

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA  
LA MOLINA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA**



**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
EN LOCALES COMUNALES, COMO RESPALDO ENERGÉTICO,  
ANTE EL CORTE DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, PROVINCIA DE  
HUARACHIRÍ”**

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR EL  
TÍTULO DE INGENIERO AGRÍCOLA**

**PAÚL DARÍO ORDÓÑEZ ROSALES**

**LIMA - PERÚ**

**2020**

**UNIVERSIDAD NACIONAL AGRARIA LA MOLINA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA**

**“DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS  
EN LOCALES COMUNALES, COMO RESPALDO ENERGÉTICO,  
ANTE EL CORTE DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, PROVINCIA  
DE HUAROCHIRÍ”**

TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL PARA OPTAR EL TÍTULO DE:

**INGENIERO AGRÍCOLA**

Presentado por:

**PAÚL DARÍO ORDÓÑEZ ROSALES**

Sustentado y aprobado por el siguiente jurado:

**Dr. VÍCTOR LEVINGSTON PEÑA**  
Presidente

**Ing. MANUEL HUMBERTO BARRENO GALLOSO**  
Miembro

**Dr. JOSÉ LUIS CALLE MARAVÍ**  
Miembro

**Dr. JOSUE ELIEZER ALATA REY**  
Asesor

LIMA – PERÚ  
2020

## INDICE GENERAL

<b>I. PRESENTACIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>II. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>2</b>
<b>III. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO .....</b>	<b>4</b>
<b>IV. OBJETIVOS.....</b>	<b>9</b>
4.1. Objetivo general.....	9
4.2. Objetivos específicos .....	9
<b>V. MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>10</b>
5.1. Alcances del trabajo.....	10
5.2. Revisión de literatura y normativa.....	11
5.2.1. Energía solar fotovoltaica en el Perú.....	12
5.2.2. Marco normativo de la energía solar fotovoltaica en el Perú.....	14
5.2.3. La energía solar fotovoltaica .....	16
5.2.4. Sistemas solares fotovoltaicos.....	16
5.2.5. Requisitos para la obtención de energía eléctrica.....	18
5.2.6. Elementos de un sistema fotovoltaico .....	23
5.2.7. Tipos de manufactura en los paneles solares.....	26
5.2.8. Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico.....	32
5.2.9. Dimensionado del regulador.....	37
5.2.10. Beneficios ambientales en el uso de sistemas fotovoltaicos.....	39
5.2.11. Estudio de viabilidad económica.....	40
<b>VI. DESARROLLO DEL TRABAJO .....</b>	<b>41</b>
6.1. Selección de los lugares de instalación.....	41
6.2. Cálculo de las coordenadas de la zona.....	41
6.3. Cálculo de la irradiancia mínima mensual.....	44
6.3.1. Metodología para la obtención de datos .....	44
6.4. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo .....	48
6.5. Cálculo de la demanda necesaria de energía útil para el proyecto.....	49
6.6. Cálculo de la demanda de energía .....	50
6.7. Cálculo del consumo total diario real .....	51
6.8. Cálculo del número de paneles necesarios .....	51
6.9. Dimensionado del banco de baterías .....	52

6.10. Dimensionado del regulador de carga .....	53
6.11. Dimensionado del inversor.....	53
6.12. Dimensionado del subsistema de transporte de la energía eléctrica .....	53
<b>VII. DIAGNÓSTICO AMBIENTAL .....</b>	<b>55</b>
<b>VIII. FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN .....</b>	<b>57</b>
8.1. Análisis de demanda .....	57
8.1.1. Proyección de población y número de viviendas .....	57
8.1.2. Balance de oferta-demanda .....	58
8.2. Planteamiento técnico de las alternativas .....	59
8.2.1. Alternativa 1 .....	59
8.2.2. Alternativa 2 .....	60
8.2.3. Secuencia de etapas y actividades de alternativas .....	60
8.2.4. Horizonte del proyecto .....	63
8.2.5. Costos .....	63
8.3. Evaluación económica .....	73
8.3.1. Flujo de ingresos generados por el proyecto a precios de mercado .....	73
8.3.2. Valor actual neto a precios de mercado (VANP) .....	73
8.4. Evaluación social .....	74
8.4.1. Estimación de costos sociales.....	74
<b>IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....</b>	<b>85</b>
9.1. Conclusiones.....	85
9.2. Recomendaciones .....	86
<b>X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b>	<b>87</b>
<b>XI. ANEXOS.....</b>	<b>90</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: IDH del Perú 2008-2017 .....	4
Tabla 2: IDH ajustado por la desigualdad en Sudamérica 2010.....	5
Tabla 3: Sistemas Fotovoltaicos Instalados por la DGER 1993-2014 .....	13
Tabla 4: Valores típicos de albedo según la naturaleza del suelo .....	21
Tabla 5: Tipos de baterías que se comercializan .....	24
Tabla 6: Tecnologías fotovoltaicas.....	32
Tabla 7: Ángulo de inclinación de paneles según diseño.....	34
Tabla 8: Histórico de irradiancia en las zonas de trabajo .....	47
Tabla 9: Ángulo de inclinación óptimo de paneles .....	48
Tabla 10: Demanda de energía de las cargas.....	50
Tabla 11: Ficha técnica del panel .....	51
Tabla 12: Ficha técnica del panel .....	55
Tabla 13: Ficha técnica del panel .....	56
Tabla 14: Resumen de proyección de la población total .....	57
Tabla 15: Resumen de proyección del número de viviendas totales.....	58
Tabla 16: Demanda sin proyecto .....	58
Tabla 17: Demanda con proyecto .....	59
Tabla 18: Actividades de la alternativa 1 .....	61
Tabla 19: Actividades de la alternativa 2 .....	62
Tabla 20: Costo del proyecto por componentes - alternativa 1 .....	64
Tabla 21: Costos de la alternativa 2 en (S/.).....	65
Tabla 22: Costos de Inversión de la alternativa 1 (S/.).....	66
Tabla 23: Costos de inversión de la alternativa 2 (S/.).....	67
Tabla 24: Alternativa 1. Costos de operación y mantenimiento con proyecto a precios privados y sociales (S/.).....	68
Tabla 25: Alternativa 2. Costos de operación y mantenimiento con proyecto a precios privados y sociales (S/.).....	69
Tabla 26: Flujo de costos incrementales a precios de mercado de la alternativa 1 (S/.).....	71
Tabla 27: Flujo de costos incrementales a precios de mercado de la alternativa 2 (S/.).....	72
Tabla 28: VANP de alternativas .....	73
Tabla 29: Tasas referenciales .....	74

Tabla 30: Factor de cambio .....	74
Tabla 31: Costo social de operación y mantenimiento a precios sociales de la alternativa 1 (S/) .....	76
Tabla 32: Costo social de operación y mantenimiento a precios sociales de la alternativa 2 (S/) .....	77
Tabla 33: Costo social de inversión de la alternativa 1 (S/) .....	79
Tabla 34: Costo social de inversión y reinversión de la alternativa 2 (S/) .....	80
Tabla 35: VACST de alternativas.....	81
Tabla 36: Flujo de costos sociales netos de alternativa 1 (S/) .....	82
Tabla 37: Flujo de costos sociales netos de la alternativa 2 (S/) .....	83
Tabla 38: VANST de alternativas.....	84

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Ubicación de Callahuanca, San Pedro de Casta y Cumpe. ....	11
Figura 2: Sistema fotovoltaico conectado a red.....	17
Figura 3: Sistema solar y algunos obstáculos bajos (energía solar fotovoltaica) .....	22
Figura 4: Proceso de fabricación del silicio. El silicio se funde en lingotes monocristalinos.....	26
Figura 5: Proceso de fabricación. Se introduce una semilla de cristal, que es extraída y rotada cuidadosamente. ....	27
Figura 6: Proceso de fabricación. Se formó el lingote de forma circular y se le dopa con boro. ....	27
Figura 7: Proceso de fabricación de silicio monocristalino.....	28
Figura 8: Módulo compuesto por células de silicio monocristalino.....	29
Figura 9: Módulo compuesto por células de silicio policristalino. ....	30
Figura 10: Ficha informativa. Huella de carbono y la eficiencia energética.....	40
Figura 11: Toma de punto en local municipal.....	42
Figura 12: Toma de punto en el local comunal .....	43
Figura 13: Toma de punto en el local comunal de Casta.....	44
Figura 14: Parámetros de búsqueda en Power Data Access Viewer. ....	45
Figura 15: Parámetros de obtención de datos en Power Data Access Viewer.. ....	46

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Paneles solares instalados en la Municipalidad de Callahuanca.....	90
Anexo 2: Estructura metálica para los paneles solares en callahuanca .....	91
Anexo 3: Embalado de los paneles solares en el almacén de CBR.....	92
Anexo 4: Embalado de los reguladores de carga y batería de descarga profunda.....	93
Anexo 5: Regulador de carga, usado en las tres localidades .....	93
Anexo 6: Instalación de los paneles solares en el local comunal de San Antonio de Cumpe.....	94
Anexo 7: Instalación de paneles solares en el local comunal de San Pedro de Casta.....	95

## **I. PRESENTACIÓN**

A continuación, se detallarán las funciones que el presente egresado ha desempeñado en el periodo como bachiller de Ciencias Agrícolas, y qué áreas de su carrera ha aplicado para formular, evaluar y ejecutar proyectos de ingeniería.

Se desarrollaron las siguientes áreas: topografía, energías renovables y riego tecnificado. Al desempeñarse en el campo de la topografía, se percató de que todo proyecto debe presentar un buen inicio, por ende, una adecuada representación de la superficie o relieve del área de trabajo. Sin este requisito no se podrían ejecutar decisiones precisas y eficaces.

Generalmente, las ciencias agrícolas se desarrollan en zonas rurales o lugares de difícil acceso a las vías de comunicación, redes de telecomunicaciones o redes de fluido eléctrico convencional. Entonces, el uso de energía renovable es una opción eco-amigable y rentable, lo cual permite mejorar la calidad de vida de los poblados, comunidades, caseríos o distritos donde se implementen. El autor ha tenido la experiencia y la responsabilidad de implementar sistemas fotovoltaicos aislados de la red convencional de fluido eléctrico con fines de electrificación en localidades como Supe, Barranca, Pativilca, San Pedro de Casta, Callahuanca y Cumpe.

Actualmente, el bachiller desempeña la función de especialista en riego en la Municipalidad Distrital de Pueblo Libre, con el fin de tecnificar y optimizar el uso del recurso hídrico para el mantenimiento del arbolado urbano, parques y jardines.

Para finalizar; en la presente monografía, se desarrolla como tema para la suficiencia por experiencia laboral, el periodo en el que este graduado trabajó en la empresa CBR Servicios Contratistas Generales EIRL.

## II. INTRODUCCIÓN

Se inicia con la definición de energía, ya que siempre se presenta en nuestras actividades cotidianas de diferentes formas, sin que nos percatemos debido a que es inmaterial, incolora e inolora: “Se puede decir que se concibe como la medida de capacidad de un sistema, para proporcionar trabajo por medios de movimiento, luz, calor, por medios no mecánicos, respectivamente” (Badii & Serrato, 2015, p. 2).

En la actualidad, el uso de energías renovables a nivel mundial ha crecido con el tiempo ante la necesidad de diversificar y asegurar la matriz energética de cada país. Así, se cuenta con una variedad de tecnología para la captación y el uso de energía libre, amigable con el medio ambiente, para lograr un desarrollo sostenible y conciencia sobre la mitigación del calentamiento global.

El Perú tiene un potencial solar debido a que, en gran parte de su territorio, presenta un buen índice de irradiancia y es continua a lo largo del año. Por otro lado, en los últimos años, el ingreso de China al mercado de las energías renovables, en específico a la producción masiva de paneles fotovoltaicos, ha provocado que la implementación de sistemas fotovoltaicos se torne sostenible para cualquier tipo de actividad económica. Así, el uso de la energía solar se ubica en el segundo puesto de energía más rentable y sostenible. Gamio (2017) afirma lo siguiente:

La energía renovable más factible económicamente en nuestro territorio es aún la eólica, seguida por la energía solar, que en los últimos meses ha batido récord de precios bajos en el mundo e indudable lo hará también en el Perú; en tercer lugar, está la hidroenergía. El potencial técnico eólico es de alrededor tres veces la potencia instalada actual, siendo sus costos de producción competitivos con la generación térmica, incluido el gas natural. Otra fuente que se aprecia muy competitiva es la energía solar, la cual en Perú tiene un potencial aprovechable de tres a cuatro veces

la cantidad de toda la potencia instalada actual (pp. 99-100).

Entonces, para fines de este trabajo, se optó por usar la energía solar como fuente por ser abundante y constante a lo largo del año. Asimismo, se tomó en cuenta que, al implementarse en un centro poblado, no causaría ningún tipo de contaminación ambiental (como lo provocaría un aerogenerador o un grupo electrógeno).

### III. JUSTIFICACIÓN DEL TRABAJO

El Perú se ubica en América del Sur y posee una superficie de 1 285,216 km<sup>2</sup>. Nuestro país se caracteriza por un índice de desarrollo humano (IDH) que marcan un profundo contraste entre Lima, la capital, y las provincias. Esto ocurre de la misma manera entre las zonas urbanas y las rurales. En los últimos años, se ha caracterizado por un crecimiento económico constante. Sin embargo, aún existe una serie de desafíos en muchas materias, una de las más importantes, si no la más, es la inclusión social.

Adicionalmente, la circunstancia regional latinoamericana muestra que el Perú ha conseguido un progreso importante en el IDH durante los últimos 10 años (como se puede apreciar en la Tabla 1) y se mantuvo en el *top 90* de países a nivel mundial, lo cual podría indicar que existe un progreso representativo en la mejora de la calidad de vida de los peruanos. Sin embargo, esto es engañoso, ya que el índice de desarrollo humano ajustado por la desigualdad (IDH-D) muestra una pérdida global del IDH, lo cual disminuye la puntuación del Perú varios puestos en el *ranking* mundial.

**Tabla 1: IDH del Perú 2008-2017**

<b>Fecha</b>	<b>IDH</b>	<b>Ranking del IDH</b>
<b>2017</b>	0,750	89°
<b>2016</b>	0,748	86°
<b>2015</b>	0,745	155°
<b>2014</b>	0,746	155°
<b>2013</b>	0,736	156°
<b>2012</b>	0,729	159°
<b>2011</b>	0,729	156°
<b>2010</b>	0,717	161°
<b>2009</b>	0,715	161°
<b>2008</b>	0,712	159°

FUENTE: Tomado de datosmacro.com

La caída del IDH al IDH-D evidencia una realidad preocupante y es menester conocerla para contar con una guía del tipo de políticas que requiere el desarrollo de nuestra nación; pues indica la serie de desigualdades sociales aún existente en el Perú actual y que confirma el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) (2010) cuando señala que aparece en el cuarto lugar del *ranking* de disparidad para la región latinoamericana.

**Tabla 2: IDH ajustado por la desigualdad en Sudamérica 2010**

Nº	País	IDH-D	Ranking del IDH
1	Uruguay	0,642	52º
2	Chile	0,634	45º
3	Argentina	0,622	46º
4	Ecuador	0,554	77º
5	Venezuela	0,549	75º
6	Brasil	0,509	73º
7	Perú	0,501	63º
8	Colombia	0,492	79º
9	Paraguay	0,482	96º
10	Bolivia	0,398	95º

FUENTE: Elaboración propia

Además, es inexcusable obtener la utilización sostenible de los recursos naturales, así como lograr una política de Estado que fomente, propicie y facilite el acrecentamiento de empresas y emprendimientos formales. De esta manera, el país podrá hacer uso de la gran apertura comercial de las energías renovables que se experimenta en la actualidad.

El contexto de las energías renovables en el Perú y, en especial, la energía solar tiene una gran trascendencia para el progreso de zonas rurales apartadas.

Según datos del 2011, el 16 por ciento de población peruana no tiene electricidad en sus casas, cifra que se eleva a 22 por ciento en las zonas rurales. Según la Dirección General de Electrificación Rural aún existen cerca de 500 000 hogares ubicados en zonas rurales que quedarían sin ser atendidos por los programas públicos de electrificación. El Plan de Electrificación Nacional de Electrificación Rural [indica que] cerca de 345 823 hogares deberán ser cubiertos con módulos fotovoltaicos en

espacios rurales (Grupo PUCP, 2017, párraf. 3).

En los últimos años, se volvió más costoso incrementar un punto porcentual a la electrificación convencional debido a la baja concentración poblacional y lo difícil del relieve de ciertas zonas rurales del territorio peruano. Para este sector de la población, la única oportunidad económicamente viable, a corto y mediano plazo, es la generación local de electricidad, cimentadas en recursos renovables como las energías hidráulicas, eólica y solar, y la biomasa. Aunque, esta realidad es largamente reconocida por las autoridades; han realizado muy poco. Ya que, son poblaciones alejadas, fuera del ojo público. Además, no representan un porcentaje alto de la población. Por consiguiente, es más costoso electrificar regiones remotas y aisladas que aquellas ubicadas en proximidades a la red eléctrica interconectada existente.

Debido a los avances científicos y al aumento de fábricas productoras de paneles fotovoltaicos en el mundo (en China, por ejemplo), en las últimas décadas, los sistemas fotovoltaicos se han perfilado como la opción más sencilla y apropiada para la electrificación rural. Sin embargo, todavía se presentan dificultades como los altos costos de los acumuladores de energía (baterías), aunque están disminuyendo gradualmente con los avances tecnológicos.

La razón de la popularización de esta forma de generación de energía sostenible radica en las muchas ventajas que ofrece, tanto desde el punto ambiental como operacional. En el contexto ambiental, se deben considerar los conceptos de sostenibilidad en el desarrollo de proyectos energéticos. Como su fuente esencial de generación de energía es la luz solar, en un sistema fotovoltaico, los impactos ambientales no son significativos y, se reducen a la construcción de las placas de generación y la transmisión de energía. Concerniente a lo operacional, el sistema permanece en silencio, y es fijo y sencillo de operar, además de ubicarse cerca del punto de consumo, lo cual permite la descentralización de la generación de energía.

El trabajo realizado se enmarca en la tendencia mencionada párrafos arriba, lo cual permitió concretizar la propuesta del uso de energía solar como respaldo energético, mediante la implementación de paneles fotovoltaicos en tres locaciones rurales del Perú, ubicadas en la provincia de Huarochirí, en los distritos de Callahuanca, San Pedro de Casta y el poblado de

Cumpe, los cuales presentan los problemas ya expuestos y han sido especialmente afectadas en 2017 por el fenómeno del Niño Costero.

El 22 de marzo de 2017, la subestación Callahuanca quedó totalmente destruida debido al desborde total del río Santa Eulalia ocasionado por las grandes lluvias que conllevó el fenómeno del Niño Costero. Este hecho afectó la distribución eléctrica de varios distritos de la provincia de Huarochirí, entre ellos, los tres distritos mencionados.

