



**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**



# **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA ACADÉMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



## **INFORME FINAL DE INVESTIGACIÓN**

**PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA**

**EVALUACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES COMO  
ALTERNATIVA PARA LA ELECTRIFICACIÓN RURAL EN  
LA COMUNIDAD CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA,  
REGIÓN ANCASH**

**Bach. Bonilla Luna Jesús Manuel**

**Bach. Romero Burnes David Isaac**

**ASESOR:**

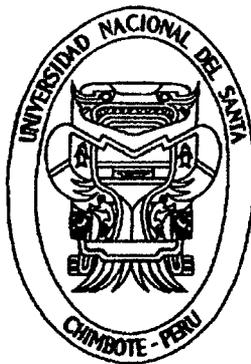
**Mg. Denis Aranguri Cayetano**

**NUEVO CHIMBOTE  
ABRIL DEL 2014**

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**ESCUELA ACADEMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA**



## **INFORME FINAL DE INVESTIGACION**

**PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO EN ENERGÍA**

### **EVALUACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES COMO ALTERNATIVA PARA LA ELECTRIFICACION RURAL EN LA COMUNIDAD CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA, REGION ANCASH**

***Bach. Bonilla Luna Jesús Manuel.***

***Bach. Romero Burnes David Isaac***

**Asesor: Mg. Denis Aranguri Cayetano**

**Nuevo Chimbote, Abril 2014**



# UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

## FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA ACADEMICO PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA

### INFORME DE TRABAJO DE INGENIERÍA

#### EVALUACION DE LAS ENERGIAS RENOVABLES COMO ALTERNATIVA PARA LA ELECTRIFICACION RURAL EN LA COMUNIDAD CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA, REGION ANCASH

**AUTOR:** Bach. Ing. Bonilla Luna Jesús Manuel.  
Bach. Ing. David Isaac Romero Burnes.

**ASESOR:** Mg. Denis Aranguri Cayetano

**JURADO:**

  
\_\_\_\_\_  
**Mg. Antenor Mariños Castillo**  
Presidente

  
\_\_\_\_\_  
**Mg. Amancio Rojas Flores**  
Integrante

  
\_\_\_\_\_  
**Mg. Robert Guevara Chinchayán**  
Integrante

## **AGRADECIMIENTO**

CON TODO MI CARÍÑO Y MI AMOR  
PARA LAS PERSONAS QUE HICIERON  
TODO EN LA VIDA PARA QUE YO  
PUDIERA LOGRAR MIS SUEÑOS, POR  
MOTIVARME Y DARME LA MANO  
CUANDO SENTÍA QUE EL CAMINO SE  
TERMINABA, A USTEDES POR  
SIEMPRE MI CORAZÓN Y MI  
AGRADECIMIENTO. PAPÁ Y MAMÁ

DAVID ISAAC ROMERO BURNES

JESUS MANUEL BONILLA LUNA

## INDICE

RESUMEN

ABSTRACT

I. INTRODUCCIÓN	1
1.1 ANTECEDENTES	3
1.2 JUSTIFICACION	6
1.3 IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN	6
1.4 ENUNCIADO DEL PROBLEMA	7
1.5 HIPÓTESIS	7
1.6 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	7
1.6.1 OBJETIVO GENERAL	7
1.6.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	7
II. MARCO TEORICO	8
2.1 MARCO NORMATIVO	8
2.2 MARCO TEORICO:	11
2.2.1. ENERGIAS RENOVABLES	11
2.2.1.1 ENERGÍA SOLAR	12
2.2.1.2 ENERGÍA EÓLICA	17
2.2.1.3 ENERGÍA HIDRÁULICA	20
2.2.1.4 ENERGÍA BIOMASA	23
2.2.2. ENERGÍAS NO RENOVABLES.	24
2.2.2.1 ENERGIA FOSIL	26
2.2.3. CRITERIOR DE RECOLECCIÓN DE DATOS	27
2.2.3.1. COSTOS DE INVERSION	27
2.2.3.2. DEMANDA ELECTRICA	28
2.2.3.3. EVALUACIÓN VALOR ACTUAL NETO	30
2.2.3.4. EVALUACIÓN TAZA INTERNA DE RETORNO	31
3. MATERIAL Y MÉTODOS	32
3.1. MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN	32

