente de 1,20.

$$DMS = \text{demanda diaria} \times 1,20$$

2. Cálculo de energía a producir

Una vez se ha obtenido la demanda diaria con margen de seguridad, con las siguientes ecuaciones se va a calcular la energía a producir teniendo en cuenta las pérdidas ocasionadas por el inversor/cargador, o por el regulador e inversor, así como por las baterías.

Para los cálculos en lo referente a eficiencias, se van a tener en cuenta la eficiencia del inversor, η_{inv} , es del 93 % (se ha elegido este valor siendo conservador, pues marca una eficiencia mínima del 94%). En el caso de ser una confluencia de regulador e inversor se ha elegido también la misma eficiencia aproximada η_{inv} , del 93 %, la eficiencia de las baterías η_{bat} , es del 95 %, por último, la eficiencia del cableado, η_{cable} , se ha supuesto del 98%.

Para calcular esta energía a producir se usa la siguiente fórmula:

$$\text{Energía a producir (kWh)} = \frac{\text{Carga diaria}}{\eta_{inv} * \eta_{bat} * \eta_{cable}}$$

Esto sustituyendo:

$$\text{Energía a producir} = \frac{\text{Carga diaria}}{0,93 * 0,95 * 0,98} = \text{Carga diaria} * 1,1549$$

Ahora se va a especificar el cálculo realizado para calcular el número de paneles necesarios según el tipo de energía barajada.

3. Cálculo del número de paneles

A continuación, se explica cómo se calcula el número de paneles según la opción. Este número es aproximado y por motivos de facilidad de diseño con el inversor, se puede modificar ligeramente.

a. Opción de solo fotovoltaica

Una vez obtenida la energía a producir, se obtiene el número de paneles de la siguiente manera:

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Energía a producir}}{\text{Potencia panel} * \text{HSP} * \text{FG}}$$

La potencia del panel fotovoltaico como se ha descrito anteriormente será de 0,45 kW y el dato de HSP (hora solar pico) será la del mes más escaso (febrero), que es de 4,385 HSP. El factor global se ha escogido del 90%

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Energía a producir}}{0,45 * 4,385 * 0,9} \approx \text{Energía a producir} * 0,563$$

b. Opción de fotovoltaica con una turbina P154

Una vez obtenida la energía a producir se procede a calcular el número de paneles necesarios que funcionarían junto a una turbina P154.

La turbina va a producir electricidad constantemente, debido a que el caudal del río aun cuando es mínimo va a ser suficiente para producir energía. Sin embargo, hay variaciones del caudal mensuales, como se puede ver en epígrafes anteriores, esto ha sido cuantificado en HOMER, donde además estamos infraestimando la producción de energía ya que HOMER no tiene en cuenta la producción equivalente de un mes (ya que este mes de media tiene una velocidad el agua mayor a la soportada por la turbina). Modelizado estos datos en HOMER llegamos a la conclusión de que la producción de energía es de 339,7 kWh diarios, unos 123.986 kWh/año

Con esto corregimos el dato anterior:

$$\text{Energía a producir diaria por paneles (kWh)} = \text{Energía a producir} - 339,7$$

Y calculamos el número de paneles necesarios con la fórmula utilizada anteriormente:

$$\text{Número de paneles a instalar} = \frac{\text{Energía a producir diaria por paneles}}{\text{Potencia panel} * \text{HSP} * \text{FG}}$$

La potencia del panel fotovoltaico como se ha descrito anteriormente será de 0,45 kW y el dato de HSP (hora solar pico) será la del mes más escaso (febrero), que es de 4,385 HSP. El factor global se ha escogido del 90%

Con esto queda:

$$\text{Número de paneles a instalar} = \frac{\text{Energía a producir diaria por paneles}}{0,45 * 4,385 * 0,9}$$

$$\text{Número de paneles a instalar} = 0,563 * \text{Nueva energía a producir diaria}$$

Esos paneles producen lo suficiente para que junto a una turbina P154 cubran la energía diaria a producir.

c. Opción de fotovoltaica con dos turbinas P154

En lo referente al uso para tener una primera aproximación, se ha usado el dato calculado en la anterior posibilidad, acerca de la producción total anual de energía de 1 turbina P154, que corresponde a 123.986 kWh/año (339,7 kWh/diarios), con lo cual, para dos turbinas, sería el doble a 247.972 kWh/año. Lo que corresponde a 679,4 kWh diarios. Con esta base se ha calculado los paneles solares, utilizando los cálculos anteriores, como podemos recordar de fórmulas anteriores:

$$\text{Energía a producir diaria por paneles (kWh)} = \text{Energía a producir} - 679,4$$

Y calculamos el número de paneles necesarios con la fórmula utilizada anteriormente:

$$\text{Número de paneles a instalar} = \frac{\text{Energía a producir diaria por paneles}}{\text{Potencia panel} * \text{HSP} * \text{FG}}$$

Teniendo en cuenta los datos descritos en los anteriores epígrafes:

$$\text{Número de paneles} = \frac{\text{Energía a producir diaria por paneles}}{0,45 * 4,385 * 0,9}$$

$$\text{Número de paneles a instalar} = 0,563 * \text{Nueva energía a producir diaria}$$

4. Cálculo de Baterías

El cálculo de baterías se realiza simulando con el software HOMER la instalación. Para ello se utilizan los datos introducidos en el epígrafe 4.5 así como la potencia fotovoltaica calculada según lo descrito en este anexo y el número de turbinas.

5. Elección de modelo de inversor

El modelo de inversor a utilizar, como se ha descrito en el epígrafe 4.4.3 depende de la potencia fotovoltaica instalada.

Si la potencia fotovoltaica es menor de 200 kW se usarán los inversores/cargadores de la gama PWG2, dentro de estos dependiendo de la potencia fotovoltaica se usará el modelo PWG2-50K o PWG2-100K dependiendo del amperaje de los paneles, la ficha técnica se puede consultar en el Anexo X

Si la potencia instalada es mayor de 200 kW se debe usar primero el regulador de carga PDS1-400K y posteriormente el inversor PWS1.

En las opciones con turbinas P154 se hará uso del P154 converter, este convertidor necesario para las turbinas permite insertar hasta 20 kW de potencia fotovoltaica y 200 kWh de baterías. En el caso de haber dos turbinas permite 40 kW y 400 kWh.

6. Distribución de las baterías

Para distribuir las baterías entre los inversores se realiza en función de la energía producida. Como se ha mencionado anteriormente, una turbina P154 produce alrededor de 123.986 kWh, pudiendo deducirse del cálculo anterior la producción por panel:

$$\text{Producción anual por panel} = 0,45 \text{ kW} * 4,385 \text{ h} * 0,9 * 365 \text{ días} = 648,2 \text{ kWh}$$

Con este dato se calcula que porcentaje del total de energía producida es producida por paneles solares y que porcentaje es producida por la o las turbinas hidrocínicas. Las fórmulas son las siguientes:

$$\% \text{ Energía paneles} = \frac{\text{Energía paneles}}{\text{Total energía}}$$

$$\% \text{ Energía turbina} = \frac{\text{Energía turbina(s)}}{\text{Total energía}}$$

Una vez calculado como se distribuye la energía producida, se reparten las baterías aproximándolas a los respectivos porcentajes.

Anexo VIII - Demanda Kitepampani

Estas demandas están descritos a diferencia del anexo anterior, por hogar. Las demandas se dividen entre los 4 tipos de hogares, diferenciando en cada tipo entre demanda inicial (sin refrigerador) y demanda posterior (con refrigerador).

1. Septiembre - enero

a. Demanda entre semana

Las demandas entre semana del periodo septiembre-enero se puede dividir en los 4 tipos de hogar, sin embargo, estos tienen unas demandas comunes entre sí

- Demandas comunes

El cargador del móvil funciona de 22:00 a 23:00 con una potencia de 5 W.

La televisión funciona de 20:00 a 22:00 con una potencia de 150 W. El aparato DVD funcionará junto a la televisión debido a la ausencia de antena, esto es de 20:00 a 22:00 con una potencia de 150 W.

De haber frigorífico este funcionaría las 24 horas del día con una potencia de 350 W.

- Iluminación del hogar

- Hogar A: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 con una potencia de 30 W.
- Hogar B: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 con una potencia de 120 W.
- Hogar C: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 con una potencia de 75 W.
- Hogar D: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 con una potencia de 45 W.

En la figura 34 se puede observar un gráfico con las demandas por escenario y tipo de vivienda.