“Las lluvias produjeron grandes huaicos y deslizamientos, los cuales, junto con el incremento del nivel del río Santa Eulalia, que creció en un 100% respecto a su caudal normal, ocasionaron la destrucción de casi la totalidad de la infraestructura civil y eléctrica de la subestación”. (2019, Reconstruyendo la subestación de callahuanca, Desdeadentro, <https://desdeadentro.pe/main/edicion/60/articulos/reconstruyen-subestacion-de-callahuanca>.)

Las limitaciones eléctricas en esta zona fueron severas, a pesar de que, luego de un año y medio, aproximadamente, las operaciones de esta subestación se retomaron, tanto en sus operaciones de 60 V como 220 V. Según Jorge Vargas, gerente general de Conelsur:

“Se ha reforzado la obra con un muro de contención con una profundidad de 7 metros y medio, 70 m de longitud y una base con un espesor de metro y medio no está garantizado que un desastre pueda volver a ocurrir si las condiciones climatológicas se vuelven graves, lo cual es impredecible por los estragos que, desde ya, está ocasionando el cambio climático. Se determinó que aproximadamente el 95% de equipos quedaron totalmente destruidos o inoperativos, teniendo que elaborar los estudios y documentación técnica para la reconstrucción casi completa de la subestación Callahuanca 220/60 kV” (2019, Con inversión de US\$ 4 millones reconstruyen la subestación de Callahuanca, Peruconstruye.net, <https://peruconstruye.net/2019/02/26/con-inversion-de-us4-millones-reconstruyen-la-subestacion-callahuanca/>).

Por lo expuesto anteriormente, la ONG IDMA, que trabaja con los productores de cultivos orgánicos de Huarochirí, tenía problemas para mantener una conexión fluida con ellos, ya que no lograban acceder a una fuente de energía constante para cargar sus equipos de telefonía móvil. Ante esa problemática, se buscó una solución sostenible y eco amigable. Así, la empresa CBR planteó un equipamiento de auxilio energético en los distritos mencionados sobre la base de paneles solares, el cual serviría como una reserva energética para la población ante cualquier corte de fluido eléctrico. De esta manera, se mejoraría la resiliencia de los pobladores ante eventos de este tipo.

## **IV. OBJETIVOS**

### **4.1. Objetivo general**

Establecer e implementar sistemas fotovoltaicos de bajo costo, en locales comunales, como respaldo energético frente a las alternativas convencionales de combustibles fósiles, en caso de interrupción del suministro eléctrico por sucesos inhabituales y fenómenos naturales en la provincia de Huarochirí.

### **4.2. Objetivos específicos**

- Seleccionar los lugares de instalación, para el aprovechamiento óptimo de la energía solar.
- Diseñar los sistemas fotovoltaicos para las tres ubicaciones del proyecto (Campe, San Pedro de Casta y Callahuanca).
- Realizar una formulación y evaluación financiera del uso de un sistema fotovoltaico como respaldo energético.
- Establecer la reducción de la huella de carbono con el uso de energía limpia y renovable frente al de grupos electrógenos como respaldo energético.

## V. MARCO TEÓRICO

### 5.1. Alcances del trabajo

La implementación de sistemas fotovoltaicos se realizó en tres ubicaciones rurales (distritos) de la provincia de Huarochirí, en la sierra de Lima. Para ello, en primer lugar, se determinaron las características de estos lugares para optimizar su aplicación. A continuación, se precisan las características de diseño y *performance* de las diversas tecnologías que ofrece el mercado para la implementación. Luego, se seleccionan y describen con detalle cuáles son las más idóneas, con un sustento técnico-económico e, inclusive, social-ambiental. Finalmente, se mencionan las tecnologías implementadas en la zona de estudio.

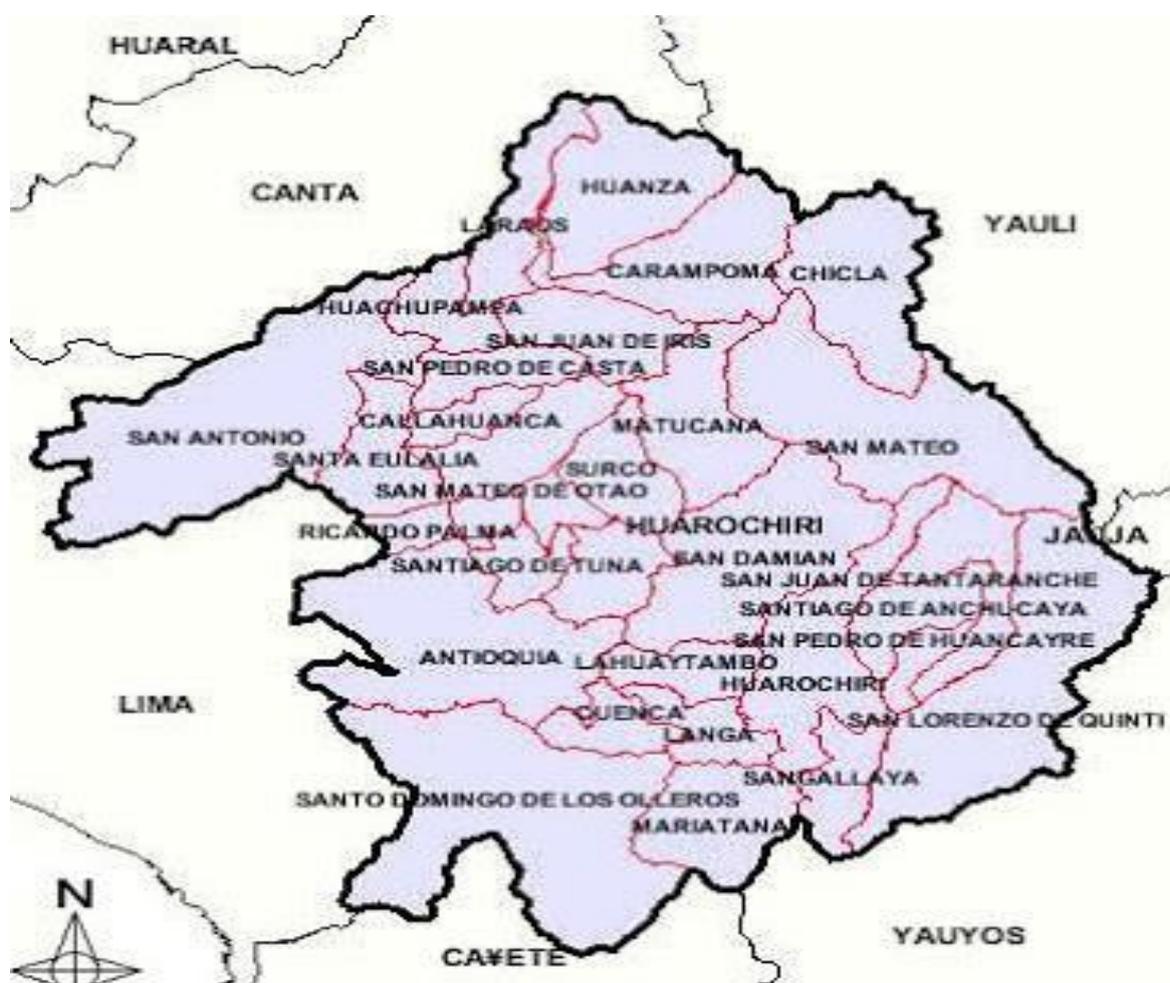
A continuación, se describen los tres distritos donde se implementaron los paneles fotovoltaicos:

**Distrito de Callahuanca.** Ubicado en el borde izquierdo del río Santa Eulalia, en una planicie, y a una elevación de 1765 m s. n. m. a 46 km de la urbe de Lima, posee un encantador clima primaveral.

Este pueblo típico rural, que está conformado por residencias construidas de material noble con calaminas (techo a dos aguas), algunas mantienen techos característicos con teja andina. Los residentes se dedican, principalmente, a la agricultura. Entre sus principales productos cultivados, destacan la palta, la manzana Winter y la chirimoya, la cual es el cultivo principal y representativo de la zona, y con la que se elaboran derivados como mermeladas, helados y cocteles.

**Distrito de San Pedro de Casta.** Fue uno de los 11 distritos que conformaron la provincia de Huarochirí, creada por decreto el 4 de agosto de 1821, durante el protectorado del

Libertador José de San Martín. El distrito cuenta con una superficie territorial de 79,91 km<sup>2</sup>. Su capital, el pueblo de San Pedro de Casta, se ubica a 3021 msnm y cuenta con 1195 habitantes (INEI, 2017). En el distrito de San Pedro de Casta, se encuentra el poblado de Cumpe, con 262 habitantes. En esta zona, se caracteriza por ser productores de frutas (chirimoya, guanábana y etc.), destinados al mercado local, y también maíz para el consumo familiar y el intercambio (Lahualina, 2010).



**Figura 1: Ubicación de Callahuanca, San Pedro de Casta y Cumpe**

FUENTE: Tomado de <http://lahualina.blogspot.com/2010/10/virtuales-alcaldes-de-huarochiri.html>

## 5.2. Revisión de literatura y normativa

En este capítulo, se abarcan las experiencias exitosas referentes a la implementación de sistemas fotovoltaicos aislados en zonas rurales, del mismo modo, la normativa legal vigente y la definición de la energía solar fotovoltaica, la explicación de sus componentes, los tipos

de sistemas y las condiciones adecuadas para su generación.

### **5.2.1. Energía solar fotovoltaica en el Perú**

El uso de energía fotovoltaica mediante paneles solares viene siendo una solución frecuente, para el tema de electrificar zonas rurales alejadas. Tanto así, que los sistemas fotovoltaicos son muy utilizados por el Estado para suministrar energía eléctrica a las zonas alejadas, donde la red eléctrica convencional no tiene acceso.

Según Amaray, revista sobre energía y desarrollo para zonas rurales, se implementó otro proyecto, cuya iniciativa fue ejecutada por el proyecto “Adaptación al Cambio Climático y Reducción del Riesgo de Desastres en Cuencas Priorizadas de Ica y Huancavelica (ACCIH)” de la GIZ, conjuntamente con la municipalidad de Santiago de Chocorvos, la cual cubrió los costos del traslado de los materiales, mientras que el proyecto ofreció las tecnologías a los habitantes y supervisó su implementación. (Amaray 2012, pp. 30-31).

Por otro lado, el Gobierno se encuentra trabajando en un Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2020, el cual tiene como objetivo general la promoción, desde el ámbito energético, de un desarrollo económico eficiente, sustentable con el medio ambiente y con equidad, mediante la implementación de proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético y prioricen el uso de fuentes energéticas disponibles.

Para ello, debe establecer su viabilidad técnica, social y geográfica, con el objetivo de generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos en el país durante el periodo que abarca desde 2013 hasta 2022. De este modo, se beneficiará a las zonas que no cuentan con acceso a la energía eléctrica suministrada por la red.

Según este plan de acceso universal a la energía, para cerrar la brecha de infraestructura eléctrica, el Perú debería tener, a la fecha, 500 000 beneficiarios de sistemas fotovoltaicos residenciales en las poblaciones más vulnerables.

Para finalizar, el MINEM estima que después de cumplir con la meta de los 500 000 paneles

solares, se tendría una proyección adicional de otros 200 000, aunque sin precisar una fecha exacta. Mediante este y otros proyectos de electrificación rural, estima alcanzar el 100 por ciento de cobertura eléctrica para 2021.

**Tabla 3: Sistemas Fotovoltaicos Instalados por la DGER 1993-2014**

Nº	Nombre del proyecto	Departamentos	SFD (unidad)	SFC (unidad)	Año de instalación
1	Proyecto PER/96/028, Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios	Nacional	1 523	-	1996- 2002
2	Proyecto PER/96/028, Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios	Cajamarca, Loreto, Pasco y Ucayali	4200	-	2007
3	Proyecto PER/96/028, Sistemas Fotovoltaicos Productivos Domiciliarios	Puno	-	1	2006
4	Proyecto PER/96/028, Sistemas Fotovoltaicos Productivo	Amazonas	-	28	2011
5	Proyecto PER/96/028, Sistemas Fotovoltaicos Productivos	Cajamarca	20	-	2006
6	Programa Eurosolar	Nacional	-	130	2011
7	Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Productivo (PDR)	7 departamentos	7790	-	2013
8	Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Productivo, FONER I	5 departamentos	7163	-	2012
9	Proyectos de Sistemas Fotovoltaicos Productivo – FONER II	4 departamentos	3297	-	2014
	Total		23 993	159	

FUENTE: Adaptado de Plan Nacional de Electrificación Rural, por la Dirección General de Electrificación Rural 2014.

### **5.2.2. Marco normativo de la energía solar fotovoltaica en el Perú**

En 2007, se instauró la Dirección General de Electrificación Rural (DGER-MEM), que declaró la implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural (PNLR) 2008, a partir del cual se ha incrementado las instalaciones de energía renovable no convencional como los sistemas fotovoltaicos de uso doméstico o comunal y la energía eólica, esta última ubicada principalmente en el litoral peruano.

En 2008, se aprobó la Ley de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables, la cual especifica que “El Estado debe facilitar una política estable de precios y tarifas que compensen costos eficientes e incentiven la inversión, subsidiando de manera temporal y focalizada el costo de la energía para las zonas de menor ingreso” (Decreto Legislativo 1002). Para seguir con el desarrollo del marco normativo, se determinó dividirlo en dos subcategorías; Instituciones regulatorias y Leyes.

#### **a. Instituciones regulatorias**

Las instituciones que se encargan de reglamentar, promover, supervisar y diversificar la matriz energética con energías renovables en el país:

- MINEN. Se encarga de promover el desarrollo de las energías renovables, además establece la reglamentación vigente del mercado.
- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN). Norma y vela que las empresas del sector eléctrico, minero e hidrocarburos obedezcan las disposiciones legales de las actividades que realizan.
- Comité de Operación Económica del Sistema (COES). Se dedica en la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica, asegurando el suministro de energía de calidad.
- Instituto de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (INDECOPI). Se encarga de elaborar las normas técnicas peruanas a través de los comités técnicos de normalización, en este caso, realizan las normas técnicas peruanas aplicadas a los sistemas solares.

## b. Leyes

- Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, y sus normas modificatorias, reglamentarias y complementarias.
- Ley 29852, “Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)”, y sus normas modificatorias, reglamentarias y complementarias.
- Decreto Legislativo 1002, “Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables”.
- Decreto Supremo 024-2013-EM. Modifica algunos artículos del Decreto Supremo 012-2011-EM; y el Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, el cual se emitió en marzo de 2011 y que, a su vez, reemplaza al reglamento original, aprobado mediante el Decreto Supremo 050-2008.
- R. D. 003-2007-EM-DGE. Reglamento Técnico de Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural.
- NTP 399.400.2001. Colectores solares. Métodos de ensayo para determinar la eficiencia.
- NTP 399.403.2006. Sistemas Fotovoltaicos hasta 500 Wp. Especificaciones técnicas y método para calificación energética.
- NTP 399.404.2006. Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar. Fundamentos para su dimensionado eficiente.
- NTP 399.482.2007. Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar. Procedimiento para su instalación eficiente.
- NTP 399.405.2007. Sistemas de Calentamiento de Agua con Energía Solar. Definición y pronóstico anual de su rendimiento mediante ensayos en exterior.
- NTP 399.484.2008. Sistemas de Calentamiento de agua con energía solar (SCAES). Límites y Etiquetado.
- Decreto Supremo 064-2010-EM, Política Energética Nacional del Perú 2010-2040.

### **5.2.3. La energía solar fotovoltaica**

La radiación obtenida del sol no es un producto homogéneo, sino que forma parte de un conjunto de radiaciones con distintas propiedades físicas, las cuales producen diferentes reacciones o resultados.

Labournet y Viloz, en el libro *Energía solar fotovoltaica*, definen el concepto de energía fotovoltaica de la siguiente manera: “La energía solar fotovoltaica convierte de forma directa los rayos luminosos del sol (o de otra fuente) en electricidad. Para ello, utiliza módulos fotovoltaicos compuesto de células solares o de fopilas que realizan esta transformación energética” (2010, p. 102.).

Según el párrafo anterior, la energía solar trata de la captación de los rayos fotoeléctricos que emite el sol, los cuales a través de los colectores o paneles solares se producen en energía eléctrica. Tal suceso, es conocido como efecto fotovoltaico, descubierto por Becquerel en 1839, es el fundamento del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad.

### **5.2.4. Sistemas solares fotovoltaicos**

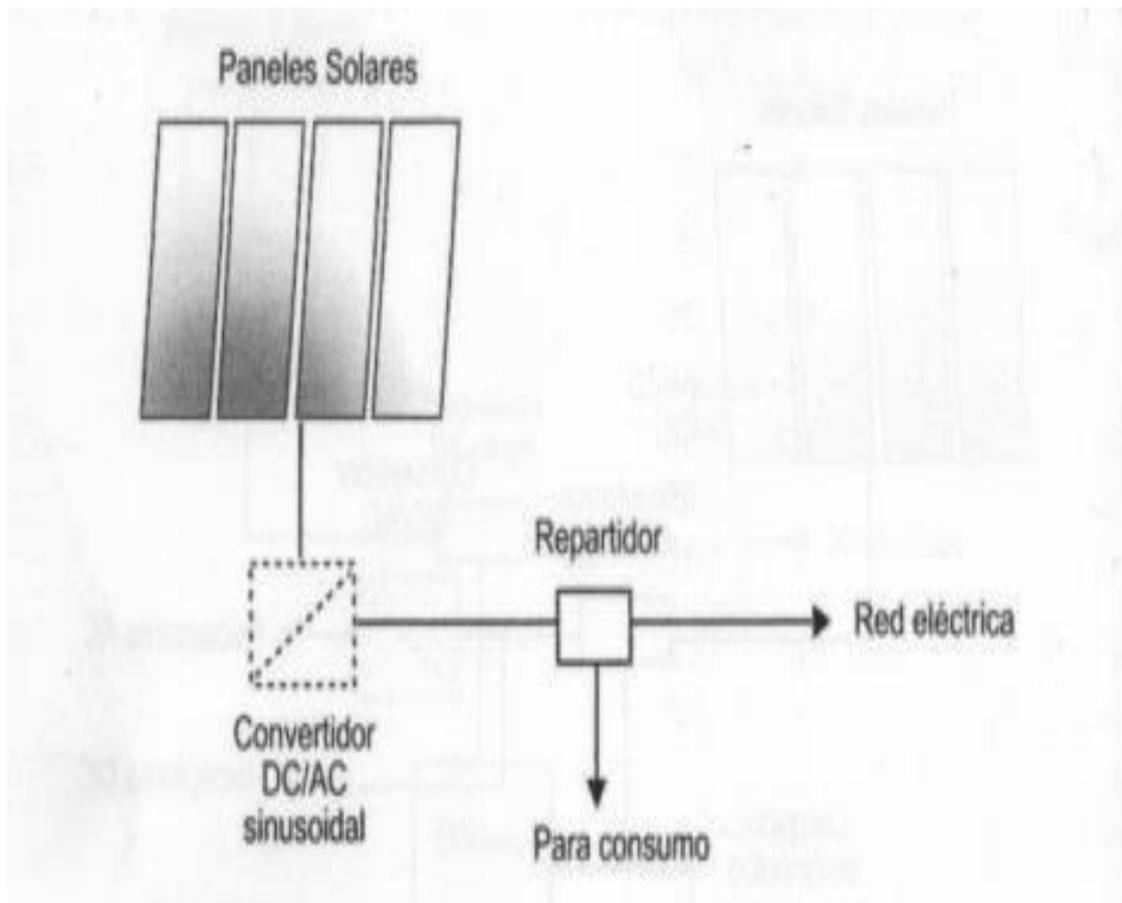
Los sistemas fotovoltaicos se definen como el “conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar y transformar la energía solar disponible, convirtiéndola en utilizable como energía eléctrica” (Huisa, 2010, p. 23.).