3.2. PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN	32
3.3. DISEÑO	32
3.4. POBLACIÓN Y MUESTRA	33
3.5. PROCEDIMIENTO DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS	33
3.6. TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTOS Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	33
4. CALCULO	34
4.1. DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CENTRO POBLADO.	
4.2. CALCULO PARA CUBRIR LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL CENTRO POBLADO CON ENERGÍA RENOVABLE	38
4.3. PARÁMETROS PARA CALCULAR ENERGÍA DE RED ELÉCTRICA - ZONA AISLADA.	51
5. RESULTADOS	56
6. DISCUSION	67
7. CONCLUSIONES	69
8. RECOMENDACIONES	70
9. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	71
10. ANEXOS	73

## INDICE DE CUADRO

<b>CUADRO N° 1:</b> CONSUMO DE ENERGÍA POR SIMILITUD DE C.P. MÁS CERCANOS DE UN LOTE POR UN AÑO	34
<b>CUADRO N° 2:</b> CÁLCULO APROXIMADO DE AMPERAJE DE UN ABONADO DOMESTICO	41
<b>CUADRO N° 3:</b> DATOS TÉCNICOS DE CONDUCTORES ELÉCTRICOS	44
<b>CUADRO N° 4:</b> DATOS REFERENCIALES DE LÍNEA Y RED PRIMARIA	52
<b>CUADRO N° 5:</b> DATOS REFERENCIALES DE RED SECUNDARIA	53
<b>CUADRO N° 6:</b> COMPARACIÓN DE COSTOS ENTRE LAS ENERGÍAS RENOVABLES PARA ZONA AISLADAS.	56
<b>CUADRO N° 7:</b> CONSUMO DE ENERGÍA EN LA COMUNIDAD CERRO BLANCO.	57
<b>CUADRO N° 8:</b> VAN Y TIR ENTRE LAS ENERGÍAS RENOVABLES ASPECTO PRIVADO	58
<b>CUADRO N° 9:</b> VAN Y TIR ENTRE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ASPECTO SOCIAL	58
<b>CUADRO N° 10:</b> COMPARACIÓN DE COSTO DE ENERGÍAS PARA LA ELECTRIFICACIÓN DE LA COMUNIDAD CERRÓ BLANCO	58
<b>CUADRO N° 11:</b> IRRADIACIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN LA COMUNIDAD CERRO BLANCO.	59
<b>CUADRO N° 12:</b> DATOS DE IRRADIACION MEDIO DE UN INSTRUMENTO – SOLARIMETRO 14/04/10	61
<b>CUADRO N° 13:</b> MEDICIONES DE VELOCIDAD DE VIENTO EN LA COMUNIDAD	63
<b>CUADRO N° 14:</b> DATOS DE VELOCIDAD DE VIENTO	63
<b>CUADRO N° 15:</b> DATOS DE HORAS DE SOL MENSUAL	64
<b>CUADRO N° 16:</b> ANÁLISIS DE COMPARACIÓN DE LA IRRADIACIÓN EN EL AÑO 2010	65

## INDICE DE FIGURAS

<b>Figura N° 1:</b> Potencial disponible de la Energía Solar, Numero de Horas de Irradiación al año	16
<b>Figura N° 2:</b> Potencial disponible de la Energía Eólica	20
<b>Figura N° 3:</b> Potencial disponible de la Energía Geotérmica	26
<b>Figura N° 4:</b> Comparación de velocidad de viento a través del tiempo	48
<b>Figura N° 5:</b> Datos de Horas de sol mensual	49
<b>Figura N° 6:</b> Radiación de energía solar en la comunidad Cerro Blanco	51
<b>Figura N° 7:</b> Comparación de Radiación de energía solar entre el Atlas Solar y Mediciones insitu.	52

## **RESUMEN**

El presente trabajo de investigación, se realizó un estudio de técnico económico de las distintas fuentes de energía renovable para tomar la mejor alternativa de electrificación rural en la Comunidad Cerro Blanco en el Distrito de Santa

El método de la investigación fue descriptivo, aplicativo, donde se tomaron datos insitu de irradiación solar y la velocidad de viento en la comunidad con instrumentos de precisión (solarímetro y anemómetro).

La energía más favorable para la electrificación rural en la Comunidad la Cerro Blanco es la Energía Solar Fotovoltaica, obteniendo un costo de 1.81 S/KWh y por tener mayor disponibilidad de recursos naturales en comparación a otras energías evaluadas

Actualmente no se puede realizar la electrificación rural en la Comunidad porque al ser evaluadas en aspectos económicos no son rentables.