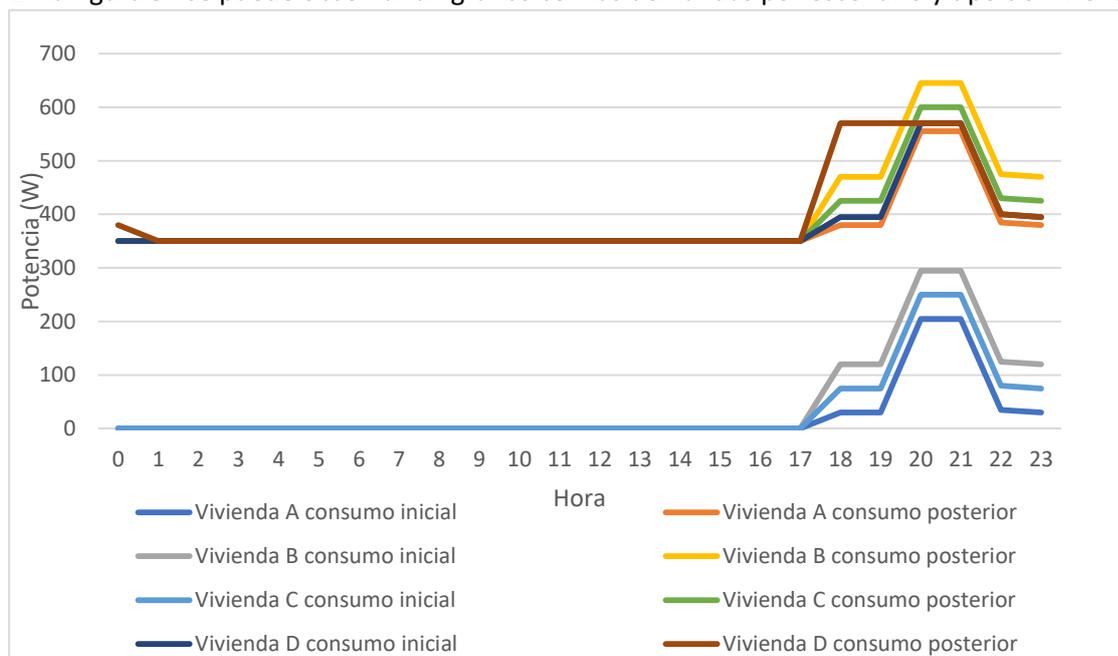


Figura 33. Demanda entre semana del periodo septiembre-enero de Kitepampani

Las demandas totales quedan según lo reflejado en la tabla 100.

	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,54	8,94	1,08	9,48	0,81	9,21	0,63	9,03
Pmax (W)	205	555	295	645	250	600	220	570

Tabla 100. Demandas totales y potencia máxima por tipo de vivienda y escenario en el periodo septiembre a enero entre semana de Kitepampani

b. Demanda fin de semana

La demanda en fin de semana del periodo septiembre-enero se puede dividir en los 4 tipos de hogar, sin embargo, estos tienen unas demandas comunes entre sí

- Demandas comunes

El cargador del móvil funciona de 22:00 a 23:00 con una potencia de 5 W.

La televisión funciona de 18:00 a 22:00 con una potencia de 150 W. El aparato DVD funcionará junto a la televisión debido a la ausencia de antena, esto es de 18:00 a 22:00 con una potencia de 150 W.

De haber frigorífico este funcionaría las 24 horas del día con una potencia de 350 W.

- Iluminación del hogar

- Hogar A: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 30 W.
- Hogar B: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 120 W.
- Hogar C: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 75 W.
- Hogar D: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 45 W.

En la figura 35 se puede observar un gráfico con las demandas por escenario y tipo de vivienda.

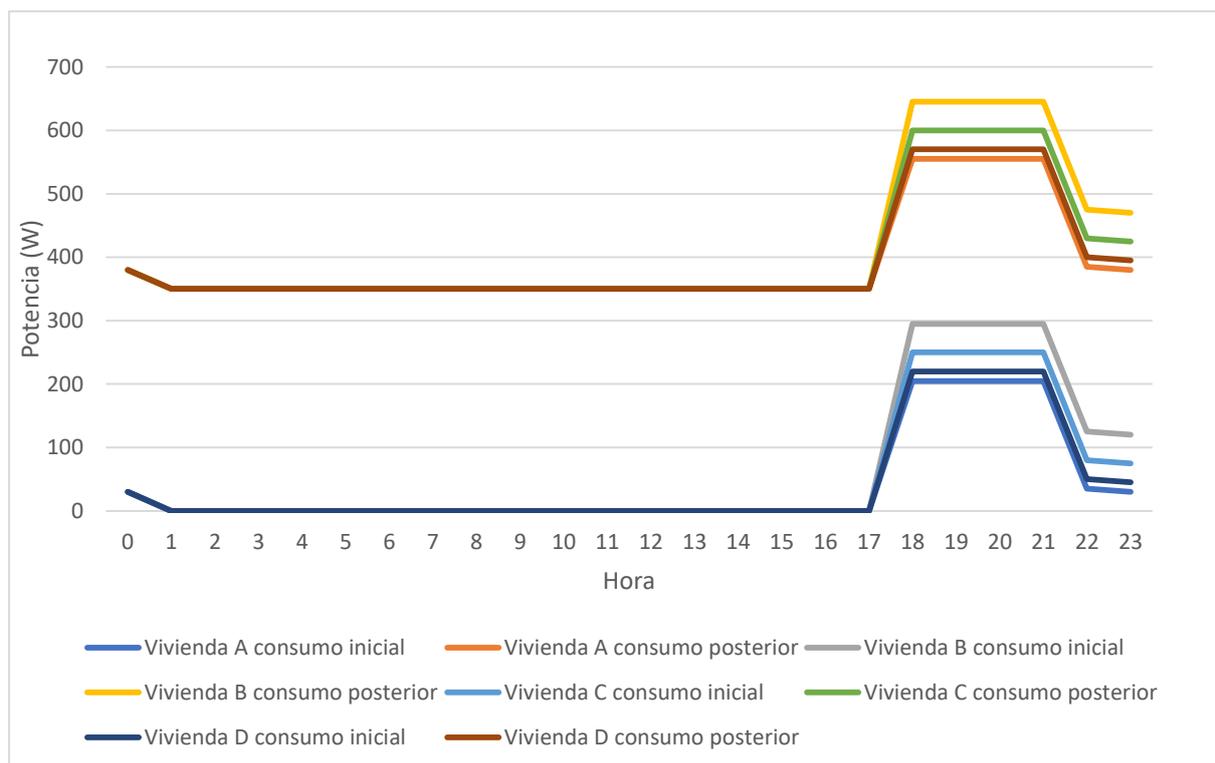


Figura 34. Demanda en fin de semana del periodo septiembre-enero de Kitepampani

Las demandas totales quedan según lo reflejado en la tabla 101.

	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,92	9,32	1,46	9,86	1,19	9,59	1,01	9,41
Pmax (W)	205	555	295	645	250	600	220	570

Tabla 101. Demandas totales y potencia máxima por tipo de vivienda y escenario en el periodo septiembre a enero en fin de semana de Kitepampani

2. Febrero - agosto

a. Demanda entre semana

La demanda entre semana del periodo septiembre-enero se puede dividir en los 4 tipos de hogar, sin embargo, estos tienen unas demandas comunes entre sí

- Demandas comunes

El cargador del móvil funciona de 22:00 a 23.00 con una potencia de 5 W.

La televisión funciona de 20:00 a 22:00 con una potencia de 150 W. El aparato DVD funcionará junto a la televisión debido a la ausencia de antena, esto es de 20:00 a 22:00 con una potencia de 150 W.

De haber frigorífico este funcionaría las 24 horas del día con una potencia de 350 W.

- Iluminación del hogar

- Hogar A: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 y de 5:00 a 6:00 con una potencia de 30 W.
- Hogar B: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 y de 5:00 a 6:00 con una potencia de 120 W.
- Hogar C: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 y de 5:00 a 6:00 con una potencia de 75 W.
- Hogar D: Las luces funcionan de 18:00 a las 00:00 y de 5:00 a 6:00 con una potencia de 45 W.

En la figura 36 se puede observar un gráfico con las demandas por escenario y tipo de vivienda.