Existen tres tipos principales de sistemas solares fotovoltaicos, los cuales se clasifican de acuerdo con su conexión y estructura física, como se explica a continuación.

#### **a. Sistemas conectados a red**

Son los que permiten que el excedente de la energía eléctrica producida por los paneles solares, sea ingresado a la red convencional para ser aprovechados en distintos puntos y, por lo tanto, se pueda comercializar a la empresa distribuidora de electricidad.

En la Figura 2, se pueden apreciar los componentes que conforman un sistema conectado a red.



**Figura 2: Sistema fotovoltaico conectado a red.**

FUENTE: Labournet y Viloz, 2010, p 214.

### **b. Sistemas aislados**

En estos sistemas es conveniente para lugares muy alejados en donde se quiere suministrar energía eléctrica. Por ende, es necesario baterías para almacenar la energía capturada durante las horas de sol para su posterior aprovechamiento.

Es necesario que los sistemas aislados estén óptimamente dimensionados para reservar la mayor cantidad de energía posible en las horas pico de sol. De la misma forma, se pueden aplicar en la ciudad, en situaciones donde no es conveniente o es muy costoso emplear la energía de la red convencional.

### **c. Sistemas híbridos**

Logran el acoplamiento de dos o más fuentes distintas para producir energía, las cuales pueden ser una energía principal y otra de respaldo. Por ejemplo, la combinación de

energía fotovoltaica con la eólica o con un grupo electrógeno. Este presenta como ventaja la reducción del área de los paneles necesarios para cubrir la demanda energética y cuenta con un banco de almacenamiento (baterías), pues no solo se dependería de una sola forma de energía, sino que se complementarían en aquellos casos que no se tenga las condiciones necesarias para que una de las dos puede funcionar de forma eficiente.

### **5.2.5. Requisitos para la obtención de energía eléctrica**

#### **a. Radiación solar**

El sol emite radiación en toda la gama del espectro electromagnético, desde los rayos gamma hasta las ondas de radio.

La radiación es transferencia de energía por ondas electromagnéticas y se produce directamente desde la fuente hacia fuera en todas las direcciones. Estas ondas no necesitan un medio material para propagarse, pueden atravesar el espacio interplanetario y llegar a la Tierra desde el Sol (AEMET, 2010, p. 1).

Esta distribución espectral hace que se considere que la radiación solar, o de onda corta, procedente del sol tiene longitudes entre  $0,3 \mu\text{m}$  y  $4 \mu\text{m}$ , aun cuando se reciben pequeñas cantidades de energía en otras zonas del espectro correspondiente a los rayos gamma y rayos X. Aumentando la longitud de onda a medida que la temperatura desciende al alejarnos del núcleo solar (Ibáñez *et al.*, 2005, p. 23).

El máximo de emisión de un cuerpo negro se desplaza hacia longitudes de onda mayores a medida que disminuye su temperatura, según predice la Ley de Wien, las ondas electromagnéticas que transportan mayor cantidad de energía proveniente del sol tienen una longitud de onda aproximada de  $0,55 \mu\text{m}$ . Es por ello que casi la mitad de la energía solar que recibimos se encuentra en la región visible del espectro (Ibáñez *et al.*, 2005, p. 23).

Para evaluar el uso de un panel fotovoltaico, se debe considerar el entorno y las condiciones climáticas si son favorables o no. Para ello, es ineludible conocer la radiación promedio de la localidad, no con tanta precisión, a menos que se realicen sistemas muy grandes que demanden grandes inversiones.

Entre los tipos de radiación que existen, se encuentran los siguientes:

- **Radiación directa.** Se identifica por proyectar una sombra del objeto que la intercepta porque llega directamente del sol sin sufrir un cambio de dirección.
- **Radiación reflejada.** Es la cantidad de radiación que es reflejada por la superficie, la cual depende del albedo o coeficiente de reflexión.
- **Radiación difusa.** Es la radiación a consecuencia de la reflectancia de las nubes, las montañas, los árboles y la infraestructura; no tiene una dirección definida y no produce sombra. La radiación solar, al ingresar por las capas atmosféricas, se dispersa aproximadamente el 15 por ciento en días despejados, mientras que en días nubosos el porcentaje asciende.
- **Radiación global.** Es la sumatoria de los tres tipos de radiación antes mencionadas.

De forma general, se puede afirmar que la radiación solar extraterrestre que atraviesa la atmósfera presenta pérdidas y, por lo tanto, solo llega en un promedio de radiación directa del 47 por ciento, una radiación difusa del 5 por ciento y el restante de la radiación se refleja en un 4 por ciento.

#### **b. Inclinación y orientación**

Para que los paneles sean más eficientes al convertir la radiación solar en energía eléctrica, en su instalación, se debe analizar la inclinación y orientación que deben tener con respecto al sol. El ángulo óptimo para el panel solar corresponde con el de la latitud del lugar. Sin embargo, se deberá contemplar lo siguiente: es preferible otorgar al ángulo de inclinación ( $\alpha$ ) un valor igual al de la latitud del lugar más  $10^\circ$  o  $15^\circ$ . Es una posición favorable para el invierno e implica aceptar una pequeña pérdida energética durante el verano (Labournet y Viloz, 2010). Esto significa que el ángulo debería ser de por lo menos  $15^\circ$ , en la mayoría de los casos, lo cual permitirá que,

cuando llueva, no se acumule el agua. Por el contrario, esta inclinación posibilita que esta caiga y ayude a mantener limpios los paneles.

Un panel solar genera electricidad, a pesar de que la luz solar no sea directa. Sin embargo, las condiciones óptimas de operación permiten que el panel solar se oriente de forma correcta para captar la luz plena que proporciona el sol. Para estos casos, se debe usar una brújula, ya que, en el hemisferio sur, el panel fotovoltaico debe mirar hacia el norte, y viceversa.

La orientación de los paneles será hacia el Sur [*sic*] si nos encontramos en el hemisferio norte, y hacia el norte si nos encontramos en el hemisferio Sur [*sic*], para detallar, siempre buscando la perpendicularidad al sol en las horas de mediodía. Para saber cuál será el ángulo óptimo deberemos tener muy claro las características de la instalación y su uso. Por ejemplo: una instalación para la electrificación de una vivienda aislada, uso de fin de semana y mayor afluencia en los meses de invierno, no dispondrá de un mismo ángulo que una cuya finalidad sea la extraer agua destinada para riego mediante un sistema de bombeo directo. La elevación solar en invierno es menor que, en verano, y por esta razón es lógico pensar que para la primera instalación se usaran ángulos de inclinación mayores y para el segundo menores (Martínez Jiménez, 2010, p. 188).

Así, la orientación de los paneles solares siempre debe seguir la posición del sol para maximizar su rendimiento, en el caso de los paneles móviles. Sin embargo, si se trata de paneles fijos, se deberá adoptar una orientación media.

### **c. Altitud, albedo y otros factores**

La altitud influye en la radiación solar, ya que en las zonas altas es superior a los que se localizan al nivel del mar. De la misma forma, en lugares elevados, se presenta una menor nubosidad, ya que se ubican por encima de la cobertura nubosa. Otro aspecto, en tener en cuenta es la influencia del albedo en la radiación recibida. Que vendría ser la reflexión de la radiación solar con el suelo o superficie de contacto del entorno

donde se implementó los paneles.

De esta manera, según la naturaleza del suelo, se capta la reflexión generada por la radiación solar. Para entender este concepto, en la Tabla 4, se muestran los valores típicos del albedo según la naturaleza del suelo.

**Tabla 4: Valores típicos de albedo según la naturaleza del suelo**

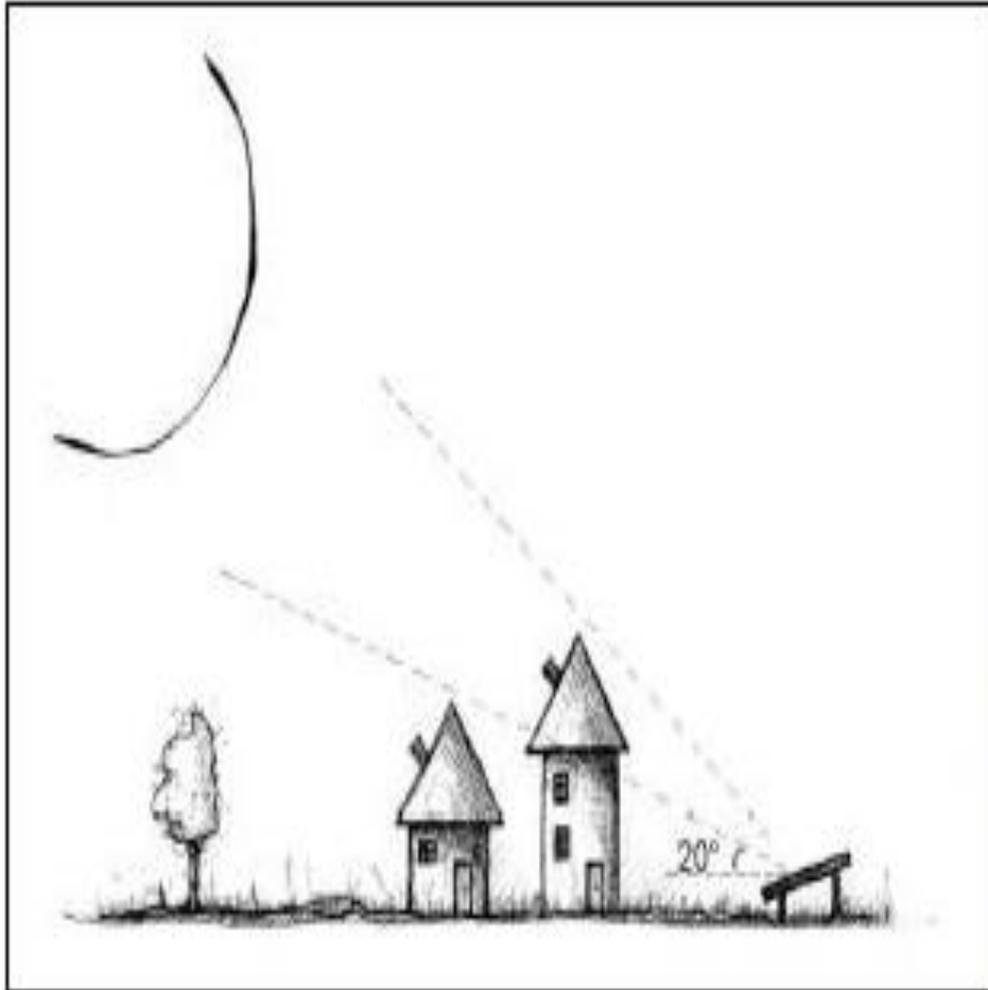
N°	Tipos de superficie	Coefficiente de reflexión
1	Ciudad	0,14-0,22
2	Agua	0,07
3	Suelos (arcillas)	0,14
4	Hierba	0,15-0,25
5	Hierba muerta	0,30
6	Hierba seca	0,20
7	Hierba verde	0,26
8	Gravas	0,13
9	Paredes oscuras (ladrillo)	0,27
10	Asfalto seco	0,09-0,15
11	Tejas rojas	0,33
12	Paredes claras	0,60
13	Nieve fresca	0,90
14	Acero galvanizado	0,35
15	Bosque de coníferas	0,07

FUENTE: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2015/02/04/pvsyst-diseno-del-proyecto-primeros-pasos/>

#### **d. Sombras y reflejos**

Es un parámetro importante que se considerar al momento de la instalación de los paneles fotovoltaico. Por eso, se debe elegir ubicaciones que estén despejadas o alejadas de las siguientes estructuras o aspectos del ambiente tales como; árboles y arbustos de copa frondosa, tanques elevados y mobiliario urbano de gran altura con la finalidad de evitar las sombras; las cuales pueden dificultar o dañar el funcionamiento de los paneles. A pesar de que solo una parte del panel esté ubicada bajo sombra, se puede dañar todo el sistema. Así no reciba luz en esa zona, igualmente circula la energía eléctrica y, por lo tanto, se puede provocar un calentamiento de la celda. Para

que los objetos no dificulten el paso de la luz a los paneles, la cima de estos se debe localizar como máximo a  $20^\circ$  de la línea desde el módulo fotovoltaico (Orbegoso y Arivilca, 2010).



**Figura 3: Sistema solar y algunos obstáculos bajos (energía solar fotovoltaica)**

FUENTE: Jutglar, 2013

Luego del establecimiento de los paneles, se deben considerar las variaciones que se realicen en el lugar, evaluando si es que producen algún efecto negativo o no.

#### **e. Temperatura**

Este aspecto influye en la eficiencia de un panel fotovoltaico. Si esta es muy alta dificultará la eficiente operatividad del panel fotovoltaico. Las celdas fotovoltaicas se calientan debido a que no toda la luz que captan se convierte en energía eléctrica, y

solo la parte restante se convierte en calor. Esta temperatura se encuentra, aproximadamente, por encima de los 30° respecto de la temperatura del ambiente. Por esta razón, se debe ubicar el punto de instalación en un lugar fresco y por el cual circule aire que lo mantenga ventilado. Fernández (2009) afirma lo siguiente:

En el panel fotovoltaico se originan pérdidas de potencia del orden de un 4% a 5% por cada 10° C de aumento de su temperatura de operación (dicho porcentaje va a depender ligeramente de la tecnología utilizada por el fabricante de la célula) (p. 23).

Así, el correcto funcionamiento de los paneles fotovoltaicos depende de su temperatura de trabajo, la cual es afectada por aspectos externos, tales como la temperatura del ambiente, la irradiación y la velocidad del viento, así como por la colocación y las condiciones en el cual se encuentra ubicado el panel fotovoltaico.

#### **f. Polvo y suciedad**

Para un buen trabajo de los paneles solares, de igual forma se deben considerar las circunstancias de limpieza que requieren.

Las pérdidas [*sic*] por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de los periodos de lluvias, puede juzgarse por inspección visual o mediante medidas específicas (periodos de tiempo trimestral o semestral). Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un grado de suciedad alto (Fernández, 2010, p. 45).

### **5.2.6. Elementos de un sistema fotovoltaico**

#### **a. Regulador de carga**

Es un componente que permite que la batería dure más tiempo, y en donde se puede regular la carga de entrada y salida de esta, protegiéndola de los riesgos de sobrecarga. Debido a que la captación de energía solar únicamente ocurre en periódicos cortos del día, la batería se encuentra sometida a ciclos de carga y descarga. Para ello, requiere,

necesariamente, un regulador de la carga, de modo que pueda funcionar correctamente y no presentar ningún daño por la variación de la carga. Por otro lado, la batería cuenta con sensores de temperatura, los cuales indican si está cargando o si ya completó su carga.

## b. Baterías

Componente donde se acumula, de forma frecuente, la energía captada por los paneles solares para su inmediato o posterior aprovechamiento. Las baterías deben contar con las especificaciones necesarias para poder soportar los continuos ciclos de carga y descarga. En la siguiente tabla, se presentan los diferentes tipos de baterías que existen y sus diferencias.

**Tabla 5: Tipos de baterías que se comercializan**

N°	Tipos de batería	Ciclo de vida	Costo	Toxicidad	Efecto de memoria	Autodescarga
1	Plomo ácido	800	Bajo	Sí	Sí	10 %
2	Ni-Ca	1000	Medio	Sí	Sí	30 %
3	Ni-MH	1000	Medio	Sí	Sí	30 %
4	Zn-MnO <sub>2</sub>	1	Bajo	No	No	1 %
5	Zn-AgO <sub>2</sub>	500	Muy	No	No	Despreciable
6	Iones de litio	1200	Muy	No	No	5 %
7	Polímero de litio	630	Alto	No	No	5 %

FUENTE: Sangsefidi, Ziaeinejad y Shoulaie, 2012

De acuerdo con la tabla anterior, se observa que la batería de Zn-MnO<sub>2</sub> tiene un ciclo de vida corto, así como que la batería de Zn-AgO<sub>2</sub> supera a las demás, tanto en costo como en la parte técnica. Sin embargo, debido a su alto precio, no es una alternativa atractiva.

Asimismo, las baterías de Ni-Ca y Ni-MH presentan problemas con el almacenamiento por su rápida descarga. Por lo tanto, las baterías más comercializadas y adecuadas para el almacenamiento de energía son las de plomo ácido y litio.

Asimismo, se deben considerar aspectos importantes como las conexiones de las baterías, como se describe en la siguiente cita:

Las baterías solares se pueden conectar en serie/paralelo si son idénticas y tienen la misma edad. Sin embargo, no se recomienda el montaje en paralelo (...) para los pequeños sistemas es siempre ventajoso sobredimensionar la batería al principio, no siendo en absoluto aconsejable montar en paralelo baterías de edades diferentes (Labournet yVilloz, 2010, p. 101).

Es decir, es recomendable conectar solo aquellas baterías con el mismo tiempo de vida, ya que, de suceder lo contrario, la batería más antigua ocasionará el envejecimiento prematuro de la más nueva.

#### **c. Módulos fotovoltaicos**

Es una parte esencial de cualquier tipo de sistema aislado, ya que, son los encargados de transformar la luz en energía eléctrica. Debido que están compuesta de fotoceldas conectadas para producir electricidad cuando está en contacto con la luz.

Debido a la relevancia de este elemento se debe elegir la tecnología más adecuada (monocristalina y policristalina) para el sistema que se requiere instalar, con la finalidad de que pueda cumplir su función de la manera más eficiente posible generando energía eléctrica.