## **ABSTRACT**

The present research work, a study of the technical and economic renewable energy sources to make the best alternative for rural electrification in the Cerro Blanco Community in the District of Santa was performed

The research method was descriptive, applicative, where insitu data of solar radiation and wind speed in the community with precision instruments (solarimeter and anemometer) were taken.

The most favorable for rural electrification in the Cerro Blanco Community Energy Photovoltaic Solar Energy is, obtaining a cost of 1.81 S/.KWh and have greater availability of natural resources compared to other energy evaluated

Currently you can not make rural electrification in the Community because being evaluated in economics are not profitable

## I. INTRODUCCIÓN

Dentro del ámbito mundial, el uso de las fuentes de energía renovables se inicia como una solución frente a la posible escasez de combustibles fósiles, con el paso del tiempo se amplía este concepto y se incluye el criterio de la protección del medio ambiente, debido al calentamiento global por efecto invernadero.

En la actualidad existe toda una corriente ambientalista y el Protocolo de Kyoto que obliga a los países confortantes a reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub>. El Parlamento Europeo aprobó una norma que dispone que para el año 2,020 el 25% de la energía primaria que se consume en la Unión Europea tenga origen renovable. (11)

La nueva política Europea responde al carácter estratégico de las renovables, que sobre todo por su carácter autóctono, son una alternativa real a los combustibles fósiles que la UE importa mayoritariamente.

La inversión en energía renovable tomará más relevancia en los próximos años, el estar muy ligada a la evolución y desarrollo de los compromisos alcanzados por los países que tienen adhesión al protocolo de Kyoto. (11)

Desarrollar proyectos de energía renovables en países en vías de desarrollo como el Perú, resultan interesantes debido que se pueden vender "certificados de reducción de emisión" que son de interés de países industrializados.

La investigación, desarrollo de tecnologías y materiales en el Perú ha sido limitada, los casos que se conocen han sido desarrollados en parte por entes no gubernamentales. El desarrollo de diseños y materiales ha estado mayormente enfocado a pequeñas centrales hidroeléctricas, sistemas fotovoltaicos y pocos casos de aerogeneración.

El uso de Fuentes de Energía Renovables para generar energía eléctrica en el Perú se origina en dos necesidades:

- Dotar de energía eléctrica a la población de la zona rural que actualmente no cuenta con este servicio por estar lejos de las redes de electrificación y tener un alto grado de dispersión.
- Abastecer al sistema interconectado nacional con energía eléctrica generada por fuentes renovables, para reducir el consumo de combustibles fósiles y con ello disminuir la contaminación ambiental, como también para disponer de una matriz energética con mayor variedad de fuentes de energía.(9)

En la mayoría de los casos es necesario disponer de un sistema de transmisión-distribución que permita transportar la energía eléctrica desde el sistema de generación hasta los usuarios. Sin duda, una de las causas es el alto costo de la inversión inicial, requiriendo mecanismos de financiación (9)

## **1.1 ANTECEDENTES**

El grado de electrificación varía en función de un conjunto de factores, tales como: La distancia a la red eléctrica, el tamaño de la comunidad, el grado de dispersión de sus viviendas y existencia de caminos de acceso; en consecuencia entre más pequeña, más dispersa y más pobre sea una comunidad, menos oportunidades tiene de ser electrificada mediante extensiones de la red. Por ello, la generación de energía eléctrica para el sector rural dentro de los métodos tradicionales resulta muy onerosa, su transporte y distribución cuesta muchas veces más que su producción misma. El costo para llevar esta electricidad a las regiones rurales es alto, debido a la baja densidad poblacional de éstas. (3)

Con las características territoriales y demográficas existentes en el Perú el acceso a las formas de energía no renovables resulta económicamente inviable para los pobladores de las áreas rurales. Las tecnologías de los sistemas de energía renovable se encuentran disponibles a nivel comercial, las mismas que dependen exclusivamente de una buena selección de equipo de generación y de una eficiente administración de parte de la Comunidad Cerro Blanco.