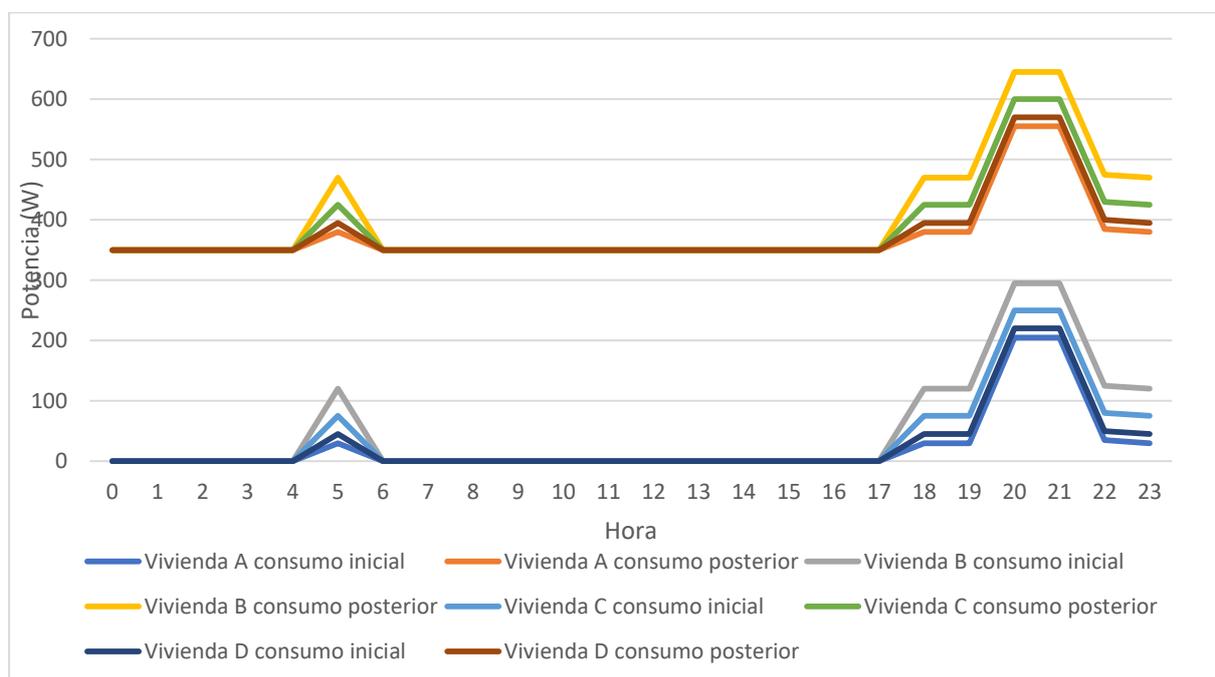


Figura 35. Demanda entre semana del periodo febrero-agosto de Kitepampani

Las demandas totales quedan según lo reflejado en la tabla 102.

	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,57	8,97	1,20	9,60	0,88	9,28	0,67	9,07
Pmax (W)	205	555	295	645	250	600	220	570

Tabla 102. Demandas totales y potencia máxima por tipo de vivienda y escenario en el periodo de febrero a agosto entre semana de Kitepampani

b. Demanda fin de semana

La demanda entre semana del periodo septiembre-enero se puede dividir en los 4 tipos de hogar, sin embargo, estos tienen unas demandas comunes entre sí

- Demandas comunes

El cargador del móvil funciona de 22:00 a 23:00 con una potencia de 5 W.

La televisión funciona de 19:00 a 23:00 con una potencia de 150 W. El aparato DVD funcionará junto a la televisión debido a la ausencia de antena, esto es de 19:00 a 23:00 con una potencia de 150 W.

De haber frigorífico este funcionaría las 24 horas del día con una potencia de 350 W.

- Iluminación del hogar

- Hogar A: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 30 W.
- Hogar B: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 120 W.
- Hogar C: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 75 W.
- Hogar D: Las luces funcionan de 18:00 a las 01:00 con una potencia de 45 W.

En la figura 37 se puede observar un gráfico con las demandas por escenario y tipo de vivienda.

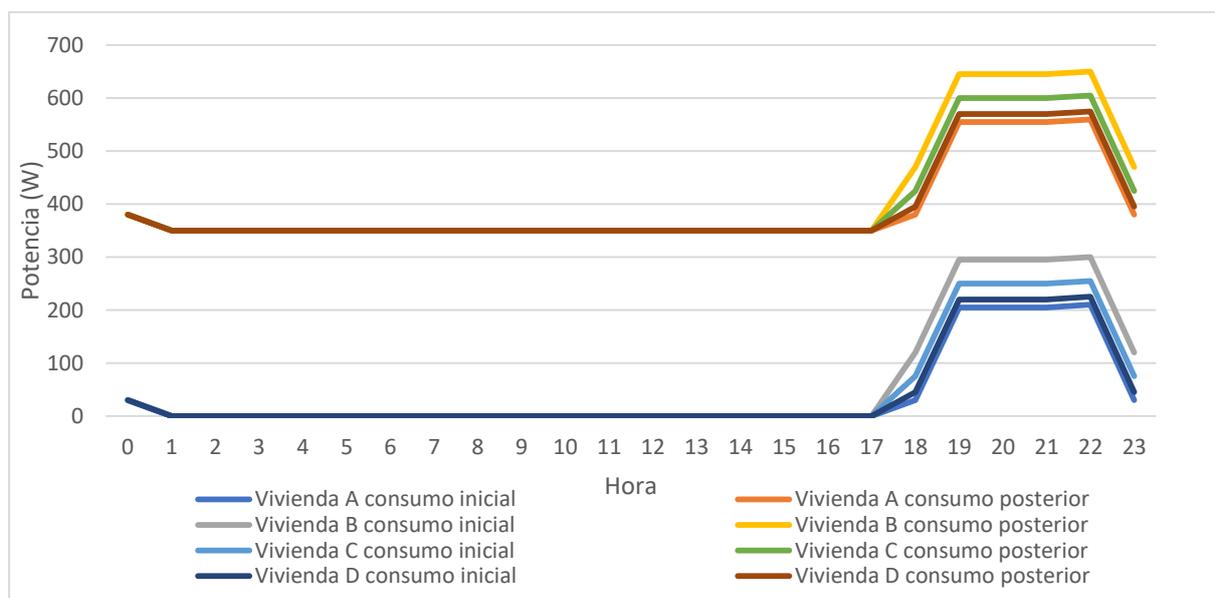


Figura 36. Demanda en fin de semana del periodo febrero-agosto de Kitepampani

Las demandas totales quedan según lo reflejado en la tabla 103.

	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,92	9,32	1,46	9,86	1,19	9,59	1,01	9,41
Pmax (W)	210	560	300	650	255	605	225	575

Tabla 103. Demandas totales y potencia máxima por tipo de vivienda y escenario en el periodo de febrero a agosto en fin de semana de Kitepampani

Anexo IX - Cálculo de la carga a cubrir de Kitepampani

1. Periodo de septiembre a enero

a. Entre semana

Entre semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,535	8,93	1,07	9,47	0,805	9,21	0,625	9,02
TOTAL DC	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL AC	0,535	8,93	1,07	9,47	0,805	9,21	0,625	9,02
DC + 20%	0	0	0	0	0	0	0	0
AC + 20%	0,642	10,72	1,29	11,37	0,966	11,05	0,75	10,83
TOTAL + 20%	0,642	10,72	1,29	11,37	0,966	11,05	0,75	10,83
Energía (kWh)	0,774	12,93	1,55	13,71	1,16	13,32	0,904	13,06
Máx (W)	205	555	295	645	250	600	220	570

Tabla 104. Cálculo de la energía necesaria para dimensionar potencia fotovoltaica de Kitepampani entre semana para el periodo de septiembre a enero

b. Fin de semana

Fin de semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,915	9,31	1,46	9,85	1,18	9,58	1,01	9,41
TOTAL DC	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL AC	0,915	9,31	1,46	9,85	1,18	9,58	1,01	9,41
DC + 20%	0	0	0	0	0	0	0	0
AC + 20%	1,09	11,18	1,75	11,83	1,42	11,50	1,21	11,29
TOTAL + 20%	1,09	11,18	1,75	11,83	1,42	11,50	1,21	11,29
Energía (kWh)	1,32	13,48	2,11	14,26	1,71	13,87	1,45	13,61
Máx (W)	205	555	295	645	250	600	220	570

Tabla 105. Cálculo de la energía necesaria para dimensionar potencia fotovoltaica de Kitepampani en fin de semana para el periodo de septiembre a enero

2. Periodo de febrero a septiembre

a. Entre semana

Entre semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,565	8,96	1,19	9,59	0,88	9,28	0,67	9,07
TOTAL DC	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL AC	0,565	8,96	1,19	9,59	0,88	9,28	0,67	9,07
DC + 20%	0	0	0	0	0	0	0	0
AC + 20%	0,678	10,76	1,43	11,51	1,06	11,14	0,80	10,88
TOTAL + 20%	0,678	10,76	1,43	11,51	1,6	11,14	0,80	10,88
Energía (kWh)	0,82	12,97	1,73	13,88	1,27	13,42	0,969	13,12
Máx (W)	205	555	295	645	250	600	220	570

Tabla 106. Cálculo de la carga necesaria para dimensionar potencia fotovoltaica de Kitepampani entre semana para el periodo de febrero a septiembre

b. Fin de semana

Fin de semana	A		B		C		D	
	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior	Inicial	Posterior
TOTAL (kWh)	0,915	9,31	1,45	9,86	1,18	9,58	1,01	9,40
TOTAL DC	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL AC	0,915	9,31	1,45	9,86	1,18	9,58	1,01	9,40
DC + 20%	0	0	0	0	0	0	0	0
AC + 20%	1,09	11,18	1,75	11,83	1,42	11,50	1,21	11,29
TOTAL + 20%	1,09	11,18	1,75	11,83	1,42	11,50	1,21	11,29
Energía (kWh)	1,32	13,47	2,10	14,26	1,71	13,87	1,45	13,60
Máx (W)	210	560	300	650	255	605	225	575

Tabla 107. Cálculo de la carga necesaria para dimensionar potencia fotovoltaica de Kitepampani en fin de semana para el periodo de febrero a septiembre

Anexo X - Ficha técnica componentes principales

Bufeo Pozo

1. Paneles

Mono Multi Solutions

THE
TALLMAX^M
FRAMED 144 LAYOUT MODULE



144 LAYOUT
MONOCRYSTALLINE MODULE

430-450W
POWER OUTPUT RANGE

20.6%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS	POWER RANGE
TSM-DE17M(I)	430-450W