#### **d. Convertidor**

Los paneles solares al transformar la luz en energía eléctrica, lo hacen en corriente continua (CC), la cual, para poder utilizarse en artefactos eléctricos y electrónicos, se necesita convertirse a CA. De este modo, se origina la necesidad de añadir a los sistemas fotovoltaicos un convertidor de corriente eléctrica continua a alterna.

Actualmente, existen dos tecnologías de producción de convertidores, los auto conmutados y los conmutados de línea. Al inicio, este tipo de inversores era el más usado para la implementación de paneles fotovoltaicos. Con el transcurso del tiempo,

surgió el inversor auto conmutado, que incorpora dispositivos de conmutación, los cuales controlan el cambio de los estados de conducción y no la conducción del interruptor.

### 5.2.7. Tipos de manufactura en los paneles solares

#### a. Células de silicio monocristalino

La célula solar de silicio monocristalino consiste en un mono cristal de silicio puro. El cristal único está hecho principalmente por el método Czochralski, el cual consiste en fundir silicio semiconductor de alta pureza (es decir, que contiene solo unas pocas partes por millón de impurezas) en un crisol a 1425 °C. Durante este proceso de fusión, los átomos de impurezas dopantes como el boro (para semiconductores de tipo p) o el fósforo (para semiconductores de tipo n) se agregan al silicio fundido para silicio de dopaje. En el caso de las células fotovoltaicas, el dopante preferido es el boro.

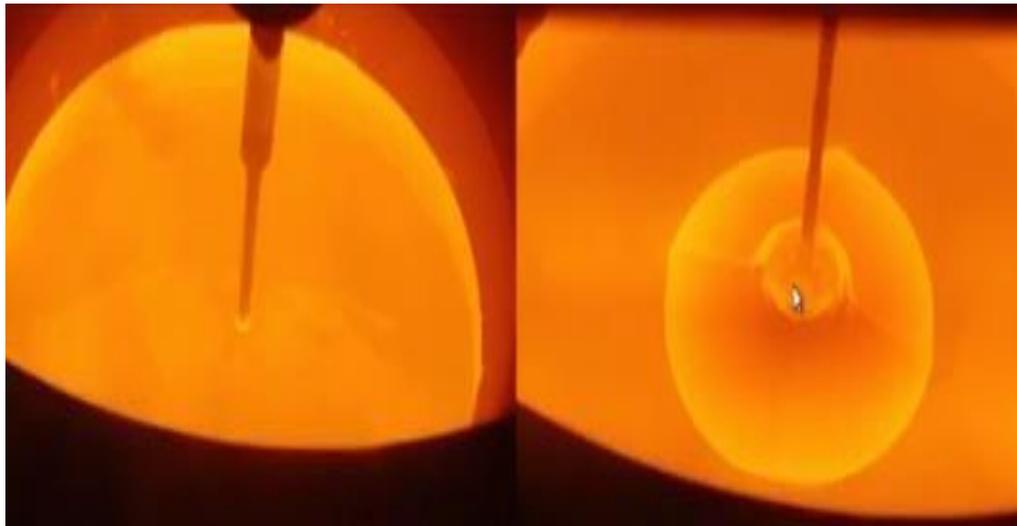


**Figura 4: Proceso de fabricación del silicio. El silicio se funde en lingotes monocristalinos.**

FUENTE: Tomado de <https://www.youtube.com/watch?v=Uf6-kGanJLU>

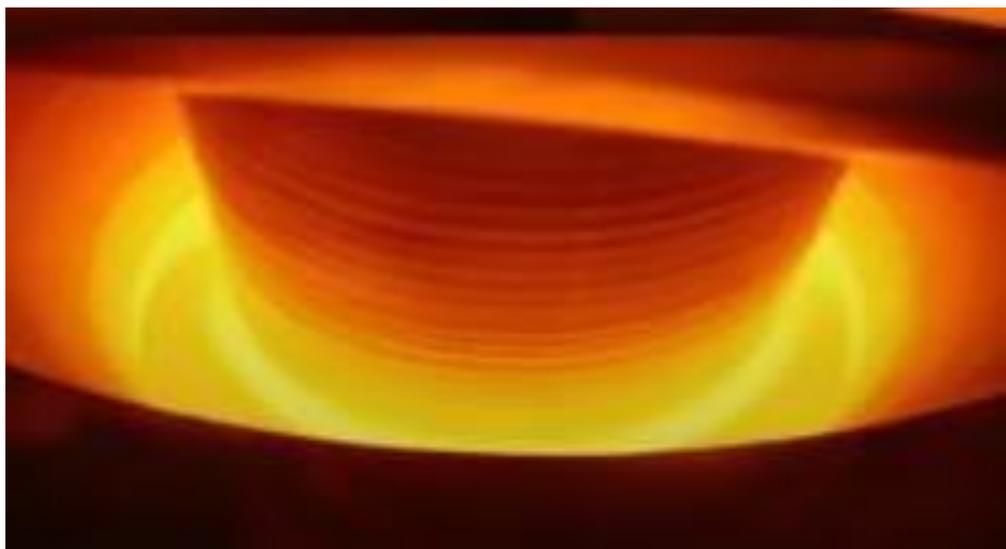
El siguiente paso consiste en hundir un vidrio de siembra montado en una varilla en el silicio fundido. El núcleo de cristal tiene una disposición cristalina bien definida.

Posteriormente, la varilla de cristal es cuidadosamente extraída y rotada. Al mismo tiempo, los gradientes de temperatura, la velocidad de tracción y la velocidad de rotación se deben controlar con exactitud. Al realizarlo, se obtiene la extracción de un cilindro grande y un lingote de hierro fundido. El procedimiento de fusión requiere un ambiente inerte (por ejemplo, argón) y una cámara inerte (por ejemplo, cuarzo).



**Figura 5: Proceso de fabricación. Se introduce una semilla de cristal, que es extraída y rotada cuidadosamente.**

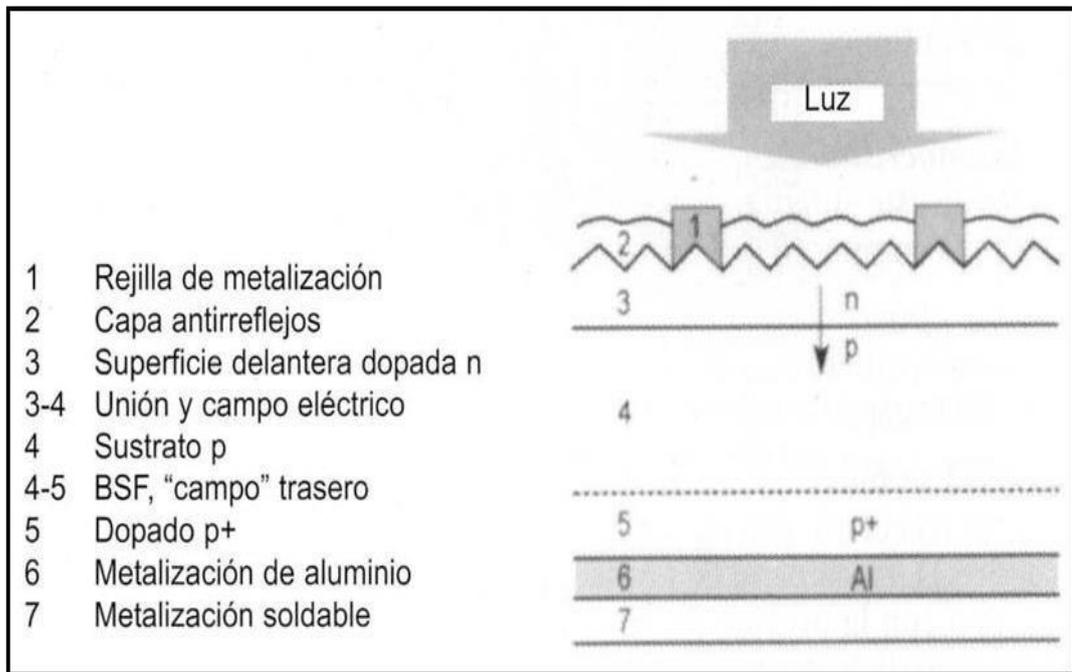
FUENTE: Tomado de <https://www.youtube.com/watch?v=Uf6-kGanJLU>



**Figura 6: Proceso de fabricación. Se formó el lingote de forma circular y se le dopa con boro.**

FUENTE: Tomado de <https://www.youtube.com/watch?v=Uf6-kGanJLU>.

El procedimiento que se acaba de representar es el más clásico y utilizado. El proceso productivo requiere una vigilancia detallada en las distintas etapas para conseguir resultados óptimos. Por ello, posee una superior eficiencia con relación del resto de tecnologías, lo cual provoca que tenga un precio más elevado en cotejo con los demás tipos de células.



**Figura 7: Proceso de fabricación de silicio monocristalino.**

FUENTE: Tomado de Labournet y Viloz, 2010

Las desventajas del proceso de fusión convencional son las siguientes:

- Muy baja velocidad y costos intensivos de producción de energía.
- Los lingotes se deben cortar para producir plaquetas de células solares delgadas. Este proceso requiere mucho tiempo.
- Se pierde un aproximado del 50 por ciento de material en el cortado de los lingotes.



**Figura 8: Módulo compuesto por células de silicio monocristalino.**

FUENTE: Fernández, 2010.

Este proceso consiste básicamente en estirar las barras cilíndricas del silicio fundido y serrarlas para producir finas rodajas. Este método tiene un rendimiento final bajo del 15 por ciento al 20 por ciento.

**b. Células de silicio policristalino (poli-Si)**

Esta forma de tecnología, a diferencia del silicio monocristalino, tiene una menor cantidad de fases de cristalización. Asimismo, se conforma de pequeños cristales diferentes de silicio, es decir, su estructura cristalina no es uniforme. A continuación, se explica parte del proceso de fabricación del silicio policristalino:

Las células solares basadas en poli-Si son muy similares a los módulos monocristalinos. Se aplica la misma teoría, la principal diferencia es el proceso de fabricación. Las células de poli-Si están hechas de silicio puro, el cual es fundido en un tanque cuadrado. El enfriamiento es un paso esencial porque determina el tamaño

del grano y la distribución de las impurezas.

Los lingotes obtenidos se cortan en barras con una fracción transversal de 15,6 cm por 15,6 cm. Posteriormente, se cortan para lograr plaquetas delgadas. Este procedimiento de elaboración da fortaleza a una distribución cristalina multigrano. Comparado con el silicio monocristalino (mono-Si), la distribución es menos perfecta, lo cual deriva en una pérdida de eficiencia (cerca del 1 % en semejanza con el mono-Si). Sin embargo, este inconveniente se supera con la disminución de los costos de las plaquetas.

Otro beneficio del poli-Si, consiste en el diseño de módulos celulares, habitualmente forman rectangulares, lo cual permite que se puedan embalar apropiadamente en los módulos. La superficie de poli-Si es visiblemente azul por la carencia de absorción de fotones de alta energía.



**Figura 9: Módulo compuesto por células de silicio policristalino**

FUENTE: Fernández, 2010.

El silicio es un recurso numeroso, el cual se adquiere de la arena de mar y cuya etapa de mayor complejidad es la purificación, ya que para poder lograrla se requieren varios procesos.

La eficiencia que puede llegar a tener esta tecnología varía desde 10 por ciento hasta 16 por ciento aproximadamente. En el caso de las celdas de 20 cm<sup>2</sup> se puede lograr una eficiencia de 13 por ciento a 16 por ciento, sin embargo, para las de 100 m<sup>2</sup>, solo se puede lograr un 10 por ciento.

Asimismo, esta eficiencia varía de acuerdo a los diferentes procesos de fabricación que se empleen, así como también debido a que mezclan con otro tipo de componentes (Fernández, 2010, p. 283).

Entre las ventajas de esta tecnología, destacan que sus costos son menores que los monocristalinos, lo cual no implica que sea una tecnología barata, sigue siendo costosa; y que ha alcanzado madurez en el desarrollo de su tecnología, por lo cual es estable.

### **c. Células de silicio amorfo**

A diferencia de las tecnologías basadas en una estructura cristalina, este tipo de tecnología presenta otros componentes. El silicio amorfo emplea distintos métodos de fabricación y se realiza en películas delgadas, como se menciona en la siguiente cita:

Las unidades de silicio amorfo se fabrican depositando capas delgadas de silicio, evaporando al vacío, *sputtering* (erosión iónica), deposición de vapor u otro método sobre un sustrato que puede ser vidrio, plástico o metal. Las celdas de silicio amorfo se presentan prácticamente en cualquier tamaño, siendo la limitante la configuración del domo de evaporación donde se efectúa el proceso (Fernández, 2010, p. 285).

La fabricación de este tipo de tecnología es distinta a la del silicio cristalino. Asimismo, tiene como restricción el tamaño, el cual depende del domo utilizado para el proceso de evaporación. Una de sus ventajas es su bajo costo, aproximadamente el 50 por ciento del silicio cristalino. Sin embargo, su eficiencia también es baja, por lo cual se busca mejorar mediante la calidad de las capas dopadas.

La eficiencia de este tipo de tecnología varía entre 4% y 8%. Asimismo, otra de las ventajas que presenta este tipo de tecnología es el ahorro de recursos en la producción, debido a que requiere de una menor cantidad de material, sin embargo, este tipo de celdas tienen un ciclo de vida corto, tienden a deteriorarse y degradarse rápidamente (Fernández, 2010, p. 286).

Asimismo, existe otro tipo de tecnologías compuesta de distintos materiales semiconductores como el telurio de cadmio (CdTe), y las aleaciones de cobre, indio y selenio (CIS o CIGS). El telurio de cadmio posee una fuerte absorción que permite, en menos de 2  $\mu\text{m}$  de espesor, absorber la casi totalidad del espectro visible; además, posee una baja movilidad. Por otro lado, una desventaja que no permite la proliferación de su comercialización consiste en su alto grado de toxicidad, por lo cual se ha prohibido en Europa mediante una reglamentación que prohíbe el uso del cadmio y plomo en los productos eléctricos y electrónicos. Para la fabricación de las aleaciones de cobre, indio y selenio (CIS o CIGS), se emplea tecnología de depósito bajo vacío como la coevaporación, con la cual se alcanza un rendimiento del 25 por ciento. Al igual que el cadmio, su comercialización está restringida por contener un alto porcentaje de toxicidad (Labournet y Viloz, 2010, p. 64).

**Tabla 6: Tecnologías fotovoltaicas**

Tecnología	Eficiencia %		Características
	Laboratorio	Directo	
<b>Silicio cristalino</b>	24	15-18	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí.
<b>Silicio multicristalino</b>	19-20 %	12-14	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.
<b>Película delgada de silicio amorfo</b>	16	8-10	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.

FUENTE: Alata Rey, 2015.

## 5.2.8. Dimensionamiento de un sistema fotovoltaico

### a. Determinación de la latitud y longitud de la zona de instalación

Para determinar las coordenadas geográficas de la zona de estudio, se pueden utilizar equipos como el GPS, el *smartphone* con giroscopio, y los programas Google Maps, Google Earth, RET Screen Expert, etc.

## b. Determinación de la irradiancia

Antes de este iniciar este proceso, es necesario pasar las coordenadas geográficas de grados a decimales para usar una página meteorológica; por ejemplo:

- Power.larc.nasa.gov
- Atlas Solar del Perú
- Devolt
- Open-Solar Db
- NSRDB

Luego, se escoge el mes más crítico del año, de modo que el sistema pueda funcionar de forma correcta durante toda su vida útil.

## c. Determinar el ángulo óptimo de inclinación de los paneles

Según Martínez Amador (2010), para determinar la inclinación óptima de una superficie fija, se usa una fórmula basada en el análisis estadístico de la radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, las cuales proporcionen la inclinación óptima en función de la latitud del lugar.

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot \Phi$$

Donde:

$\beta_{opt}$ : ángulo de inclinación óptima

$\Phi$ : latitud del lugar, sin signo

Otra forma de calcular el ángulo óptimo de inclinación es como se indica en la siguiente tabla.

**Tabla 7: Ángulo de inclinación de paneles según diseño**

Periodo de diseño	Ángulo $\beta$ óptimo
Invierno	$\Phi + 20^\circ$
Uniforme anual	$\Phi + 10^\circ$
Primavera y verano	$\Phi$
Conexión a red	$\Phi \times 0,85$

FUENTE: Martínez, 2010.

**d. Determinar la demanda eléctrica para el sistema**

La estimación de consumo de una instalación fotovoltaica varía en función de las necesidades del proyecto y su aplicación. Por ejemplo:

- Tipo de instalación. Vivienda aislada, electrificación centralizada de viviendas rurales, bombeo de agua para riego y otras aplicaciones.
- Periodo de utilización. Fin de semana, toda la semana, invierno, verano, todo el año.
- Clase de instalación. Pública, privada e industrial.

Una vez determinado el tipo y clase de instalación y el periodo de utilización, se recopilan los datos referentes a las cargas que se conectarán al sistema y sus respectivas potencias asociadas a los tiempos de uso diarios (Martínez Jiménez, 2010).

Para ello, se usa la siguiente fórmula:

$$Kw * h = potencia * tiempo = consumo$$

**e. Dimensionamiento del panel fotovoltaico**

Consiste en el cálculo de la potencia pico del panel que es necesario instalar para satisfacer las necesidades de carga del sistema a lo largo del año. Inicialmente, se supone que el panel opera en condiciones estándar de medida CEM (25 °C y 1000 W/m<sup>2</sup>) en el dimensionado y que el punto de trabajo coincide con el de máxima potencia todo el día.

En condiciones reales de operación esto no sucede así y la potencia de salida del panel es inferior a la potencia pico, ya que la irradiancia varía a lo largo de las horas del día con valores menores que  $1000 \text{ w/m}^2$  y hay pérdidas de rendimiento por efectos de desacoplo respecto del punto de máxima potencia e influencia de la temperatura de operación (Alata Rey, 2015, p. 21).