High power mono perc

- Up to 450W front power and 20.6% module efficiency with half-cut and MBB (Multi Busbar) technology bringing more BOS savings
- Lower resistance of half-cut and good reflection effect of MBB ensure high power

High reliability

- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to salt, acid and ammonia
- Certified to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load

High energy generation

- Excellent IAM and low light performance validated by 3rd party with cell process and module material optimization
- Lower temp coefficient (-0.36%) and NMOT bring more energy leading to lower LCOE
- Better anti-shading performance and lower operating temperature

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

Comprehensive Products and System Certificates

IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 OHSAS 18001: Occupation Health and Safety Management System





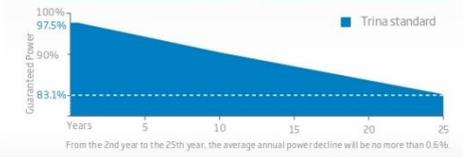




Trinasolar

PERFORMANCE WARRANTY

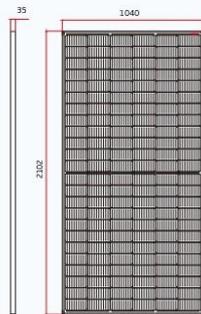
10 Year Product Warranty · 25 Year Power Warranty



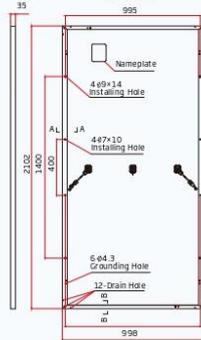
From the 2nd year to the 25th year, the average annual power decline will be no more than 0.5%.

Ilustración 22. Ficha técnica panel solar trina 450 W (1/2)

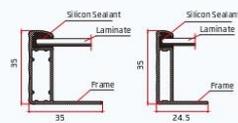
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



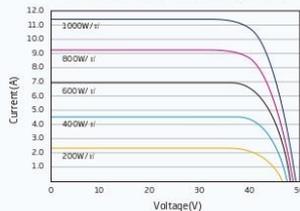
Front View



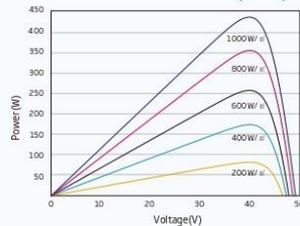
Back View



I-V CURVES OF PV MODULE(440W)



P-V CURVES OF PV MODULE(440W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	430	435	440	445	450
Power Output Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	40.3	40.5	40.7	40.8	41.0
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	10.67	10.74	10.82	10.90	10.98
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	48.7	49.0	49.2	49.4	49.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	11.22	11.31	11.39	11.46	11.53
Module Efficiency η_m (%)	19.7	19.9	20.1	20.4	20.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mas 5 AM1.5.
*Measuring tolerance: ±3%.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	325	329	333	336	340
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	38.0	38.2	38.4	38.5	38.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	8.56	8.61	8.68	8.73	8.80
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	46.0	46.3	46.4	46.6	46.8
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	9.03	9.11	9.17	9.23	9.28

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
Cell Orientation	144 cells (6 × 24)
Module Dimensions	2102 × 1040 × 35 mm (82.76 × 40.94 × 1.38 inches)
Weight	24.0 kg (52.9lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant Material	EVA
Backsheet	White
Frame	35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches) Landscape: N 1400 mm /P 1400 mm (55.12/55.12 inches)
Connector	TS4

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module Operating Temperature)	41 C (±3 C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.36%/ C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.26%/ C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/ C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85 C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	20A

WARRANTY

- 10 year Product Workmanship Warranty
- 25 year Power Warranty

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 30 pieces
- Modules per 40' container: 660 pieces

Ilustración 23. Ficha técnica panel solar trina 450 W (2/2)

2. Baterías

		POWERCUBE-M2A-180
No.	Product Type	384V148AH
1	Cell Technology	Li-ion(LFP)
2	Battery System Capacity(kWh)	56.8
3	Battery System Voltage(Vdc)	384
4	Battery System Capacity(AH)	148
5	Battery Controller Name	S1000M2A180J
6	Battery Module Name	HM2A180
7	Battery Module Quantity(pcs)	10
8	Battery Module Capacity(kWh)	5.683
9	Battery Module Voltage(Vdc)	38.4
10	Battery Module Capacity(AH)	148
11	Battery System Charge Upper-Voltage(Vdc)	432
12	Battery System Charge Current(Standard)	29.6
13	Battery System Charge Current(Normal)	74
14	Battery System Charge Current(Max.)	148
15	Battery System Discharge lower-Voltage(Vdc)	324
16	Battery System Discharge Current(Standard)	29.6
17	Battery System Discharge Current(Normal)	74
18	Battery System Discharge Current(Max.)	148
19	Efficiency	95%
20	Depth of Discharge	90%
21	Dimension(W*D*H, mm)	803 (W)*845 (D)*2300 (H)
22	Communication	CANBUS/Modbus RTU/TCP/IP
23	Protection Class	IP20
24	Weight (kg)	Single Rack: 140+ 55 × n (where n = 1-19) kg
25	Operation Life(Years)	10
26	Operation Cycle Life	5000
27	Operation Temperature(°C)	10~40
28	Storage Temperature(°C)	-20~60
29	Product Certificate	IEC62619, CE EMC,
30	Transfer Certificate	UN38.3

Ilustración 24. Ficha técnica baterías

4. Regulador de carga PDS1-400 K

PDS1-400K

Sinexcel



Features

- Bi-direction DC-DC converter
- Flexible derating available
- High power density
- Field-replaceable modular design
- Shared or separated DC bus

Specification

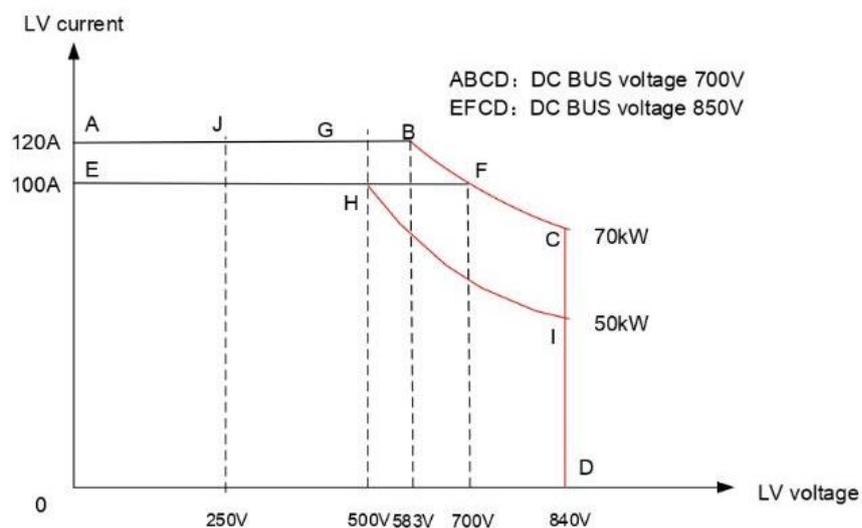
PDS1-400K

LV PV input mode	
HV DC bus voltage	LV voltage+40V ~ 850V
HV DC bus current	0~100A×8
LV PV input voltage	250~840V
LV PV input current	0~120A×8
Power rating	50kW×8
LV battery dis-/charge mode	
HV DC bus voltage	LV voltage+40V ~ 850V
HV DC bus current	0~100A×8
LV battery voltage	250~840V
LV battery current	0~120A×8
Power rating	50kW×8
Physical	
Cooling	Forced air cooling
Noise	70dB
Enclosure	IP20/NEMA1
Max elevation	3000m/10000feet (> 2000m/6500feet derating)
Operating ambient temperature	-20°C to 50°C (De-rating over 45°C)
Humidity	0~95% (No condensing)
Size (W×H×D)	1100×2060×800mm
Weight	600kg
Installation	Floor standing
Other	

Ilustración 26. Ficha técnica del regulador de carga PDS1-400 K (1/2)

Peak efficiency	98.60%
Protection	OTP, AC OVP/UVP, OFP/UFP, EPO, AC Phase Reverse, Fan/Relay Failure, OLP, GFDI, Anti-islanding
Configurable protection limits	Upper/Lower AC Voltage/Frequency limit, Battery EOD voltage.
AC connection	3-Phase+PE
Display	Touch Screen
Communication	RS485,CAN,Ethernet
Isolation	Non-isolation
Compliant	CE LVD IEC 62109/62477, CE EMC IEC 61000 UL1741

Volt-Ampere Curve (LV port)



Applications

- DC coupled PV+Energy Storage System
- Low voltage battery adaption in energy storage system

Ilustración 27. Ficha técnica del regulador de carga PDS1-400 K (2/2)

5. Inversor PWS1 - 250 K

PWS1-250K-NA

Sinexcel



PWS1-250K-NA

Features

- Modular design and wide power range in single cabinet
- Bi-directional Power Conversion System
- Built-in transformer for direct grid connection
- Grid-support functions
- Virtual Synchronous Generator (VSG) technology optional
- Support various battery



Specification

Model	PWS1-250K-NA
Utility-interactive Mode	
Battery voltage range	500~850V
DC Max Current	550A
AC voltage	480V(423V~528V)
AC current	301A
Nominal power	250kVA
AC frequency	60Hz(59.5Hz~60.5Hz)
Output THDi	≤3%
AC PF	Listed: 0.8~1 leading or lagging (Controllable) Actual: 0.1~1 leading or lagging (Controllable)
Stand-alone Mode	
Battery voltage range	500~850V
DC Max Current	550A
AC output voltage	480V(±10% configurable)
AC output current	301A(Max 331A)
Nominal AC output power	250kVA
AC Max Power	275kVA
Output THDu	≤2%
AC frequency	60Hz
AC PF	Listed: 0.8~1 leading or lagging (Load-depend)

Ilustración 28. Ficha técnica del inversor PWS1- 250 K (1/2)

	Actual: 0.1~1 leading or lagging (Load-depend)
Overload Capability	105%~115% 10min;
	115%~125% 1min;
	125%~150% 200ms
Physical	
Cooling	Forced air cooling
Noise	70dB
Enclosure	IP20
Max elevation	3000m/10000feet (> 2000m/6500feet derating)
Operating temp.	-20°C to 50°C (De-rating over 45°C)
Humidity	0~95% (No condensing)
Size (W*H*D)	1200*2160*800mm
	47.2*85*31.5 inches
Weight	1280kg
Installation	Floor standing
Other	
Peak efficiency	96.10%
CEC efficiency	95%
Protection	OTP, AC OVP/UVP, OFF/UFP, EPO, AC Phase Reverse, Fan/Relay Failure, OLP, GFDI, Anti-islanding
Configurable protection limits	Upper/Lower AC Voltage/Frequency limit, Battery EOD voltage.
AC connection	3-Phase 4-Wire
Display	Touch Screen
Communication	RS485,CAN,Ethernet
Isolation	Built-in Transformer
Certification	ETL listed conforming to UL1741/UL1741SA,UL9540, CPUC RULE 21, IEEE1547,HECO RULE 14H,CEC,CSA22.2, HECO CGS, HECO CSS
Short circuit	
Fault current	1000A
Fault duration	100ms

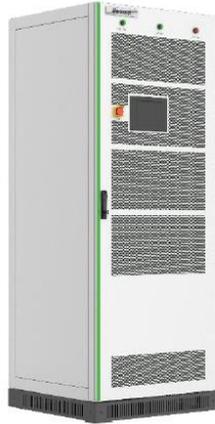
Ilustración 29. Ficha técnica del inversor PWS1- 250 K (2/2)

6. Inversor/cargador PWG2-50 K y PWG2 – 100 K

PWG2-50/100K-NA

PWG2-50/100K-EX

Sinexcel



Features

- Modular design and wide power range in single cabinet
- Bi-directional Power Conversion System
- Built-in transformer
- Grid-support functions
- Flexible configuration
- Support PV access

Supported Battery Types:

- Lithium-ion based battery
- Lead-carbon battery

Specification

Model	PWG2-50K-NA	PWG2-100K-NA	PWG2-50K-EX	PWG2-100K-EX
Utility-interactive Mode				
Battery voltage range	400V(250~520V)		400V(250~520V)	
Batter DC Max Current	150A	300A	150A	300A
PV Voltage Range	520~900V (MPPT 520V~800V)		520~900V (MPPT 520V~800V)	
PV DC. Max Current (in case of completely consumption)	192A	384A	192A	384A
AC voltage	480V(423V~528V)		400V(340V~460V)	
AC current	60A	120A	72A	144A
Nominal power	50kVA	100kVA	50kVA	100kVA
AC frequency	60Hz(59.5Hz~60.5Hz)		50/60Hz(±2.5Hz)	
Output THDI	≤3%	≤3%	≤3%	≤3%
AC PF	Listed: 0.8~1 leading or lagging (Controllable)		Listed: 0.8~1 leading or lagging (Controllable)	
	Actual: 0.1~1 leading or lagging (Controllable)		Actual: 0.1~1 leading or lagging (Controllable)	

Ilustración 30. Ficha técnica inversor/cargador PWG2-50 K y PWG2-100 K (1/3)

Stand-alone Mode				
Battery voltage range	250~520V		250~520V	
Battery DC Max Current	150A	300A	150A	300A
PV Voltage Range	520~900V (MPPT 520V~800V)		520~900V (MPPT 520V~800V)	
PV DC. Max Current (in case of completely consumption)	192A	384A	192A	384A
AC output voltage	480V(±10% configurable)		400V(±10% configurable)	
AC output current	60A(Max 66A)	120A(Max 132A)	72A(Max 79A)	144A(Max 159A)
Nominal AC output power	50kVA	100kVA	50kVA	100kVA
AC Max Power	55kVA	110kVA	55kVA	110kVA
Output THDu	≤2%	≤2%	≤2%	≤2%
AC frequency	60Hz		50/60Hz	
AC PF	Listed: 0.8~1 leading or lagging (Load-depend)		Listed: 0.8~1 leading or lagging (Load-depend)	
	Actual: 0.1~1 leading or lagging (Load-depend)		Actual: 0.1~1 leading or lagging (Load-depend)	
Overload Capability	105%~115%	10min;	105%~115%	10min;
	115%~125%	1min;	115%~125%	1min;
	125%~150%	200ms	125%~150%	200ms
Physical				
Cooling	Forced air cooling		Forced air cooling	
Noise	70dB		70dB	
Enclosure	NEMA / IP20		IP20	
Max elevation	3000m/10000feet (> 2000m/6500feet derating)		3000m/10000feet (> 2000m/6500feet derating)	
Operating temp.	-20°C to 50°C (De-rating over 45°C)		-20°C to 50°C (De-rating over 45°C)	
Humidity	0~95% (No condensing)		0~95% (No condensing)	
Size (W*H*D)	800*2160*800mm		800*2160*800mm	
	31.5*85*31.5 inches		31.5*85*31.5 inches	
Weight	520kg	750kg	520kg	750kg
Installation	Floor standing		Floor standing	
Other				
Peak efficiency	95.50%	95.50%	95.50%	95.50%
CEC efficiency	-	-	-	-
Protection	OTP, AC OVP/UV, OFP/UFP, EPO, AC Phase Reverse,		OTP, AC OVP/UV, OFP/UFP, EPO, AC Phase Reverse,	

Ilustración 31. Ficha técnica inversor/cargador PWG2-50 K y PWG2-100 K (2/3)

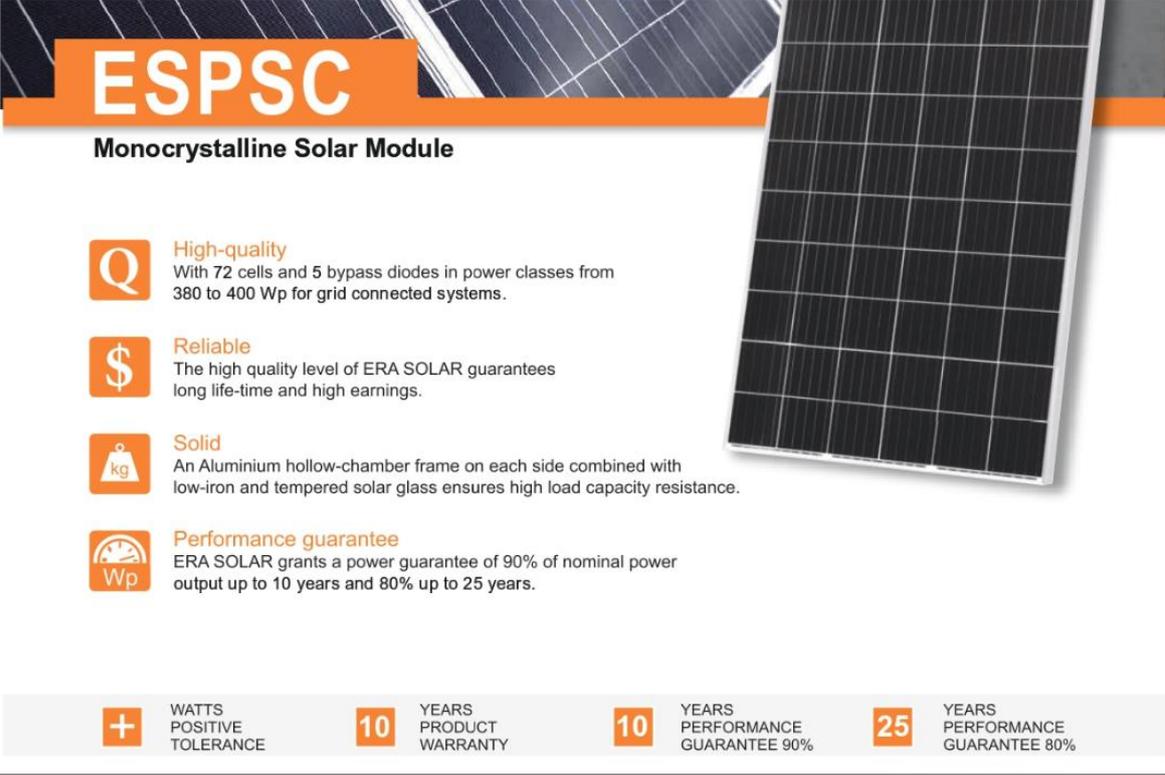
	Fan/Relay Failure, OLP, GFDI, Anti-islanding	Fan/Relay Failure, OLP, GFDI, Anti-islanding
Configurable protection limits	Upper/Lower AC Voltage/Frequency limit, Battery EOD voltage.	Upper/Lower AC Voltage/Frequency limit, Battery EOD voltage.
AC connection	3-Phase 4-Wire	3-Phase 4-Wire
Display	Touch Screen	Touch Screen
Communication	RS485,CAN,Ethernet	RS485,CAN,Ethernet
Isolation	Built-in Transformer	Built-in Transformer
Compliance	UL1741 /UL 9540, CPUC RULE 21, IEEE1547, CSA 22.2	CE LVD, IEC 62109, CE EMC, IEC 61000, AS61000 VDE 4105, VDE 0126-1 AS4777 PEA, MEA TOR Erzeuger