Por lo tanto, para estimar la potencia mínima del generador fotovoltaico, se emplea la siguiente ecuación:

$$PG = \frac{Wd * Gcem}{Gdm(\alpha, \beta) * PR}$$

Donde:

PG: potencia del generador (W)

Gcem: irradiancia en condiciones CEM (constante de valor  $1\ 000 \text{ w/m}^2$ )

Wd: consumo de energía diario (Wh)

Gdm ( $\alpha, \beta$ ): valor medio mensual de irradiación diaria sobre la superficie del panel inclinada en un ángulo  $\beta$  y orientada un acimut  $\alpha$  ( $\text{Wh/m}^2$ )

PR: rendimiento energético de la instalación, expresado por uno

Según Ibáñez (2005), se puede calcular la energía diaria producida por un panel ( $\text{Wh/día}$ ) mediante la siguiente fórmula:

$$Edp = \text{superficie del panel} * \text{eficiencia del panel} * \text{irradiancia}$$

Donde:

Edp: energía producida por un panel (Wh)

Superficie del panel: largo por ancho ( $\text{m}^2$ )

Eficiencia del panel: datos de la ficha técnica

Irradiancia: unidad de medida de la radiación en la zona ( $\text{kWh/m}^2$ ) o ( $1000 \text{ Wh/m}^2$ )

#### **f. Cálculo del número de paneles**

El número de paneles en paralelo se obtiene mediante el valor inmediatamente superior al calculado por la siguiente fórmula:

$$N_{pp} = \frac{E_{ad} * f}{HSP * (1 - \Phi) * I_{pmp}}$$

Donde:

$E_{ad}$ : energía media diaria necesaria para suministrar por los paneles (Ah)

HSP: horas de sol pico según los datos

$\Phi$ : pérdidas por sombreado y orientación

$I_{pmp}$ : intensidad pico o corriente de máxima potencia

f: factor de seguridad (a falta de valores más precisos, el valor adoptado por f no será inferior a 1,20)

Consiguientemente, si tiene el dato del valor de la demanda eléctrica del sistema, y lo que genera un panel fotovoltaico, al usar la siguiente ecuación, se obtendría el número de paneles necesarios.

$$N_{pp} = \frac{E_a}{E_{dp}}$$

Donde:

$E_a$ : energía demandada por el sistema (Wh)

$E_{dp}$ : energía producida por un panel (Wh)

$N_{pp}$ : número de paneles en paralelo

Por su parte, el número de paneles en serie o los grupos de paneles conectados en serie se determina por la siguiente fórmula:

$$N_{ps} = \frac{V_{campo}}{V_o}$$

Donde:

$V_{campo}$ : tensión nominal del campo de paneles

$V_o$ : tensión nominal del panel fotovoltaico

$N_{ps}$ : número de paneles en paralelo

Por último, el número total de paneles será el siguiente:

$$N = N_{pp} * N_{ps}$$

La potencia calculada es de 160 watts. También puede ser dos paneles de 80 watts por un tenor de comercialización.

#### **g. Dimensionado del sistema de acumulación**

Las funciones básicas del banco de baterías o sistema de acumulación es suministrar una potencia instantánea durante un tiempo limitado y mantener un nivel de tensión estable, lo cual permite un funcionamiento correcto de los aparatos electrónicos. El acumulador proporciona un voltaje estable y constante (en un cierto rango) independientemente de la incidencia de luz solar (Martínez Jiménez, 2010).

Para el cálculo de la capacidad de acumulación, se utiliza la siguiente fórmula:

$$C = \frac{F_t * E_{ad} * n}{P_f}$$

Donde:

C: capacidad de acumulación de Ah

E<sub>ad</sub>: carga de consumo diario en Ah/día

P<sub>f</sub>: profundidad de descarga de la batería

F<sub>t</sub>: factor de corrección de la capacidad por temperatura

n: número de día de autonomía.

#### **5.2.9. Dimensionado del regulador**

El regulador de carga es un equipo encargado de evitar la sobrecarga del acumulador al limitar la tensión de entrada de la batería adecuándola a las correspondientes etapas de carga necesarias para su correcto funcionamiento y mantenimiento (Martínez Jiménez, 2010).

Para el dimensionado, se utiliza un factor de seguridad entre la potencia máxima producida por el campo de paneles y la del regulador en un 25 por ciento, donde el número de reguladores de la instalación fotovoltaica es el mínimo posible.

$$I_r = 1,25 * I_{sc} * N_{pp}$$

Donde:

$N_{pp}$ : número de paneles en paralelo

$I_{sc}$ : intensidad o corriente de corto circuito

$I_r$ : intensidad nominal del interruptor de conexión y desconexión de la corriente desde el generador fotovoltaico hacia el subsistema de acumulación.

**a. Dimensionado del inversor**

La función del inversor consiste en transformar o invertir la onda de corriente que recibe en su entrada a otra con diferentes características físicoeléctricas. Por ejemplo, DC-AC y DC- DC.

El inversor debe mantener un voltaje de salida para el circuito de consumo aproximadamente constante, además de independencia de la potencia demandada en cada momento. Se admiten variaciones de hasta un 5 por ciento, en el caso de convertidores de onda senoidal, y de hasta un 10 por ciento, en los de onda cuadrada. Se debe considerar que, en una instalación con acumuladores, la tensión de entrada real no deberá ser mayor del 125 por ciento ni menor del 85 por ciento de la tensión nominal del acumulador.

**b. Dimensionado del cableado**

Según Ibáñez Plana, Rosell Polo y Rosell Urrutia (2005), de los diferentes subsistemas que conforman el dimensionado de un sistema fotovoltaico, merecen un tratamiento especial, en lo que a dimensionado e instalación de los conductores se refiere, deben seguir con las pautas normales de diseño de las instalaciones eléctricas convencionales.

$$I_{conductor, paneles} = 1,25 * I_{sc} \dots\dots\dots (\text{Factor de seguridad})$$

$$I_{conductor, acumuladores} = 1,25 * I_{c, p} \dots\dots\dots (\text{Factor de seguridad})$$

$$I_{conductor, inversor} = 1,25 * \frac{P_{inv}}{(V_{mín} * \eta_{Inv})} \dots\dots\dots (\text{Factor de seguridad})$$

$$S = \frac{2 * L * I}{56 * \Delta V}$$

Donde:

S: la sección (mm<sup>2</sup>)

L: longitud (m)

I: intensidad (A)

ΔV: caída de tensión (v)

Para calcular la caída de tensión, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\Delta V = V_0 * \frac{\Delta V}{100}$$

La caída de tensión será igual que el 0,5 por ciento, es decir, 0,24 V.

#### **5.2.10. Beneficios ambientales en el uso de sistemas fotovoltaicos**

El aprovechamiento de la energía solar, mediante el uso de los sistemas fotovoltaicos, es una alternativa para la reducción de los gases invernadero. Estos incrementan el efecto invernadero en el planeta como producto del auge del desarrollo industrial y del consumo, los cuales han afectado a la capa de ozono, así como a la salud del hombre.

La huella de carbono y la eficiencia energética consisten en la medición de los gases de efecto invernadero (GEI), expresados en toneladas o kilogramos de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), los cuales son liberados a la atmósfera como resultado de nuestras actividades cotidianas o de la producción de un bien o servicio. La estimación de la huella de carbono, comprende desde la etapa de producción de las materias primas hasta los desechos y su disposición final. Se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Emisión (KgCO}_2\text{)} = \text{Cantidad (unidad)} * \text{facto de emision} \left( \text{kg} \frac{\text{CO}_2}{\text{unidad}} \right)$$

A continuación, en la Figura 10, se detallan los factores de emisión para cada tipo de fuente de energía convencional.

Factores de emisión de kgCO <sub>2</sub>		
	Factor	Unidades
Energía eléctrica	0,615	kgCO <sub>2</sub> /kWh
GLP	2,75	kgCO <sub>2</sub> /kilogramo
Diésel	9,7	kgCO <sub>2</sub> /galón
Gasolina	7,9	kgCO <sub>2</sub> /galón
Leña	1,7	kgCO <sub>2</sub> /kilogramo

**Figura 10: Ficha informativa. Huella de carbono y la eficiencia energética**

### 5.2.11. Estudio de viabilidad económica

Este subcapítulo desarrolla el aspecto financiero del proyecto, lo cual brinda un panorama de su viabilidad. Para ello, se muestran los flujos de caja de las alternativas comparando al sistema fotovoltaico con el grupo electrógeno.

#### a. Flujo de caja del proyecto

Una vez acabada la parte del diseño del sistema fotovoltaico en la zona de trabajo, se analiza la parte financiera para cuantificar la creación de valor de este proyecto.

El flujo de caja permite estimar los gastos de operación y mantenimiento que se producirán durante la vida del proyecto. Así, se podrá contar con un parámetro más en la toma de decisiones de qué alternativa es la más adecuada.

#### b. Horizonte del proyecto

El horizonte de evaluación está determinado por el tiempo de vida útil de los paneles solares, que se estima en 20 años. Por ello, para el estudio del presente perfil, se estableció este periodo.

## **VI. DESARROLLO DEL TRABAJO**

### **6.1. Selección de los lugares de instalación**

En el presente trabajo, se optó por implementar los sistemas fotovoltaicos en los locales comunales porque se encuentran en un sitio estratégico, la parte central de la comunidad. Asimismo, no posee pérdidas por sombras, ya que se tratan de edificaciones grandes que no colindan con otra construcción, elemento urbano o especie arbórea.

### **6.2. Cálculo de las coordenadas de la zona**

Mediante el uso de un GPS Garmin, modelo 64S, se determinaron las coordenadas de cada uno de los lugares en donde se realizó la instalación. De este modo, se obtuvieron los siguientes resultados:

- **Locación de Callahuanca**
  - Coordenadas UTM  
Banda, 18 L; Norte, 323 678; Este, 8 692 132 Altura: 1762 m s. n. m.
  - Coordenadas geográficas Latitud: 11,8264° S Longitud: 76,6185° W.



**Figura 11: Toma de punto en local municipal**

- **Locación de Cumpe**

- Coordenadas UTM

Banda, 18 L; Norte, 323 293; Este, 8 696 455 Altura: 1722 m s. n. m.

- Coordenadas geográficas Latitud: 11,7572° S Longitud: 76,5972°



**Figura 12: Toma de punto en el local comunal**

- **Locación de San Pedro de Casta**

- Coordenadas UTM

Banda, 18 L; Norte, 323 678; Este, 8 692 132 Altura: 3177 m s. n. m.

- Coordenadas geográficas Latitud: 11,7873° S

Longitud: 76,6218° W



**Figura 13: Toma de punto en el local comunal de Casta**

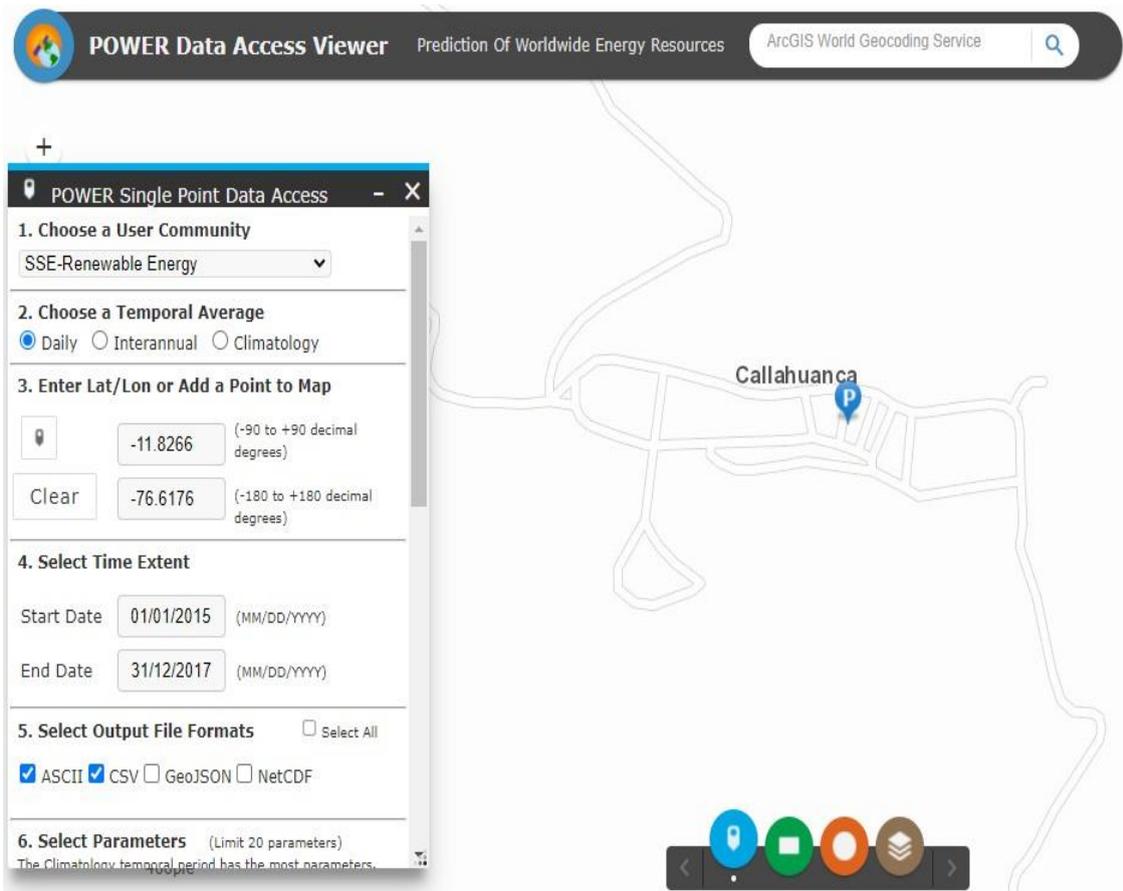
### **6.3. Cálculo de la irradiancia mínima mensual**

Se utilizó la aplicación Power Data Access Viewer para obtener los datos de 2015, 2016 y 2017, donde se determinó la irradiancia mínima mensual a partir de la irradiancia diaria para cada una de las zonas. Los valores conseguidos se muestran a continuación y el detalle de las irradiancias diarias se encuentran en el Anexo 2.

#### **6.3.1. Metodología para la obtención de datos**

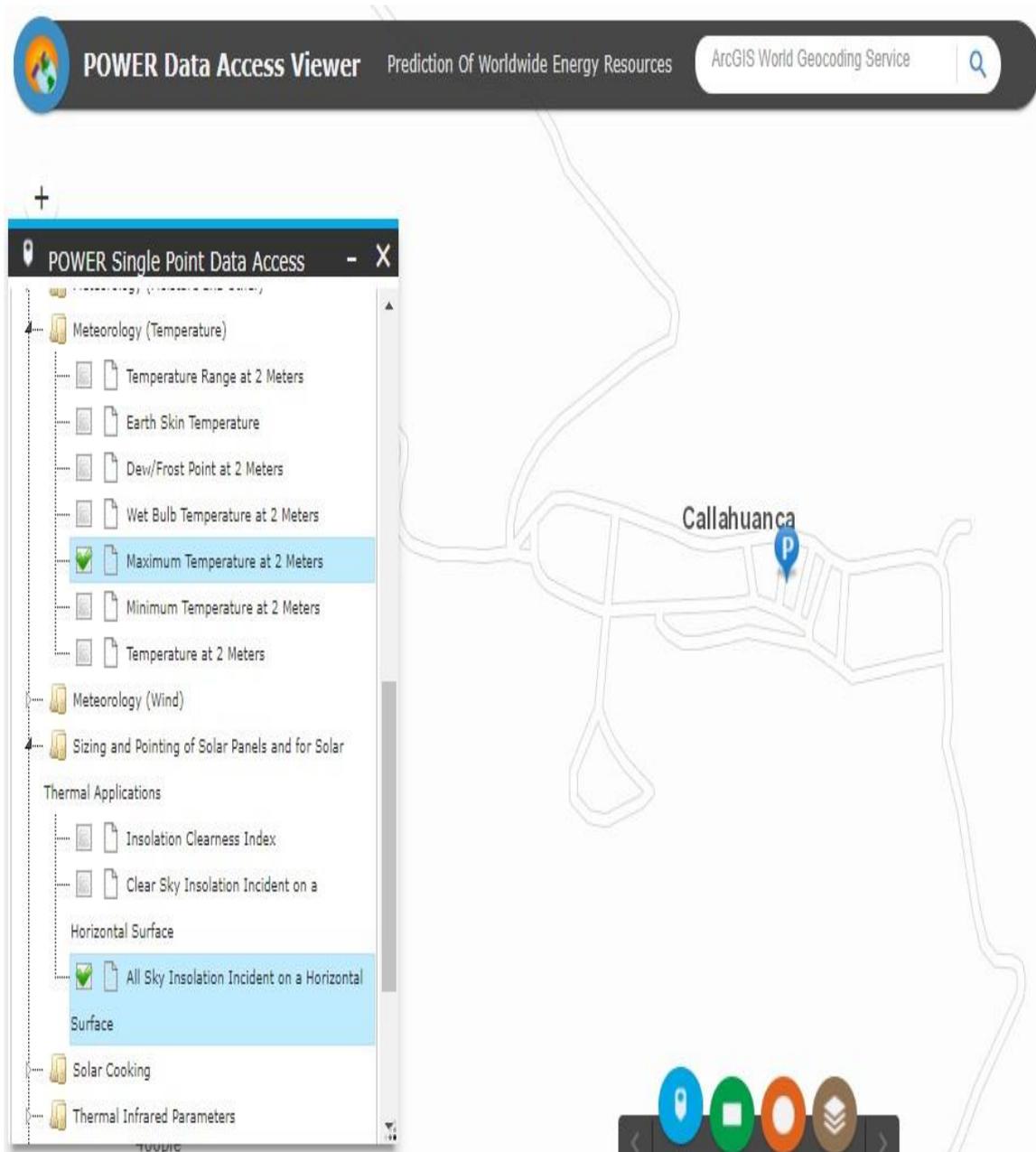
- El primer paso consiste en ingresar las coordenadas en el programa Power Data Access Viewer y marcar la opción “Daily”.
- El segundo paso es ingresar en el recuadro de “Star Data: 01/01/2015” y, posteriormente, en el recuadro de “End Data: 31/12/2017”.
- A continuación, se debe seleccionar la opción de salida de los datos (escoger CSV o ASCII).

- El cuarto paso consiste en seleccionar los parámetros de los datos. “Meteorology (temperatura)”: “Maximun Temperature at 2 meters”, y “Sizing and Pointing of solar Panels and for Solar” (All sky I
- nsolation Incident on a Horizontal). Luego, se hace clic en “Submit and process”.
- Por último, se procesan los datos obtenidos en una hoja Excel y se determina la irradiancia mensual de los años en análisis.



**Figura 14: Parámetros de búsqueda en Power Data Access Viewer.**

FUENTE: Tomado de <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>



**Figura 15: Parámetros de obtención de datos en Power Data Access Viewer**

Luego del procesamiento de los datos obtenidos en las tres localidades, se obtuvieron los siguientes resultados:

**Tabla 8: *Histórico de irradiancia en las zonas de trabajo***

Periodo 2015-2016-2017												
Year	Month											
	January	February	March	April	May	June	July	August	September	October	November	December
<b>2015</b>	4,88	4,26	4,18	4,4	4,87	4,72	5,6	5,82	5,87	5,72	5,79	5,47
<b>2016</b>	5,75	4,18	4,73	5,15	5,5	5,24	5,79	5,91	5,77	5,94	-26,15	5,26
<b>2017</b>	3,65	3,67	3,72	4,91	4,51	5,27	5,76	6,01	5,57	5,74	-27,37	4,86

Nota: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

- Locación de Callahuanca  
Irradiancia mínima mensual = 3,65 kW-h/m<sup>2</sup>
- Locación de San Pedro de Casta  
Irradiancia mínima mensual = 3,65 kW-h/m<sup>2</sup>
- Locación de Cumpe  
Irradiancia mínima mensual = 3,65 Kw-h/m<sup>2</sup>

#### 6.4. Cálculo del ángulo de inclinación óptimo

A partir de la latitud hallada en el apartado 6.1, se calcularon los ángulos de inclinación óptimos para cada una de las locaciones, mediante la siguiente ecuación:

$$\beta_{opt} = 3,7 + 0,69 * \square \Phi \square$$

Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 9.