Ilustración 32. Ficha técnica inversor/cargador PWG2-50 K y PWG2-100 K (3/3)

Anexo XI - Ficha técnica componentes principales

Kitepampani

1. Paneles



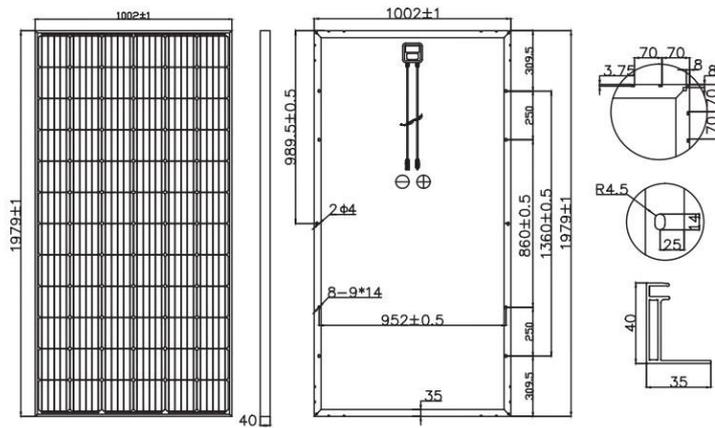
ESPSC
Monocrystalline Solar Module

- Q High-quality**
With 72 cells and 5 bypass diodes in power classes from 380 to 400 Wp for grid connected systems.
- \$ Reliable**
The high quality level of ERA SOLAR guarantees long life-time and high earnings.
- kg Solid**
An Aluminium hollow-chamber frame on each side combined with low-iron and tempered solar glass ensures high load capacity resistance.
- Wp Performance guarantee**
ERA SOLAR grants a power guarantee of 90% of nominal power output up to 10 years and 80% up to 25 years.

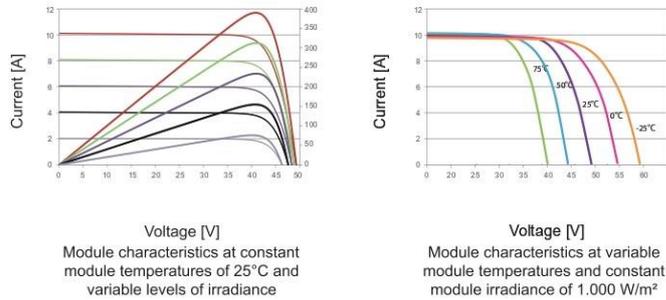
+ WATTS POSITIVE TOLERANCE	10 YEARS PRODUCT WARRANTY	10 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 90%	25 YEARS PERFORMANCE GUARANTEE 80%
-----------------------------------	----------------------------------	---	---

Ilustración 33. Ficha técnica panel solar 400 W usado en la instalación de Kitepampani (1/2)

SPECIFICATIONS	
Dimensions	1979 x 1002 x 40mm
Weight	22.5 kg
Frame	Aluminium hollow-chamber frame on each side
Glass	Low-iron and tempered glass 3.2 mm
Cells	72 pcs Mono PERC (158.75 x 158.75 mm)
Cell Embedding	EVA
Back-Foil	FEVE / PET / FEVE
Junction Box	TUV certified
Cable	4 mm ² solar cable 2 x 900 mm or Customized Length
Temperature Range	-40°C ... +85°C
Load Capacity	5400 Pa(IEC61215),40mm
Application class	Class A
Electrical protection class	Class II
Fire safety class	Class C
Product warranty	10 years
Power Guarantee	10 years 90% 25 years 80%
Packaging Configuration	(Two pallets = One stack) 27pcs/pallet, 54pcs/stack, 594pcs/40'HQ Container
CHARACTERISTICS	
Max. System Voltage	1000V/DC
Temperature-Coefficient I_{sc}	+0.02973%/°K
Temperature-Coefficient V_{oc}	-0.38038%/°K
Temperature-Coefficient P_{mp}	-0.57402%/°K
NOCT***	45°C
CERTIFICATES	
IEC 61215 edition 2 (TUV Nord) (TUV Rheinland)	
IEC 61730 MCS INMETRO	



CURRENT-VOLTAGE CURVES



ESPSC TYPE	380M	385M	390M	395M	400M
Power Class	380Wp	385Wp	390Wp	395Wp	400Wp
Max. Power Voltage (V_{mp})* at STC**	40.5V	40.8V	41.1V	41.4V	41.7V
Max. Power Current (I_{mp}) at STC	9.39A	9.44A	9.49A	9.55A	9.60A
Open Circuit Voltage (V_{oc}) at STC	48.9V	49.1V	49.3V	49.5V	49.8V
Short Circuit Current (I_{sc}) at STC	9.75A	9.92A	10.12A	10.23A	10.36A
Module Efficiency	19.16%	19.42%	19.67%	19.92%	20.17%

* MPP: Maximum Power Point
 ** STC (Standard Test Conditions): 1000W/m², 25°C, AM 1.5
 *** Normal Operating Cell Temperature

Ilustración 34. Ficha técnica panel solar 400 W usado en la instalación de Kitepampani (2/2)

2. Baterías



CHARACTERISTICS

-  Free maintenance batteries.
-  18+ years design life due to its tubular gel technology.
-  Perfect to use as accumulator in photovoltaic installations.

DIMENSIONS

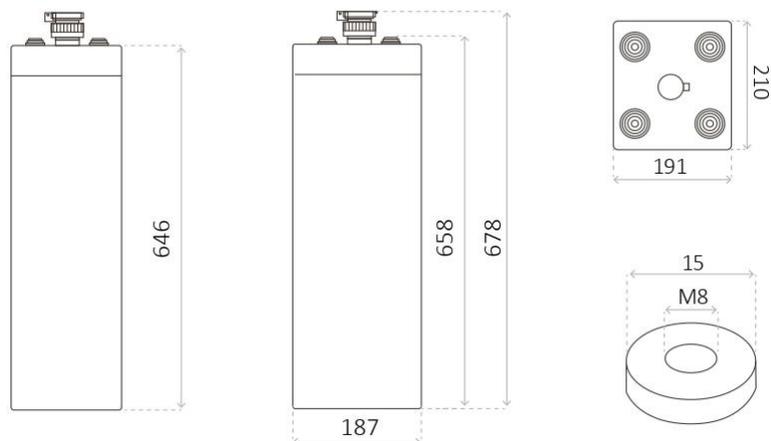


Ilustración 35. Ficha técnica de las baterías usadas en la instalación de la comunidad Kitepampani (1/3)

2V GEL BATTERY

8 OPzV 800 2V 1110Ah C100

2V GEL SERIES BATTERY

OPzV range battery adopts traditional tubular gel technology, patent gel electrolyte. The products are used as standby power for communication, power, military and broadcast and television system.

They possess precise ABS heat seal technology between container and lid and patented post seal structure. Provide better deep cycle performance versus AGM. The design float life is 18+ years.