**Tabla 9: Ángulo de inclinación óptimo de paneles**

<b>Ángulo de inclinación óptimo</b>					
<b>Callahuanca</b>	<b>San Pedro de Casta</b>		<b>Cumpe</b>		
<b>Grados</b>	11	grados	11	grados	11
<b>Minutos</b>	51	minutos	48	minutos	49
<b>Segundos</b>	36	segundos	44	segundos	59
<b><math>\beta = 11^\circ 51' 36''</math></b>	<b><math>\beta = 11^\circ 48' 44''</math></b>		<b><math>\beta = 11^\circ 49' 59''</math></b>		

FUENTE: Martínez (2010).

Para el presente caso, se optó por la otra forma de calcular el ángulo de inclinación óptimo, la cual consiste en la suma de  $10^\circ$  a la latitud para obtener una instalación uniforme anual.

$$\beta_{opt} = 10 + \Phi$$

Callahuanca

$$\beta_{opt} = 21^\circ 49' 35,04'' \cong 22^\circ$$

Cumpe

$$\beta_{opt} = 21^\circ 45' 25,92'' \cong 22^\circ$$

San Pedro de Casta

$$\beta_{opt} = 21^\circ 47' 14,28'' \cong 22^\circ$$

Para fines prácticos de la construcción y el armado de la estructura de los paneles solares, se decidió redondear a  $22^\circ$  el ángulo de inclinación para los tres lugares de implementación.

### **6.5. Cálculo de la demanda necesaria de energía útil para el proyecto**

La demanda necesaria de energía útil está determinada por el número de artefactos que se desea alimentar, el tiempo que se requiere para su funcionamiento y la demanda energética (potencia) de cada artefacto.

Es importante diferenciar la demanda de energía útil de corriente continua ( $E_{CC}$ ) de la demanda de energía útil de corriente alterna ( $E_{AC}$ ); puesto que la primera requiere solo las baterías, mientras que la segunda, tanto de las baterías como del inversor.

Para este proyecto, se necesitará la energía suficiente para los siguientes artefactos:

- Carga completa de 12 celulares (DC)
- Uso de luminarias (DC)
- Uso de radio TV (AC)

El cálculo de la demanda de energía útil se realizó mediante los siguientes parámetros de horas de uso, expresados en la siguiente tabla:

## 6.6. Cálculo de la demanda de energía

**Tabla 10: Demanda de energía de las cargas**

Ítem	Cargas individuales	Tipo de corriente	Cantidad	Potencia (w)	Uso (horas/día)	Energía consumida en DC (Wh/día)	Energía consumida en AC (Wh/día)	Potencia máxima en DC (w)	Potencia máxima en AC (w)
1	Iluminación	DC	2	8	4	64		16	
2	Radio	DC	1	30	6	180		30	
3	Dispositivos móviles	AC	12	15	2		360		180
<b>Subtotal</b>						244	360	46	180
<b>Total</b>						604	226		

FUENTE: Elaboración propia.

### 6.7. Cálculo del consumo total diario real

A partir de los cálculos de la sección anterior, se usó la siguiente ecuación para determinar el consumo total diario ( $E_T$ ):

$$E_T = \frac{E_{CC}}{\eta_{BAT}} + \frac{E_{AC}}{\eta_{BAT} \times \eta_{INV}}$$

Entonces, se tiene para las baterías y el inversor utilizado en cada una de las locaciones:

- $\eta_{BAT}$  = eficiencia del banco de baterías = 0,90
- $\eta_{INV}$  = eficiencia del inversor = 0,90

Después de reemplazar, se obtuvo el consumo total diario:

$$E_T = 0,636.84 \text{ Kw} \cdot \text{h}$$

### 6.8. Cálculo del número de paneles necesarios

Para el cálculo del número de paneles ( $N_T$ ), se pensó en cuánto genera un modelo de panel de 80 watts y cuántos son necesarios para cubrir el consumo total diario. El número de paneles es el entero inmediato superior al resultado obtenido en la siguiente ecuación:

$$E_{dp} = \text{superficie del panel} \cdot \text{eficiencia del panel} \cdot \text{irradiancia}$$

En la Tabla 11, se muestran los datos técnicos del panel fotovoltaico asumido.

**Tabla 11: Ficha técnica del panel**

Potencia de Panel (W)=	80	
Isc =	4,9	Ah
Ipm =	4,55	Ah
Voc =	21,8 V	V
Vmp =	17,6 V	V
Tensión (V) =	12	V
Eficiencia del panel =	0,18	
Área del panel =	0,57	

FUENTE: Elaboración propia

Donde HPS equivale a las horas pico diarias y es igual a la irradiación para cada locación. Con una irradiancia de 3,65 Kwh/día, el panel fotovoltaico asumido de 80 watts de potencia produce una energía de:

$$\text{Carga producida por panel} = 0,372.52 \text{ Kw} - \text{h}$$

Entonces, para determinar el número de paneles necesarios para cubrir la demanda diaria de energía, se realiza la siguiente operación:

$$\begin{aligned} N.^{\circ} \text{ pp} &= \text{carga efectiva (Et)} / \text{carga producida por un panel} \\ &= (0,636.84) / (0,372.52) \\ &= 1.70 \end{aligned}$$

El número de paneles necesario se redondea a un orden superior, lo cual resulta en dos paneles fotovoltaicos de 80 watts en paralelo. Asimismo, se deben determinar los paneles en serie, necesarios para la implementación del sistema fotovoltaico.

$$N_{ps} = \frac{V_{\text{campo}}}{V_o} = \frac{12}{12} = 1$$

Por último, para calcular el número de paneles necesarios para el SF, se utiliza la siguiente fórmula:

$$N = N_{pp} \cdot N_{ps} = 2 * 1 = 2 \text{ und}$$

## **6.9. Dimensionado del banco de baterías**

Se utiliza la siguiente ecuación:

$$\Delta E = n \times E_T$$

Donde  $\Delta E$  simboliza la energía necesaria acumulada en el banco de baterías; y n, el número de días de autonomía con que se desea contar, el cual se mantendrá en tres.

Así, se obtiene:

$$\Delta E = 2 * 0,636.84 = 1,273.68 \text{ kW} - \text{h}$$

A continuación, se usa la siguiente fórmula:

$$C_n = \frac{\Delta E}{V_{BAT} * P_d}$$

Con  $V_{BAT} = 12V$  y  $P_d = 0,9$  (criterio de diseño), se obtiene:

$$C_n = 117,93 \text{ A-h}$$

Al colocar el banco de dos baterías en paralelo, de 75 Ah, por fines de comercialización, se cubriría la capacidad de acumulación de energía.

$$C_{n \text{ real}} = 150 \text{ A-h}$$

### **6.10. Dimensionado del regulador de carga**

El parámetro de interés para el dimensionado del regulador de carga es la corriente máxima que debe soportar el regulador en funcionamiento ( $I_R$ ), y se calcula con la siguiente fórmula:

$$I_r = 1,25 * I_{sc} * N_{pp} = 1,25 * 4,9 * 2 = 12 \text{ A}$$

### **6.11. Dimensionado del inversor**

Dado que se trabajará con un inversor de onda senoidal, se utiliza una potencia nominal de un 25 por ciento superior a la potencia de corriente alterna. Por lo tanto, se tiene lo siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Potencia máxima (W)} &= (\text{carga en AC}) * 1,25 \\ &= 180 * 1,25 = 225 \text{ W} \end{aligned}$$

### **6.12. Dimensionado del subsistema de transporte de la energía eléctrica**

Para el dimensionado de la sección de los cables conductores en el sistema, se optó por dividirlos por tramos. Asimismo, se ajustó la sección del conductor al largo de la conexión y a una caída de voltaje de 0,5 por ciento.

$$\text{Caída de tensión} = 0,24 \text{ V}$$

$$S \text{ (mm}^2\text{)} = (2 * \text{largo del cable} * I \text{ corr.}) / (56 * \Delta V)$$

#### **Tramo panel - regulador**

$$L = 2,5 \text{ m}$$

$$I_{\text{corr.}} = 13 \quad \text{A}$$

$$S = 6 \quad \text{mm}^2$$

**Tramo regulador - batería**

$$L = 2,5 \quad \text{m}$$

$$I_{\text{corr.}} = 13 \quad \text{A}$$

$$S = 6 \quad \text{mm}^2$$

**Tramo regulador - batería**

$$L = 1,5 \quad \text{m}$$

$$I_{\text{corr.}} = 26,04 \quad \text{A}$$

$$S = 6 \quad \text{mm}^2$$

## VII. DIAGNÓSTICO AMBIENTAL

La energía solar fotovoltaica, una vez usada para realizar una actividad humana, genera un impacto ambiental no significativo. Sin embargo, en contraste con la mayoría de los métodos existentes para la obtención de energía eléctrica, supone una disminución muy significativa del impacto ambiental.

Hay energías renovables que tienen un impacto significativo en el medio ambiente. Por ejemplo; la energía eólica, tiene un factor de contaminación que afecta tanto a los seres humanos como la fauna local. Por eso, se evita tener centrales eólicas cerca a poblados, ciudades o rutas de migración de aves.

En la siguiente tabla, se detallan los impactos positivos de la implementación de los sistemas fotovoltaicos como reserva energética, comparados con un grupo electrógeno.

**Tabla 12: Ficha técnica del panel**

<b>Sistema fotovoltaico</b>	<b>Grupo electrógeno</b>
Impactos positivos	Impactos positivos
Fuente de energía de carácter renovable y libre de costo	Equipo de gran portabilidad y practicidad para adaptarse a cualquier circunstancia o situación.
Energía limpia, ya que no emite ningún tipo de efluente contaminante (gases de efecto invernadero).	De fácil almacenaje y uso.
Impacto acústico nulo.	
Independencia energética respecto a la coyuntura internacional.	
Mantenimiento sencillo y bajo costo.	
Impactos negativos	Impactos negativos
Actividades industriales relacionadas con la fabricación de los módulos fotovoltaicos (extracción de la materia prima).	Generación de gases invernadero por el uso de combustibles fósiles para su funcionamiento.
Fabricación, mantenimiento y desecho de las baterías.	Impacto acústico considerable, de 90 db.
	Mantenimiento a base de derivados del petróleo y repuestos costosos.

FUENTE: Elaboración propia

Los sistemas fotovoltaicos utilizan una energía limpia, por ende, no generan kgCO<sub>2</sub>. Además, se puede contabilizar el efecto positivo de su uso en el ambiente, con la energía que produce durante su tiempo de vida útil de 20 años. Por el contrario, el grupo electrógeno sí es un elemento contaminante. En la siguiente tabla, se calcula su huella de carbono.

**Tabla 13: Ficha técnica del panel**

<b>Fuentes de energía</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Factor de emisión</b>	<b>Emisión en kgCo2</b>
<b>Energía producida por el sistema fotovoltaico en 20 años</b>	4701,2 kWh	0,65 kgCO <sub>2</sub> / kWh	3055,78 kgCO <sub>2</sub>
<b>Consumo de galones de combustible fósil del grupo electrógeno en 20 años</b>	350 Gl	7,9 kgCO <sub>2</sub> / kWh	2765 kgCO <sub>2</sub>

FUENTE: Elaboración propia

## VIII. FORMULACIÓN Y EVALUACIÓN

### 8.1. Análisis de demanda

Su objetivo es cuantificar la demanda de potencia y energía eléctrica de las comunidades rurales y cargas especiales ubicadas en el área del proyecto para el dimensionamiento de línea y redes primarias en los 22,9 kV del tramo Ccapacmarca durante un horizonte de 20 años.

#### 8.1.1. Proyección de población y número de viviendas

Para obtener la proyección de la población y del número de viviendas, se empleó la información de las diferentes localidades visitadas, incluidas en los censos de 2007 y 2017, respectivamente (INEI, 2007; INEI, 2017).

De este modo, se obtiene, mediante el método geométrico, la tasa de crecimiento intercensal que, para el caso del distrito de San Pedro de Casta, es de -0,12. Se considera como 0 % debido a que la tendencia negativa significa que no existe crecimiento poblacional tanto para los centros poblados de San Pedro de Casta como para San Antonio de Cumpe. En el caso de Callahuanca, la tasa es de -0,42, ya que corresponde a otro distrito.

**Tabla 14: Resumen de proyección de la población total**

Localidad/año	2017	2037
San Antonio de Cumpe	109	106
San Pedro de Casta	689	673
Callahuanca	640	588
<b>Total de habitantes</b>	<b>1438</b>	<b>1367</b>

FUENTE: Elaboración propia

A continuación, se muestra el resumen de la proyección del número de viviendas totales que conforman la electrificación de las comunidades rurales de los distritos San Pedro de Casta y Callahuanca.

**Tabla 15: Resumen de proyección del número de viviendas totales**

Localidad/año	2020	2040
San Antonio de Cumpe	53	53
San Pedro de Casta	337	337
Callahuanca	284	284
<b>Total de habitantes</b>	<b>674</b>	<b>674</b>

**8.1.2. Balance de oferta-demanda**

Con la información anterior, se realizó el balance oferta-demanda.

**Tabla 16: Demanda sin proyecto**

Año	Demanda	Oferta sin proyecto	Superávit
	Sin proyecto (kw)	(*) (kw)	(déficit)
	A	B	B - A
<b>1</b>	232,45	0	-232,45
<b>2</b>	232,45	0	-232,45
<b>3</b>	232,45	0	-232,45
<b>4</b>	232,45	0	-232,45
<b>5</b>	232,45	0	-232,45
<b>6</b>	232,45	0	-232,45
<b>7</b>	232,45	0	-232,45
<b>8</b>	232,45	0	-232,45
<b>9</b>	232,45	0	-232,45
<b>10</b>	232,45	0	-232,45
<b>11</b>	232,45	0	-232,45
<b>12</b>	232,45	0	-232,45
<b>13</b>	232,45	0	-232,45
<b>14</b>	232,45	0	-232,45
<b>15</b>	232,45	0	-232,45
<b>16</b>	232,45	0	-232,45
<b>17</b>	232,45	0	-232,45
<b>18</b>	232,45	0	-232,45
<b>19</b>	232,45	0	-232,45
<b>20</b>	232,45	0	-232,45

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 17: Demanda con proyecto**

<b>Año</b>	<b>Demanda</b>	<b>Oferta</b>	<b>Superávit</b>
	Con proyecto	(*)	
	(kw)	(kw)	(déficit)
	A	B	B – A
<b>1</b>	0,226	0,640	0,414
<b>2</b>	0,226	0,640	0,414
<b>3</b>	0,226	0,640	0,414
<b>4</b>	0,226	0,640	0,414
<b>5</b>	0,226	0,640	0,414
<b>6</b>	0,226	0,640	0,414
<b>7</b>	0,226	0,640	0,414
<b>8</b>	0,226	0,640	0,414
<b>9</b>	0,226	0,640	0,414
<b>10</b>	0,226	0,640	0,414
<b>11</b>	0,226	0,640	0,414
<b>12</b>	0,226	0,640	0,414
<b>13</b>	0,226	0,640	0,414
<b>14</b>	0,226	0,640	0,414
<b>15</b>	0,226	0,640	0,414
<b>16</b>	0,226	0,640	0,414
<b>17</b>	0,226	0,640	0,414
<b>18</b>	0,226	0,640	0,414
<b>19</b>	0,226	0,640	0,414
<b>20</b>	0,226	0,640	0,414

FUENTE: Elaboración propia

## **8.2. Planteamiento técnico de las alternativas**

### **8.2.1. Alternativa 1**

Diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos en locales comunales, como respaldo energético, ante corte del suministro eléctrico, provincia de Huarochirí.

Los sistemas fotovoltaicos se instalarán en la parte exterior del predio por alimentar. Los elementos que conformarán cada uno de sus subsistemas son los siguientes:

- 2 paneles solares de 80 Wp y soporte
- 2 baterías de libre mantenimiento de 75 Ah
- 1 controlador de carga 15 A
- 2 luminarias con lámpara
- 2 interruptores de un polo
- 1 inversor de 1 kw (12/220 V)

### **8.2.2. Alternativa 2**

Los grupos electrógenos son equipos que brindan energía a través de la combustión de gasolina para dar energía eléctrica a las cargas eléctricas demandadas. El grupo electrógeno escogido es de una potencia de 1 Kw y presenta los siguientes datos técnicos:

- Potencia máxima: 1000 W
- Voltaje/frecuencia: 220 v/50 Hz
- Operación continua: 9 horas
- Consumo (galones/hora): 0,143 gl/h

### **8.2.3. Secuencia de etapas y actividades de alternativas**

En las siguientes tablas, se muestran las actividades y la duración de cada alternativa de proyecto. Se ha elegido un periodo de evaluación de 20 años, que es el de óptimo funcionamiento de los paneles solares seleccionados para el proyecto.