TECHNICAL SPECIFICATIONS

NOMINAL VOLTAGE (V)	2
NOMINAL CAPACITY (20°C)	1110 Ah @ C120 (to 1.80 Vpc) (LxWxH) 191x210x678 mm
DIMENSIONS	
APPROX. WEIGHT	65 Kg
INTERNAL RESISTANCE	Approx. 0.29mOhm
SELF DISCHARGE	The residual capacity is above 94% after 90 days storage (25°C)
OPERATING TEMPERATURE RANGE	Maximum: -40~55°C Recommended: 15~25°C Storage: -20~40°C
FLOAT VOLTAGE	2.23V/cell@25°C
CHARGE CURRENT	80A (Recommendation) 200A (Maximum)
EQUALIZE AND CYCLE SERVICE	2.35~2.40V/cell@25°C
CONTAINER MATERIAL	ABS
TERMINAL TYPE	Female Cooper M8 (Torque 15±1Nm)

BATTERY DISCHARGE TABLE

DISCHARGE DATA WITH CONSTANT CURRENT UNITS: AMPERES (25°C)

TIME	15 min	30 min	60 min	2 hr	3 hr	4 hr	5 hr	6 hr	8 hr	10 hr	16 hr	24 hr	48 hr	100 hr
1.60	874.00	698.00	478.00	296.00	214.00	170.00	145.40	127.90	103.10	84.50	54.50	37.90	20.80	11.70
1.65	843.00	675.00	467.00	290.00	211.00	168.00	143.80	126.30	102.30	84.10	54.20	37.90	20.60	11.50
1.70	794.00	647.00	453.00	284.00	207.00	165.00	141.80	124.30	101.10	83.70	54.00	37.50	20.50	11.30
1.75	753.00	623.00	440.00	276.00	203.00	163.00	139.40	121.90	99.20	82.50	53.20	36.70	20.20	11.00
1.80	664.00	570.00	418.00	266.00	198.00	159.00	136.30	118.70	96.80	80.00	51.50	35.90	19.90	10.60
1.85	559.00	479.00	389.00	252.00	192.00	154.00	131.90	114.70	94.10	78.90	50.90	34.70	18.90	10.30
1.90	422.00	409.00	311.00	219.00	171.00	143.00	122.70	106.00	85.30	70.90	45.70	31.90	17.70	9.50

DISCHARGE DATA WITH CONSTANT CURRENT UNITS: WATTS PER CELL (25°C)

TIME	15 min	30 min	60 min	2 hr	3 hr	4 hr	5 hr	6 hr	8 hr	10 hr	16 hr	24 hr
1.60	1748.00	1384.00	1060.00	582.00	442.00	351.00	295.20	256.00	212.10	178.20	115.00	78.00
1.65	1664.00	1311.00	985.00	578.00	439.00	349.00	293.20	254.00	210.70	177.00	114.30	77.50
1.70	1588.00	1251.00	923.00	570.00	433.00	344.00	289.10	250.00	207.80	174.50	112.70	76.40
1.75	1503.00	1201.00	869.00	554.00	422.00	331.00	278.90	245.50	204.40	171.30	110.60	75.30
1.80	1406.00	1153.00	819.00	534.00	410.00	323.00	266.10	233.00	194.00	162.50	105.00	71.30
1.85	1316.00	1108.00	762.00	514.00	390.00	307.00	259.00	223.00	185.00	155.80	100.60	68.40
1.90	1230.00	1011.00	679.00	466.00	377.00	290.00	252.00	202.50	168.00	141.30	91.20	62.00

Ilustración 36. Ficha técnica de las baterías usadas en la instalación de la comunidad Kitepampani (2/3)

BATTERY CHARACTERISTICS

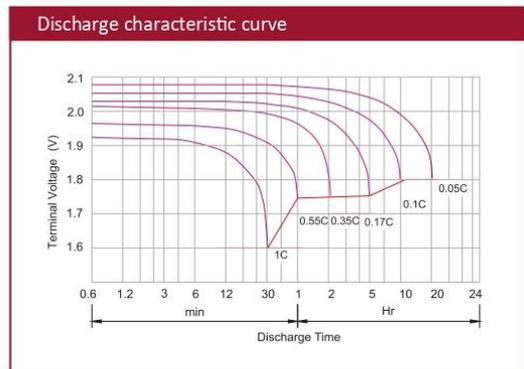
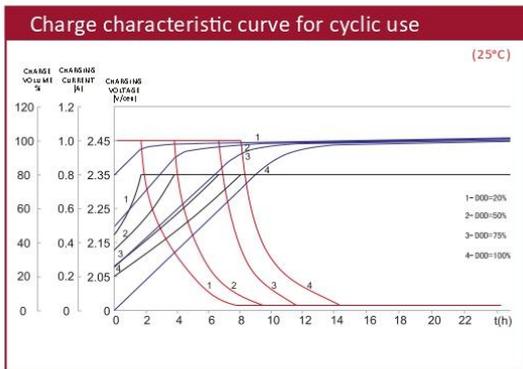
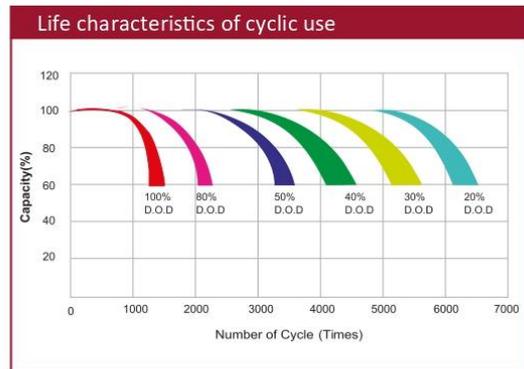
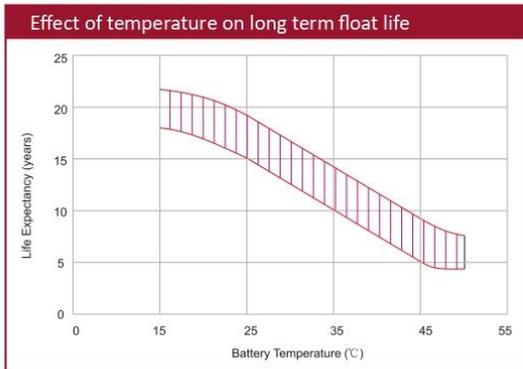


Ilustración 37. Ficha técnica de las baterías usadas en la instalación de la comunidad Kitepampani (3/3)

3. Inversor

Inversores Phoenix

250VA – 1200VA 230V y 120V, 50Hz o 60Hz

www.victronenergy.com



Phoenix 12/375 VE.Direct



Phoenix 12/375 VE.Direct



Puerto de comunicación VE.Direct

El puerto VE.Direct puede conectarse a:

- Un ordenador (se necesita un cable de interfaz VE.Direct a USB)
- Smartphones Apple y Android, tabletas, mackbooks y demás dispositivos (se necesita una mochila VE.Direct a Bluetooth Smart)

Totalmente configurable:

- Niveles de disparo de la alarma y restablecimiento por tensión baja de la batería.
- Niveles de desconexión y reinicio por tensión baja de la batería.
- Desconexión dinámica: nivel de desconexión dependiente de la carga
- Tensión de salida 210 - 245V
- Frecuencia 50 Hz o 60 Hz
- On/off del modo ECO y sensor de nivel del modo ECO

Seguimiento:

- Tensión y corriente de entrada/salida, % de carga y alarmas

Fiabilidad probada

La topología de puente completo más transformador toroidal ha demostrado su fiabilidad a lo largo de muchos años.

Los inversores están a prueba de cortocircuitos y protegidos contra el sobrecalentamiento, ya sea debido a una sobrecarga o a una temperatura ambiente elevada.

Alta potencia de arranque

Necesaria para arrancar cargas como convertidores para lámparas LED, halógenas o herramientas eléctricas.

Modo ECO

En modo ECO, el inversor se pondrá en espera cuando la carga descienda por debajo de un valor predeterminado (carga mínima: 15W). Una vez en espera, el inversor se activará brevemente (ajustable; por defecto: cada 2,5 segundos). Si la carga excede el nivel predeterminado, el inversor permanecerá encendido.

Interruptor on/off remoto

Se puede conectar un interruptor On/Off remoto a un conector bifásico o entre el positivo de la batería y el contacto de la izquierda del conector bifásico.

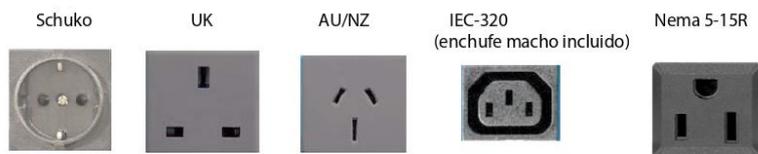
Diagnóstico LED

Por favor, consulte el manual para obtener su descripción.

Para transferir la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático

Para nuestros inversores de menor potencia recomendamos nuestro conmutador de transferencia automático Filax. El tiempo de conmutación del "Filax" es muy corto (menos de 20 milisegundos), de manera que los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción.