**Tabla 18: Actividades de la alternativa 1**

<b>Costo del proyecto por componentes - alternativa 1</b>								
<b>Ítem</b>	<b>Subcomponentes</b>	<b>Und.</b>	<b>Cant.</b>	<b>Pu</b>	<b>Subtotal</b>	<b>IGV</b>	<b>Total</b>	
<b>I</b>	Estudios							
<b>1.10</b>	Formulación del diseño técnico	GLB	1	302,41	302,41	54,43	<b>356,84</b>	
<b>II</b>	Paneles solares							
<b>2.01</b>	Suministro de materiales				3515,80	632,84	4,148.64	
	Paneles solares sin soporte	Und.	2	395	790			
	Controlador de carga	Und.	1	175	175			
	Inversor de voltaje	Und.	1	220	220			
	Llave termoelectrónica	Und.	2	48,20	96,40			
	Batería 12v-75A	Und.	2	894	1788			
	Cable vulcanizado 10 AWG	M	15	4,40	66			
	Foco led de 8 watts	Und.	2	18,90	37,80			
	Inversor de voltaje	Und.	1	220	220			
	Accesorios de instalación	GLB	1		122,60			
	Caja de llave electromagnética	Und.	2	28	56			
	Terminales de compresión	Und.	6	5,30	31,80			
	Pernos y tuercas de 1/2"	Und.	12	2,90	34,80			
<b>II</b>	Paneles solares							
<b>2.02</b>	<b>Montaje electromecánico</b>				<b>720</b>	<b>129,60</b>	<b>849,60</b>	
	Técnico		3	160	480			
	Operario		3	80	240			
<b>2.03</b>	<b>Transporte</b>				<b>282,63</b>	<b>50,87</b>	<b>333,50</b>	
	Movilización de equipo y materiales	GLB	1	282,63	282,63			
<b>III</b>	Capacitación							
<b>3.01</b>	<b>Capacitación</b>	Und.	2	160	<b>320</b>	<b>57,60</b>	<b>377,60</b>	
	Costo directo				4640,13	835,22	<b>5475,35</b>	
	Gastos generales	%	10 %		464,01		<b>547,53</b>	
	Utilidad	%	15 %		696,02		<b>821,30</b>	
	Costo total del proyecto	S/			6102,57		<b>7201,03</b>	

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 19: Actividades de la alternativa 2**

Ítem	Subcomponentes	Und.	Cant.	Pu	Subtotal	IGV	Total
<b>I</b>	Estudios						
<b>1.10</b>	Formulación del diseño técnico	Glb	1	86,34	86,34	15,54	101,89
<b>II</b>	Grupo electrógeno						
<b>2.01</b>	<b>Suministro de materiales</b>				<b>912,80</b>	<b>164,30</b>	<b>1077,10</b>
	Grupo electrógeno de 1000 watts	Und.	1	780	780		
	Extensión de 8 salidas	Und.	1	95	95		
	Foco led de 8 watts	Und.	2	18,90	37,80		
<b>2.02</b>	<b>Montaje electromecánico</b>				<b>240</b>	<b>43,20</b>	<b>283,20</b>
	Operario		3	80	240		
<b>2.03</b>	<b>Transporte</b>				<b>80,70</b>	<b>14,53</b>	<b>95,22</b>
	Movilización de equipo y materiales	Glb	1	80,70	80,70		
<b>III</b>	Capacitación						
<b>3.01</b>	<b>Capacitación</b>	Und.	1	80	<b>80</b>	<b>14,40</b>	<b>94,40</b>
	Costo directo				1313,50	236,43	1549,93
	Gastos generales	%	10 %		131,35		154,99
	Utilidad	%	10 %		131,35		154,99
	Costo total del proyecto	S/			1662,54		1961,80

FUENTE: Elaboración propia

#### **8.2.4. Horizonte del proyecto**

El horizonte de evaluación está determinado por el tiempo de vida útil de los paneles solares; se estima una vida útil mínima, es decir, de 20 años. Para el estudio del presente proyecto, se ha establecido un periodo de 20 años como horizonte de evaluación.

**Alternativa 1.** En esta alternativa, se tienen activos fijos como los paneles solares, los interruptores de polo y los inversores de voltaje con una vida útil de 20 años. También se tienen activos renovables como las luminarias con lámpara, las baterías y los controladores de vida útil menor de diez años. Por esta razón, se deberá efectuar una reinversión cada cuatro y diez años, respectivamente.

**Alternativa 2.** Los activos fijos de la alternativa 2 tienen una vida útil de no más de cinco años (el generador eléctrico, la extensión de salida, etc.). Además, durante este periodo, la alternativa 2 es capaz de generar beneficios.

#### **8.2.5. Costos**

##### **a. Costos directos de mercado**

En los siguientes subapartados, se detalla, de manera resumida, el costo de inversión a precio de mercado de ambas alternativas.

##### **b. Flujo de costos a precios de mercado**

###### **b.1. Flujo de costos de inversión**

La vida útil de los paneles fotovoltaicos, para la alternativa 1, es de 20 años. Considerando esa vida útil, en la siguiente tabla, se pueden apreciar los precios incrementales en ese periodo.

**Tabla 20: Costo del proyecto por componentes - alternativa 1**

<b>Ítem</b>	<b>Subcomponentes</b>	<b>Total</b>
<b>I</b>	Estudios	
<b>1.10</b>	Formulación del diseño técnico	356,84
<b>II</b>	Paneles solares	
<b>2.01</b>	<b>Suministro de materiales</b>	<b>3914,65</b>
	Paneles solares sin soporte	
	Controlador de carga	
	Inversor de voltaje	
	Llave termoeléctrica	
	Batería 12v-75A	
	Cable vulcanizado 14 AWG	
	Cable THW	
	Foco led de 8 watts	
	Inversor de voltaje	
	Accesorios de instalación	
	Caja de llave electromagnética	
	Terminales de compresión	
	Pernos y tuercas de 1/2"	
<b>2.02</b>	<b>Montaje electromecánico</b>	<b>849,60</b>
	Técnico	
	Operario	
<b>2.03</b>	<b>Transporte</b>	<b>333,50</b>
	Movilización de equipo y materiales	
<b>III</b>	Capacitación	
<b>3.01</b>	<b>Capacitación</b>	<b>377,60</b>
	Costo directo	5475,35
	Gastos generales	547,53
	Utilidad	821,30
	Costo total del proyecto	7201,03

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 21: Costos de la alternativa 2 en (S/)**

<b>Ítem</b>	<b>Subcomponentes</b>	<b>Total</b>
<b>I</b>	Estudios	
<b>1.10</b>	Formulación del diseño técnico	101,89
<b>II</b>	Grupo electrógeno	
<b>2.01</b>	<b>Suministro de materiales</b>	<b>1 077,10</b>
	Grupo electrógeno de 1000 watts	
	Extensión de 8 salidas	
	Foco led de 8 watts	
<b>2.02</b>	<b>Montaje electromecánico</b>	<b>283,20</b>
	Operario	
<b>2.03</b>	<b>Transporte</b>	<b>95,22</b>
	Movilización de equipo y materiales	
<b>III</b>	Capacitación	
<b>3.01</b>	<b>Capacitación</b>	<b>94,40</b>
	Costo directo	1549,93
	Gastos generales	154,99
	Utilidad	154,99
	Costo total del proyecto	1961,80

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 22: Costos de Inversión de la alternativa 1 (S/)**

COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO A PRECIOS PRIVADOS ALTERNATIVA N° 01																							
OBRA:		"DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LOCALES COMUNALES, COMO RESPALDO ENERGÉTICO, ANTE CORTE DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, PROVINCIA DE HUARACHIRÍ"																					
ITEM	ACTIVIDADES	AÑOS																				TOTAL (S/)	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20
I	<b>INVERSION</b>	7,201.03	7,201.03	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	7,201.03
	DISEÑO TECNICO	356.84	356.84																				356.84
	PANELES SOLARES																						-
	SUMINISTRO DE MATERIALES	3,914.65	3,914.65																				3,914.65
	MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	849.60	849.60																				849.60
	TRANSPORTE	333.50	333.50																				333.50
	CAPACITACIÓN	377.60	377.60																				377.60
	GASTOS GENERALES	547.53	547.53																				547.53
	UTILIDAD	821.30	821.30																				821.30
																							-
II	<b>OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>		353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	7,078.57
	OPERACIÓN		170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	3,416.67
	MANTENIMIENTO		150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	150.92	3,018.40
	GASTOS GENERALES		32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	643.51
																							-
III	<b>TOTAL COSTOS DEL PROYECTO</b>	7,201.03	7,554.96	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	14,279.60
																							-
IV	<b>COSTOS SIN PROYECTO (-)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Operación y Mantenimiento sin Proyecto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
																							-
V	<b>TOTAL COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	7,201.03	7,554.96	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	14,279.60
	FACTOR DE ACTUALIZACION ( 4 )	9%	1.00	0.92	0.84	0.77	0.71	0.65	0.60	0.55	0.50	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18
																							-
VI	<b>VALOR ACTUAL COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	7,201.03	6,931.15	297.89	273.30	250.73	230.03	211.04	193.61	177.62	162.96	149.50	137.16	125.83	115.44	105.91	97.17	89.14	81.78	75.03	68.84	63.15	9,837.30
																							-

FUENTE: Elaboración propia

Para la alternativa 2, se considera la reinversión requerida para renovar los componentes cuya vida útil es menor de 20 años.

**Tabla 23: Costos de inversión de la alternativa 2 (S/)**

COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO A PRECIOS PRIVADOS ALTERNATIVA N° 02																							
OBRA:		"DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LOCALES COMUNALES, COMO RESPALDO ENERGÉTICO, ANTE CORTE DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO, PROVINCIA DE HUAROCHIRÍ"																					
ITEM	ACTIVIDADES	AÑOS																				TOTAL (S/.)	
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19		20
I	INVERSIÓN	1,961.80	1,961.80	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	.	3,923.59	
	DISEÑO TÉCNICO	101.89	101.89																			203.77	
	GRUPO ELECTROGENO																					.	
	SUMINISTRO DE MATERIALES	1,077.10	1,077.10																			2,154.21	
	MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	283.20	283.20																			566.40	
	TRANSPORTE	95.22	95.22																			190.44	
	CAPACITACIÓN	94.40	94.40																			188.80	
	GASTOS GENERALES	154.99	154.99																			309.99	
	UTILIDAD	154.99	154.99																			309.99	
II	OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	41,792.53	
	OPERACIÓN		1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	27,827.78	
	MANTENIMIENTO		417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	8,356.24	
	GASTOS GENERALES		180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	3,618.40	
III	TOTAL COSTOS DEL PROYECTO	3,951.92	3,951.92	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	45,716.13	
IV	COSTOS SIN PROYECTO (-)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	Operación y Mantenimiento sin Proyecto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
V	TOTAL COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO	3,951.92	3,951.92	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	45,716.13	
	FACTOR DE ACTUALIZACIÓN DE 9%	1.00	0.92	0.84	0.77	0.71	0.65	0.60	0.55	0.50	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	
VI	VALOR ACTUAL COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO	3,951.92	3,625.61	1,675.04	1,536.74	1,409.85	1,293.44	1,186.64	1,088.66	998.77	916.31	840.65	771.24	707.56	649.13	595.54	546.36	501.25	459.86	421.89	387.06	355.10	23,918.64

FUENTE: Elaboración propia

## b.2. Flujo de costos de operación y mantenimiento

Los costos de operación de la alternativa 1 serán los costos mínimos de mantenimiento, limpieza y cambio de unidades para un horizonte menor de uso. Respecto de los costos de mantenimiento y otros costos de operación, estos se han calculado en estimaciones anuales conforme a su uso.

**Tabla 24: Alternativa 1. Costos de operación y mantenimiento con proyecto a precios privados y sociales (S/)**

Proyecto: “Diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos en locales comunales, como respaldo energético, ante corte del suministro eléctrico, provincia de Huarochiri”									AÑO
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio privado (S/)		Total	Precio social (S/)		Total
				Unitario	Parcial		Unitario	Parcial	
<b>A</b>	Mantenimiento					150,92			125,25
<b>1</b>	Paneles fotovoltaicos						150,92	27,30	27,30
<b>1.10</b>	Limpieza anual	Anual 1		30	30				
<b>1.20</b>	Mantenimiento								
	Controlador de carga	Und.	0,20	138,70	27,74		112,35	22,47	
	Batería 21v-75A	Und	0,10	894	89,40		724,14	72,41	
	Foco led de 8 watts	Und	0,20	18,90	3,78		15,31	3,06	
<b>B</b>	Operación								
<b>2.00</b>	Operador de la presa							170,83	111,58
<b>1.10</b>	Monitoreo del sistema								
	Remuneración del operador	Anual	0,08	1400	116,67		1,274	106,17	
<b>1.20</b>	Equipamiento								
	Herramientas	Anual	0,08	50	4,17		5	0,42	
<b>1.30</b>	Otros								
	Útiles de escritorio	Anual	1	50	50		5	5	
<b>Costo directo</b>						321,75			236,83

«continuación»

<b>C</b>	<b>Gastos generales (10 %)</b>		32,18		23,68
<b>Costo total (A + B + C)</b>		(S/)		353,93	260,51

FUENTE: Elaboración propia.

Para la alternativa 2, el costo de operación y mantenimiento se detalla en la siguiente tabla.

**Tabla 25: Alternativa 2. Costos de operación y mantenimiento con proyecto a precios privados y sociales (S/)**

Grupo electrógeno									AÑO
Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio privado (S/)		Total	Precio social (S/)		Total
				Unitario	Parcial		Unitario	Parcial	
<b>A</b>	Mantenimiento					478,78			417,81
<b>1</b>	Grupo electrógeno					478,78			417,81
<b>1.10</b>	Limpieza anual	Und	10	30	300		27,30	273	
<b>1.20</b>	Mantenimiento								
	Grupo electrógeno de 1000 watts	Und.	0,20	780	156		631,80	126,36	
	Extensión de 8 salidas	Und	0,20	95	19		76,95	15,39	
	Foco led de 8 watts	Und	0,20	18,90	3,78		15,31	3,06	
<b>B</b>	Operación								
<b>2.00</b>	Operador de la presa								1391,39
<b>1.10</b>	Monitoreo del sistema								1391,39
	Remuneración del operador	Anual	0,08	1400	1260		1274	1146,60	
<b>1.20</b>	Equipamiento e insumos								
	Herramientas	Anual	1	5	5		4,05	4,05	

«continuación»

<b>1.30</b>	Insumos							
	Útiles de escritorio	Anual	1	5	5	4,55	4,55	
	Cambio de aceite	Gal	2,40	24	57,60	2,40	5,76	
	Gasolina de 90 octanos	Gal	20	12,70	254	10,29	205,74	
	Cambio de bujías	Und	2,40	12,70	30,48	10,29	24,69	
	<b>Costo directo</b>					2 090,86		1809,20
<b>C</b>	<b>Gastos generales (10 %)</b>					209,09	180,92	
	<b>Costo total (A + B + C)</b>	(S/)				2299,95		1990,12

FUENTE: Elaboración propia

### b.3. Flujo de costos a precios de mercado

Se calcula a partir de la situación con proyecto. Para este caso es cero, ya que se trata de una alternativa de emergencia ante posibles cortes eléctricos espontáneos. Los costos a precio de mercado de las alternativas 1 y 2, se detallan en las siguientes tablas.

**Tabla 26: Flujo de costos incrementales a precios de mercado de la alternativa 1 (S/.)**

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO A PRECIOS DE MERCADO - ALTERNATIVA I																						
RUBROS	PROGRAMACIÓN ANUAL																				VALOR ACTUAL	
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19		AÑO 20
<b>1. INGRESOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Con Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Sin Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. COSTOS EVITADOS (RECONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA A PRECIOS PRIVADOS)</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. INCREMENTO EN EL VALOR NETO DE LA PRODUCCION</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	7,757.96	7,757.96	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	11,690.47
<b>INVERSION</b>	7,201.03	7,201.03																				6,606.45
DISEÑO TECNICO	356.84	356.84																				327.38
SUMINISTRO DE MATERIALES	3,914.65	3,914.65																				3,591.42
MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	849.60	849.60																				779.45
TRANSPORTE	333.50	333.50																				305.96
CAPACITACIÓN GASTOS GENERALES UTILIDAD	377.60	377.60																				346.42
<b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	821.30	821.30																				753.49
Operación Mantenimiento	556.94	556.94																				5,084.03
Gastos Generales	353.93	353.93	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	556.94	3,230.85
<b>COSTOS SIN PROYECTO</b>	170.83	170.83																				1,559.46
Operación Mantenimiento	32.18	32.18	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	353.93	293.71
Gastos Generales	-	-	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	170.83	-
	-	-	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	32.18	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. FLUJO NETO</b>	-7,757.96	-7,757.96	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-556.94	-11,690.47
<b>5. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>	1.00	0.92	0.84	0.77	0.71	0.65	0.60	0.55	0.50	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	5.64
<b>6. VALOR ACTUAL DEL FLUJO NETO (VAN)</b>	-7,757.96	-7,117.40	-468.76	-430.06	-394.55	-361.97	-332.08	-304.66	-279.51	-256.43	-235.26	-215.83	-198.01	-181.66	-166.66	-152.90	-140.28	-128.69	-118.07	-108.32	-99.37	-11,690.47
<b>7. RATIO B/C</b>																						-

VAN	-11,690.47
B/C	0.00
FACTOR DE ACTUALIZACION	9%

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 27: Flujo de costos incrementales a precios de mercado de la alternativa 2 (S/)**

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO A PRECIOS DE MERCADO - ALTERNATIVA II																						
RUBROS	PROGRAMACIÓN ANUAL																				VALOR ACTUAL	
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19		AÑO 20
<b>1. INGRESOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Con Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Sin Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. COSTOS EVITADOS (RECONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA A PRECIOS PRIVADOS)</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. INCREMENTO EN EL VALOR NETO DE LA PRODUCCION</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	3,962.49	3,962.49	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	22,520.43
<i><b>INVERSION</b></i>	1,662.54	1,662.54																				1,525.27
DISEÑO TECNICO	86.34	86.34																				79.22
SUMINISTRO DE MATERIALES	912.80	912.80																				837.43
MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	240.00	240.00																				220.18
TRANSPORTE	80.70	80.70																				74.03
CAPACITACIÓN GASTOS GENERALES UTILIDAD	80.00	80.00																				73.39
131.35	131.35	131.35																				120.50
<i><b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b></i>	131.35	131.35																				120.50
Operación Mantenimiento Gastos Generales	2,299.95	2,299.95																				20,995.16
1,612.08	1,612.08	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	14,715.95
<i><b>COSTOS SIN PROYECTO</b></i>	478.78	478.78	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	2,299.95	4,370.57
Operación Mantenimiento	209.09	209.09	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,612.08	1,908.65
Gastos Generales	-	-	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	478.78	-
-	-	-	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	209.09	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. FLUJO NETO</b>	-3,962.49	-3,962.49	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-2,299.95	-22,520.43
<b>5. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>	1.00	0.92	0.84	0.77	0.71	0.65	0.60	0.55	0.50	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	5.64
<b>6. VALOR ACTUAL DEL FLUJO NETO (VAN)</b>	-3,962.49	-3,635.31	-1,935.82	-1,775.98	-1,629.34	-1,494.81	-1,371.38	-1,258.15	-1,154.27	-1,058.96	-971.52	-891.30	-817.71	-750.19	-688.25	-631.42	-579.29	-531.46	-487.57	-447.32	-410.38	-22,520.43
<b>7. RATIO B/C</b>																						-

VAN	-22,520.43
B/C	0.00
FACTOR DE ACTUALIZACION	9%

FUENTE: Elaboración propia

### 8.3. Evaluación económica

En la evaluación económica a precios privados, de las alternativas planteadas, se obtiene como resultado un VAN negativo, pues el proyecto es una alternativa de emergencia ante posibles cortes espontáneos de energía eléctrica. Estas alternativas no reciben una retribución económica por su uso y es asumida por la empresa privada en total, en este caso, el IDMA, la organización encargada de trabajar con los productores orgánicos de la zona de Huarochirí.