Disponible con tres tomas de corriente distintas



Bornes de tornillo

No se necesitan herramientas especiales para su instalación

Ilustración 38. Ficha técnica del inversor usado en la instalación de la comunidad Kitepampani (1/2)

Inversor Phoenix	12 voltios 24 voltios 48 voltios	12/250 24/250 48/250	12/375 24/375 48/375	12/500 24/500 48/500	12/800 24/800 48/800	12/1200 24/1200 48/1200
Potencia cont a 25°C (1)		250VA	375VA	500VA	800VA	1200VA
Potencia cont. a 25°C / 40°C		200 / 175W	300 / 260W	400 / 350W	650 / 560W	1000 / 850W
Pico de potencia		400W	700W	900W	1500W	2200W
Tensión / frecuencia CA de salida (ajustable)		230VCA o 120VCA +/- 3% 50Hz o 60Hz +/- 0,1%				
Rango de tensión de entrada		9,2 - 17 / 18,4 - 34,0 / 36,8 - 62,0V				
Desconexión por CC baja (ajustable)		9,3 / 18,6 / 37,2V				
Dinámica (dependiente de la carga)		Desconexión dinámica, ver				
Desconexión por CC baja (totalmente ajustable)		https://www.victronenergy.com/live/ve.direct:phoenix-inverters-dynamic-cutoff				
Reinicio y alarma por CC baja (ajustable)		10,9 / 21,8 / 43,6V				
Detector de batería cargada (ajustable)		14,0 / 28,0 / 56,0V				
Eficacia máx.		87 / 88 / 88%	89 / 89 / 90%	90 / 90 / 91%	90 / 90 / 91%	91 / 91 / 92%
Consumo en vacío		4,2 / 5,2 / 7,9W	5,6 / 6,1 / 8,5W	6 / 6,5 / 9W	6,5 / 7 / 9,5W	7 / 8 / 10W
Consumo en vacío predeterminado en modo ECO (Intervalo de reintento: 2,5 s, ajustable)		0,8 / 1,3 / 2,5W	0,9 / 1,4 / 2,6W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0W	1 / 1,5 / 3,0
Ajuste de potencia de parada y arranque en modo ECO		Ajustable				
Protección (2)		a - f				
Rango de temperatura de trabajo		-40 to +65°C (refrigerado por ventilador) (reducción de potencia del 1,25% por cada °C por encima de 25°C)				
Humedad (sin condensación)		máx. 95%				
CARCASA						
Material y color		Chasis de acero y carcasa de plástico (azul RAL 5012)				
Conexión de la batería		Bornes de tomillo				
Sección de cable máxima:		10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	10mm ² / AWG8	25/10/10mm ² / AWG4/8/8	35/25/25 mm ² / AWG 2/4/4
Tomas de corriente CA estándar		230V: Schuko (CEE 7/4), IEC-320 (enchufe macho incluido) UK (BS 1363), AU/NZ (AS/NZS 3112) 120V: Nema 5-15R				
Tipo de protección		IP 21				
Peso		2,4kg / 5,3lbs	3,0kg / 6,6lbs	3,9kg / 8,5lbs	5,5kg / 12lbs	7,4kg / 16,3lbs
Dimensiones (al x an x p en mm.) (al x an x p, pulgadas)		86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 165 x 260 3,4 x 6,5 x 10,2	86 x 172 x 275 3,4 x 6,8 x 10,8	105 x 216 x 305 4,1 x 8,5 x 12,1 (12V modelo: 105 x 230 x 325)	117 x 232 x 327 4,6 x 9,1 x 12,9 (12V modelo: 117 x 232 x 362)
ACCESORIOS						
On/Off remoto		Sí				
Conmutador de transferencia automático		Filax				
ESTÁNDARES						
Seguridad		EN-IEC 60335-1 / EN-IEC 62109-1				
EMC		EN 55014-1 / EN 55014-2 / IEC 61000-6-1 / IEC 61000-6-2 / IEC 61000-6-3				
Directiva de automoción		ECE R10-4				
1) Carga no lineal, factor de cresta 3:1 2) Claves de protección: a) cortocircuito de salida b) sobrecarga c) tensión de la batería demasiado alta d) tensión de la batería demasiado baja h) temperatura demasiado alta f) ondulación CC demasiado alta						

Ilustración 39. Ficha técnica del inversor usado en la instalación de la comunidad Kitepampani (2/2)

4. Regulador

REGULADOR DE CARGA MPPT SR-ML 12/24/36/48V

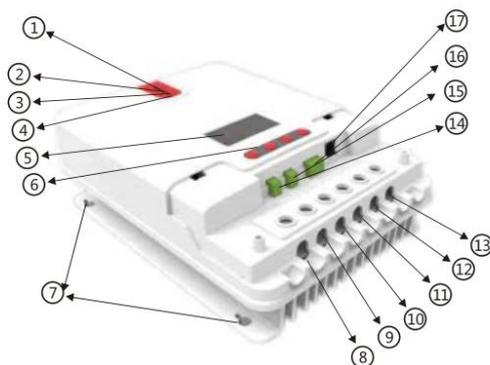
60A

Características

- Gracias a la tecnología de seguimiento avanzado "multi-peak", el regulador es capaz de realizar un seguimiento MPPT aunque el panel solar tenga alguna sombra parcial que provoca picos rápidos de intensidad y voltaje.
- Un algoritmo integrado de seguimiento de máxima potencia que permite incrementar significativamente la eficiencia de producción de los sistemas fotovoltaicos. Este proceso aumenta la producción entre un 15 y un 20% en comparación a un sistema con regulación PWM convencional.
- Una combinación de varios algoritmos permiten un preciso seguimiento del punto óptimo de trabajo en la curva de intensidad y voltaje en un tiempo extremadamente corto.
- La eficiencia del seguidor MPPT alcanza hasta el 99.9%.
- Dispone de distintas opciones de carga en función del tipo de batería, siendo compatible con distintas tecnologías, incluyendo baterías de gel, selladas, abiertas, litio, etc.
- El controlador limita por corriente de carga. Cuando la potencia fotovoltaica excede la capacidad de carga del regulador, automáticamente se reduce la potencia de carga al límite que establece el regulador.
- Soporta reconocimiento automático de voltaje de batería.
- Indicadores LED de fallo y pantalla LCD que informa del funcionamiento anómalo para que el usuario pueda identificar rápidamente los fallos del sistema.
- Función de almacenamiento de datos histórico. Período máximo de 1 año.
- Se incluye una pantalla LCD que además de informar sobre el estado y funcionamiento del sistema, también permite modificar los parámetros del regulador.
- El controlador soporta el protocolo estándar Modbus, cubriendo las necesidades de comunicación.
- El controlador incorpora un sensor de exceso de temperatura. Cuando la temperatura sobrepasa el valor establecido, la corriente de carga del regulador se reducirá proporcionalmente hasta que la temperatura vuelva a parámetros aceptables para proteger el dispositivo para prevenir el sobrecalentamiento.
- Incorpora la función de compensación por temperatura, para que el regulador pueda ajustar la carga y la descarga de la batería para poder alargar al máximo su vida útil.
- Incorpora protección frente a rayos mediante diodos TVS.



Apariencia



Nº	Item	Nº	Item
1	Indicador de carga en curso	10	Terminal negativo de batería
2	Indicador de batería	11	Terminal negativo de carga
3	Indicador de carga	12	Terminal positivo de batería
4	Indicador de funcionamiento anómalo	13	Terminal positivo de carga
5	Pantalla LCD	14	Interfaz de muestreo de temperatura externa
6	Botones de operación	15	Interfaz de compensación de voltaje de batería
7	Agujero de instalación	16	Interfaz de comunicación RS485
8	Terminal positivo de paneles	17	Interfaz de comunicación RS232
9	Terminal negativo de paneles		

Ilustración 40. Ficha técnica del regulador de carga usado en la instalación de la comunidad Kitepampani (1/2)

REGULADOR DE CARGA MPPT SR-ML 12/24/36/48V

60A

Especificaciones técnicas

Parámetro	Valor
Modelo	4860
Voltaje del sistema	12V/24V/36V/48V Auto
Consumo sin carga	0.7W a 1.2W
Voltaje de batería	9V a 70V
Máx. voltaje de entrada	150V (25°C) 145V (-25°C)
Rango de voltaje MPPT máx.	Voltaje de batería +2V a 120V
Corriente de carga máx.	60A
Corriente de carga máx. CC	20A
Capacidad de carga máx.	10000uF
Entrada potencia fotovoltaica máx.	800W/12V; 1600W/24V; 2400W/36V; 3200W/48V
Eficiencia de conversión	≤98%
Eficiencia del MPPT	>99%
Compensación por temperatura	-3mv/°C/2V (por defecto)
Rango de temperatura ambiente	-35°C a +45°C
Grado de protección	IP32
Peso	3.6Kg
Método de comunicación	RS232 RS485
Altitud	≤3000m
Dimensiones	285*205*93mm

Diagrama de conexiones

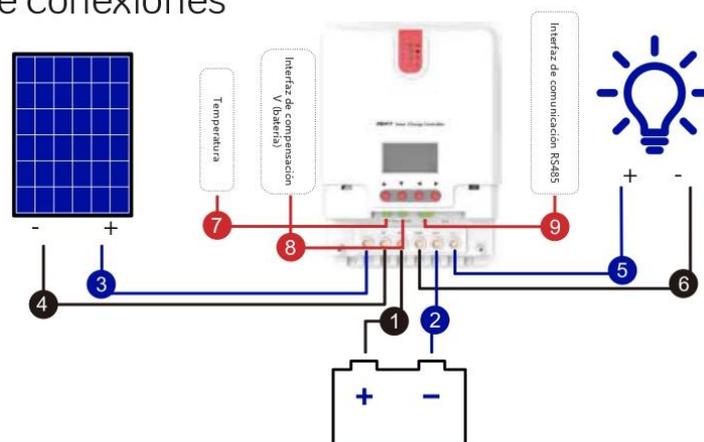


Ilustración 41. Ficha técnica del regulador de carga usado en la instalación de la comunidad Kitepampani (2/2)