#### 8.3.1. Flujo de ingresos generados por el proyecto a precios de mercado

- Para la alternativa 1, no existen ingresos.
- Para la alternativa 2, no existen ingresos.

#### 8.3.2. Valor actual neto a precios de mercado (VANP)

Con los flujos anteriores, se calcula el valor actual neto a precios de mercado para cada alternativa, considerando una tasa de descuento del 9 por ciento.

*Tabla 28: VANP de alternativas*

Alternativas	VANP (9 %) S/	TIR
Alternativa 1	-11,690	N. a.
Alternativa 2	-22,520	N. a.

FUENTE: Elaboración propia

Nota: N. a: no aplica.

En las tablas anteriores, puede apreciarse que el VAN es negativo y que la TIR no tiene valor. Por lo tanto, el proyecto no es rentable desde el punto de vista privado.

## 8.4. Evaluación social

### 8.4.1. Estimación de costos sociales

**Tabla 29: Tasas referenciales**

Ítem	Tasas	%
A	Impuesto general a las ventas (IGV)	18 %
B	Impuesto a la renta (IR)	10 %
C	Coefficiente de rotación	12 %
D	Descuento social	9 %
E	Descuento privado	14 %
F	Aplicable para gastos generales	10 %
G	Aplicable para gastos por imprevistos	10 %
H	Impuestos directos a la mano de obra (IMO)	10 %
I	Impuestos combustibles	66 %

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 30: Factor de cambio**

Ítem	Factores de corrección	Fórmula	FC
A	Bienes de origen nacional (impuesto indirecto IGV)	$FCBN = 1/(1 + IGV)$	0,8474
B	Impuesto a la renta	FCIR	0,9100
B	Valor de recuperación de bienes de origen nacional	FCVRBN	1,000
C	Precio social de la divisa	FCD	1,0200
D	Del arancel	AR	0,1200
E	Bienes de origen importado (transables)	$FCBI = 1/[(1+AR) * (1+IGV)] * FCD$	0,8100
F	Mano de obra no calificada sierra	$FCMO = 1/(1+IMO)$	0,4100
G	Combustibles	FCCOMB	0,6600
H	Gastos generales	$FCGG = 1/(1 + GG)$	0,9400
I	Mano de obra calificada	$FCMO = 1/(1 + IMO)$	0,9100
J	Gastos imprevistos	$FCMO = 1/(1 + GI)$	0,9900

FUENTE: Elaboración propia

**a. Factor de corrección de bienes nacionales**

Para considerar el costo social de los bienes nacionales, se restan los impuestos indirectos y directos, en este caso el IGV (18 %) y el impuesto a la renta (10 %). Entonces:

$$FCBN = 1/(1 + IGV) = 0,8474$$

**b. Factor de corrección de bienes importados**

Para considerar el costo social de los bienes importados, además de restarle los impuestos indirectos (IGV), también se deben sustraer los aranceles y afectarlo por el precio social de la divisa (PSD). Entonces:

$$FCBI=1/[(1 + AR) * (1 + IGV)] * FCD = 0,817$$

**c. Factor de corrección de la mano de obra**

Para considerar el costo social de la mano de obra calificada y no calificada, se aplican los factores de corrección indicados por el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF).

- $FCMOC = 1/(1 + IMO) = 0,91$
- $FCMONC = 1/(1 + IMO) = 0,41$

**d. Flujo de costos sociales totales y su valor actual (VACST)**

Aplicando los factores de corrección a los precios privados, se obtienen los costos sociales. Entonces, para la alternativa 1, se tiene lo siguiente:

**Tabla 31: Costo social de operación y mantenimiento a precios sociales de la alternativa 1 (S/)**

**“Diseño e implementación de sistemas fotovoltaicos en locales comunales, como respaldo energético, ante corte del suministro eléctrico, provincia de Huarochiri”**

Ítem	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio social (S/)		Total
				Unitario	Parcial	
<b>A</b>	Mantenimiento					125,25
<b>1.00</b>	Paneles fotovoltaicos					125,25
<b>1.10</b>	Limpieza anual	Anual	1	27,30	27,30	
<b>1.20</b>	Mantenimiento					
	Controlador de carga	Unidad	0,20	112,35	22,47	
	Batería 12v-75A	Unidad	0,10	724,14	72,41	
	Foco led de 8 watts	Unidad	0,20	15,31	3,06	
<b>B</b>	Operación					111,58
<b>2.00</b>	Operador de la presa					111,58
<b>1.10</b>	Monitoreo del sistema					
	Remuneración del operador	Anual	0,08	1274	106,17	
<b>1.20</b>	Equipamiento					
	Herramientas	Anual	0,08	5	0,42	
<b>1.30</b>	Otros					
	Útiles de escritorio	Anual	1	5	5	

«continuación»

<b>Costo directo</b>			236,83
<b>C</b>	Gastos generales (10 %)		23,68
	Costo total	(S/)	
	(A + B + C)		260,51

FUENTE: Elaboración propia

**Tabla 32: Costo social de operación y mantenimiento a precios sociales de la alternativa 2 (S/)**

Proyecto	Grupo electrógeno			Año :		Año:
		Unidad	Cantidad	Unitario	Parcial	Total
Ítem	Descripción			Precio social (S/)		
<b>A</b>	Mantenimiento					<b>417.81</b>
<b>1.00</b>	Grupo electrógeno					<b>417.81</b>
<b>1.10</b>	Limpieza anual	Und.	10	27,30	273	
<b>1.20</b>	Mantenimiento					
	Grupo electrógeno de 1000 watts	Und.	0,20	631,80	126,36	
	Extensión de 8 salidas	Und.	0,20	76,95	15,39	
	Foco led de 8 watts	Und.	0,20	15,31	3,06	

«continuación»

---

<b>B</b>	Operación					<b>1 391.39</b>
<b>2.00</b>	Operador de la presa					<b>1 391.39</b>
<b>1.10</b>	Monitoreo del sistema					
	Remuneración del operador	Anual	0,90	1274	1146,60	
<b>1.20</b>	Equipamiento e insumos					
	Herramientas	Anual	1	4,05	4,05	
<b>1.30</b>	Insumos					
	Útiles de escritorio	Anual	1	4,55	4,55	
	Cambio de aceite	Gal	2,40	2,40	5,76	
	Gasolina de 90 octanos	Gal	20	10,29	205,74	
	Cambio de bujías	Und.	2,40	10,29	24,69	
<b>Costo directo</b>						<b>1 809.20</b>
<b>C</b>	Gastos generales (10 %)					<b>180.92</b>
	Costo total (A + B + C)		(S/)			<b>1 990.12</b>

---

FUENTE: Elaboración propia





Con los flujos anteriores, se calcula el valor actual de costos sociales totales, para cada alternativa, y se considera una tasa de descuento del 9 por ciento.

**Tabla 35: VACST de alternativas**

<b>Alternativas</b>	<b>VACST (9 %) S/</b>	<b>TIR</b>
<b>Alternativa 1</b>	-9,212	N. a.
<b>Alternativa 2</b>	-19,967	N. a.

**Tabla 36: Flujo de costos sociales netos de alternativa 1 (S/)**

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO A PRECIOS SOCIALES - ALTERNATIVA I																						
RUBROS	PROGRAMACIÓN ANUAL																				VALOR ACTUAL	
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19		AÑO 20
<b>1. INGRESOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Con Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Sin Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. COSTOS EVITADOS (RECONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA A PRECIOS PRIVADOS)</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. INCREMENTO EN EL VALOR NETO DE LA PRODUCCION</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	6,498.34	6,498.34	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	9,211.56
<b>INVERSION</b>	6,102.57	6,102.57																				5,598.68
DISEÑO TECNICO	302.41	302.41																				277.44
SUMINISTRO DE MATERIALES MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	3,317.50	3,317.50																				3,043.58
TRANSPORTE	720.00	720.00																				660.55
CAPACITACIÓN	282.63	282.63																				259.29
GASTOS GENERALES	320.00	320.00																				293.58
UTILIDAD	464.01	464.01																				425.70
<b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>	696.02	696.02																				638.55
Operación	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	395.78	3,612.87
Mantenimiento	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	260.51	2,378.09
Gastos Generales	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	111.58	1,018.59
<b>COSTOS SIN PROYECTO</b>	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	23.68	216.19
Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Generales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Mantenimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos Generales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. FLUJO NETO</b>	-6,498.34	-6,498.34	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-395.78	-9,211.56
<b>5. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>	1.00	0.92	0.84	0.77	0.71	0.65	0.60	0.55	0.50	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	5.64
<b>6. VALOR ACTUAL DEL FLUJO NETO (VAN)</b>	-6,498.34	-5,961.78	-333.12	-305.61	-280.38	-257.23	-235.99	-216.50	-198.63	-182.23	-167.18	-153.38	-140.71	-129.09	-118.44	-108.66	-99.68	-91.45	-83.90	-76.97	-70.62	-9,211.56
<b>7. RATIO B/C</b>																						-

VAN -9,211.56  
 B/C 0.00  
 FACTOR DE ACTUALIZACION 9%

FUENTE: Elaboración propia

Para la alternativa 2, se tienen los siguientes costos:

**Tabla 37: Flujo de costos sociales netos de la alternativa 2 (S/)**

FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO A PRECIOS SOCIALES - ALTERNATIVA II																						
RUBROS	PROGRAMACIÓN ANUAL																				VALOR ACTUAL	
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19		AÑO 20
<b>1. INGRESOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Con Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(-) Sin Proyecto	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>2. COSTOS EVITADOS (RECONSTRUCCION DE LA INFRAESTRUCTURA A PRECIOS PRIVADOS)</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>3. INCREMENTO EN EL VALOR NETO DE LA PRODUCCION</b>	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. COSTOS INCREMENTALES DEL PROYECTO</b>	3,951.92	3,951.92	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	19,966.72
<i>INVERSION</i>	1,961.80	1,961.80																				1,799.81
DISEÑO TECNICO	101.89	101.89																				93.47
SUMINISTRO DE MATERIALES	1,077.10	1,077.10																				988.17
MONTAJE ELECTRO MECÁNICO	283.20	283.20																				259.82
TRANSPORTE	95.22	95.22																				87.36
CAPACITACIÓN GASTOS GENERALES UTILIDAD	94.40	94.40																				86.61
154.99	154.99																					142.19
<i>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</i>	154.99	154.99																				142.19
Operación Mantenimiento	1,990.12	1,990.12																				18,166.91
Gastos Generales	1,391.39	1,391.39	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	1,990.12	12,701.36
<i>COSTOS SIN PROYECTO</i>	417.81	417.81	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	1,391.39	3,814.01
Operación Mantenimiento	180.92	180.92	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	417.81	1,651.54
Gastos Generales	-	-	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	180.92	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>4. FLUJO NETO</b>	-3,951.92	-3,951.92	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-1,990.12	-19,966.72
<b>5. FACTOR DE ACTUALIZACIÓN</b>	1.00	0.92	0.84	0.77	0.71	0.65	0.60	0.55	0.50	0.46	0.42	0.39	0.36	0.33	0.30	0.27	0.25	0.23	0.21	0.19	0.18	5.64
<b>6. VALOR ACTUAL DEL FLUJO NETO (VAN)</b>	-3,951.92	-3,625.61	-1,675.04	-1,536.74	-1,409.85	-1,293.44	-1,186.64	-1,088.66	-998.77	-916.31	-840.65	-771.24	-707.56	-649.13	-595.54	-546.36	-501.25	-459.86	-421.89	-387.06	-355.10	-19,966.72
<b>7. RATIO B/C</b>																						-
<b>VAN</b>																						-19,966.72
<b>B/C</b>																						0.00
<b>FACTOR DE ACTUALIZACION</b>																						9%

FUENTE: Elaboración propia

El valor actual de los costos sociales netos se calcula con los flujos, para cada alternativa, considerando una tasa de descuento del 9 por ciento.

**Tabla 38: VANST de alternativas**

<b>Alternativas</b>	<b>VACST (9%)</b>	<b>TIR</b>
	S/	
<b>Alternativa 1</b>	-9,212	N. a.
<b>Alternativa 2</b>	-19,967	N. a.

## **IX. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **9.1. Conclusiones**

- De los datos obtenidos de la página web <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>, para las tres ubicaciones en estudio (Callahuanca, San Pedro de Casta y Cumpe), resultaron los mismos valores de irradiancia diaria. Debido a que los tres lugares se encuentran muy cercanos, comparten valores similares en sus coordenadas geográficas. Además, se optó por crear un solo modelo de diseño de sistema fotovoltaico que se replique en las tres localidades en estudio, ya que poseen el mismo valor de irradiancia del peor mes (3,65 kw/m<sup>2</sup>).
- Al realizar un solo modelo de diseño de sistemas fotovoltaicos, se reduce el tiempo de diseño y de logística.
- De la evaluación económica realizada, se concluye que la alternativa 1 es la más conveniente en la evaluación social.
- El análisis de sensibilidad arrojó que la alternativa 1 siempre será la más conveniente.
- Ambas alternativas producen impactos ambientales positivos sobre el medio ambiente local y, en consecuencia, aumentan el bienestar socioeconómico de la población.
- Para la alternativa 1, los factores ambientales de mayor impacto negativo ocurren en la etapa de construcción, principalmente, en el medio físico (contaminación y erosión de suelos) y, en su gran mayoría, son transitorios.
- En nuestro caso no se debe ponderar el aseo periódico frecuente de los paneles fotovoltaicos, ya que, se encuentran expuestos a un ambiente de lluvias. Solo se debe ejecutar un aseo anual para soslayar un aumento en las pérdidas de energía e incremento de la temperatura en las celdas fotovoltaicas.

## 9.2. Recomendaciones

- Para futuros diseños en la provincia de Huarochirí, se puede utilizar el valor de irradiancia de 3,65 kWh/m<sup>2</sup>, lo cual permite acortar el tiempo del proceso de dimensionamiento.
- Para un óptimo dimensionado de las secciones de los cables conductores, se recomienda dividirlos por tramos, así como ajustar la sección del conductor a una sola a lo largo de la conexión y asumir una caída de voltaje de 0,5 por ciento (0,24 v). De esa forma, se obtiene una sección de cableado de 6 mm<sup>2</sup>.
- Para este tipo de sistemas fotovoltaicos aislados de respaldo energético, se recomienda el uso de baterías de descarga profunda, las cuales garantizan un correcto funcionamiento en los momentos en que se requieran.

## **X. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

Alata Rey, J. (2015). Dimensionamiento de un sistema de bombeo con paneles solares. Caso UNALM. Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.

AGENCIA ESTATAL DE METEOROLOGÍA (AEMET). La Radiación Solar. Recuperado de [http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion\\_Solar.pdf](http://www.aemet.es/documentos/es/eltiempo/observacion/radiacion/Radiacion_Solar.pdf)

Badii, M.; Guillen, A.; Serrato, O. (2015). Historia y uso de energías. *Renovables History and Use of Renewable Energies*, 10(1), 1-18.

B.Q.O. (2019, 26 de febrero). Con inversión de US\$ 4 millones reconstruyen la subestación de callahuanca, Peruconstruye.net. Recuperado de <https://peruconstruye.net/>

Bertello, C. (2012). Yanacolpa, debajo del sol. AMARAY, Energía y Desarrollo para Zonas Rurales. Edición de Noviembre del 2012

DIRECCIÓN GENERAL DE ELECTRIFICACIÓN RURAL. Plan Nacional de Electrificación Rural 2014 [Diapositiva de PowerPoint]. Ministerio de Energía y Minas. Recuperado de [https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoApurimac/2/Plan\\_Nacional\\_de\\_Electrificacion\\_Rural.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Publico/OficinaComunicaciones/EventosRealizados/ForoApurimac/2/Plan_Nacional_de_Electrificacion_Rural.pdf)

Ismodes, M. Francisco. Exposición del ministro del MINEM en desayuno de Macroconsult, agosto 2018).

EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR EN EL PERÚ (2017), Grupo de Apoyo al Sector Rural.: Pontificia Universidad Católica del Perú. Recuperado de <https://gruporural.pucp.edu.pe/>

Fernández Salgado, J.M. (2009). *Tecnología de las Energías Renovables*. Madrid, España: Mundi Prensa.

Friedman, T. (2010). *Quente, Plano e Lotado, Os desafios e oportunidades de um novo mundo*. Traducción, Paulo Afonso, Río de Janeiro: Editora Objetiva.

Gamio, P. (2017). Energía: un cambio necesario en el Perú. *Revista Kawsaypacha: Sociedad y Medio Ambiente*.

Huisa, R. (2010), Acondicionamiento para el aprovechamiento de la energía solar en la I.E. Alfonso Ugarte. (Tesis de Grado). Universidad Nacional del Centro del Perú.

Ibáñez, M.; Rosell Polo, J.; Rosell Urrutia, J. (2005). *Tecnología solar*. Mundi-Prensa.

Labournet y Viloz (2007). *Energía Solar Fotovoltaica: Manual Práctico*. España. Ediciones Mundi-Prensa.

Martínez, A. (2010). *Proyecto de instalaciones solares fotovoltaicas*. España: Paraninfo.

Orbegozo, C.; Arivilca, R. (2010). *Energía Solar Fotovoltaica: Manual técnico para instalaciones domiciliarias*. Green Energy Consultoría y Servicios SRL.

PERÚ: Perfil Sociodemográfico informe Nacional, INEI Censos Nacionales 2017: XII de Población, VII de vivienda y III de comunidades Indígenas

PROGRAMAS DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO (2010). Informe sobre Desarrollo Humano 2010 para América Latina y el Caribe. Progreso multidimensional: bienestar más allá del ingreso. New York PNUD

RECONSTRUYENDO LA SUBESTACIÓN DE CALLAHUANCA (2019, 14 de abril).

Desdeadentro. Recuperado de <https://desdeadentro.pe/>

Sangsefidi, Y.; Ziaeinejad, S.; Shoulaie, A. (2012). Design and Experimental Implementation of Energy Subsystem of Photovoltaic Radio Station. pp. 4616-4621  
En: International Review of Electrical Engineering (I.R.E.E.), Vol. 7, N. 3

## **XI. ANEXOS**

### **Anexo 1: Paneles solares instalados en la Municipalidad de Callahuanca**



**Anexo 2: Estructura metálica para los paneles solares en callahuanca**



**Anexo 3: Embalado de los paneles solares en el almacén de CBR**



**Anexo 4: Embalado de los reguladores de carga y batería de descarga profunda**



**Anexo 5: Regulador de carga, usado en las tres localidades**



**Anexo 6: Instalación de los paneles solares en el local comunal de San Antonio de Cumpe**



**Anexo 7: Instalación de paneles solares en el local comunal de San Pedro de Casta**