En el campo de la electrificación rural, el Ministerio de Energía y Minas está desarrollando obras de electrificación rural para elevar la calidad de vida en las zonas más aisladas y pobres del país. Al respecto, debe destacarse que con el objeto de alcanzar un grado de electrificación de 88,5% en el año 2011 y 93,1% en el año 2015, conforme al Plan Nacional de Electrificación Rural vigente, con

lo que se espera electrificar a aproximadamente la cuarta parte de la población, aún sin servicio eléctrico en el país, en plazo que no supere los 20 años. (3)

La extensión de la electrificación rural convencional, vía conexión a una red eléctrica, cuesta hoy en el Perú en promedio más de US\$ 1,000.00 a US\$ 1,200.00 por punto de conexión y este costo aumentará significativamente en los próximos años, debido a que los poblados que todavía deben ser conectados a la red eléctrica se encuentran cada vez más apartados y distanciados entre sí. (4)

Aunque la electrificación rural no produce beneficios directos para las compañías eléctricas, es muy importante para el desarrollo rural. Por tanto, la inversión es muy rentable desde el punto de vista social lo que obliga al subsidio por el gobierno.

Las energías renovables como una de las soluciones al problema de la diversificación e independencia energética de cada comunidad en zona rurales, ha dado lugar a una preocupación de las distintas entidades implicadas: gobiernos estatales y regionales, instituciones relacionadas con la energía, empresas y profesionales del sector, por conocer los recursos renovables para incluirlos en las planificaciones energéticas o en los estudios respectivos.

La comunidad Cerro Blanco se encuentra ubicado en el margen derecha del Río Santa del distrito de Santa, provincia de Santa, departamento de Ancash, entre las coordenadas geográficas: Latitud Sur 08°59'04" y Longitud Oeste

78°37'14", colinda al Este con el caserío de La Huaca, por el Oeste y Norte con el Río Santa, por el Sur con el Centro Poblado de Vinzos, tal como se muestra en el anexo VI.

En la comunidad Cerro Blanco existen aproximadamente 10 viviendas y son de material rustico, la gran mayoría en mal estado de conservación, predominan viviendas con tres habitaciones y una cocina muy precaria.

Los hogares no cuentan con servicio básico, como son: energía eléctrica, agua potable y alcantarillado. La limitación de oportunidades de trabajo confina a la población a una agricultura de subsistencia. Por lo que el fenómeno de migración es notorio por la falta de trabajo y baja calidad de vida

La población se abastece de alumbrado a través de lámparas y velas. Hay algunas familias que poseen pequeñas baterías para mover pequeños equipos de radio y televisión. A la hora de cargar las baterías se tienen que desplazar hasta Vinzos, una distancia de aproximadamente 10 kilómetros. El costo que tiene el recargar estas baterías es aproximadamente de S/. 8.00. En general se puede indicar que las familias están efectuando un gasto promedio en energía entre S/. 15.00 a S/. 20.00 al mes, con los problemas de transporte asociados a la recarga de las baterías, a su baja duración.

## **1.2 JUSTIFICACION**

El propósito la investigación es de realizar una comparación entre las fuentes de energías más viables que nos permita suministrar energía eléctrica en la comunidad Cerro Blanco, a fin de mejorar calidad de vida de los pobladores.

## **1.3 IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN**

Con la energía eléctrica la comunidad tendrá la posibilidad de dedicarse a otras actividades productivas, aparte de la agricultura, de tal manera que se incrementen los ingresos económicos.

Aumentará la actividad productiva, ya que, con la energía eléctrica, la jornada laboral se incrementará al poder laborar en horas nocturnas.

No habrá restricciones en los servicios de telecomunicaciones, esto es, el acceso a la información radio, televisión, Internet y a la telefonía.

Se conseguirá una mayor cobertura en los servicios de salud así como una ampliación en los horarios de atención de los centros de salud. También las personas que laboran durante el día podrán tener la posibilidad de estudiar por las noches, asimismo los pobladores podrán acceder al uso de la computadora y al Internet.

## **1.4 ENUNCIADO DEL PROBLEMA**

¿Cuál será el tipo de fuente de energía renovable más favorable para la electrificación rural en la Comunidad Cerro Blanco - Distrito de Santa, Región de Ancash?

## **1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.5.1 OBJETIVO GENERAL**

- Determinar un estudio técnico y económicamente qué tipo de energía renovable es más favorable para la electrificación rural de la Comunidad Cerro Blanco.

### **1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar medición de irradiación solar y velocidad de viento en la Comunidad Cerro Blanco.
- Elaborar cuadros, diagramas, esquemas y planos para la comparación técnica para la electrificación de la comunidad.
- Realizar una comparación económica para las diferentes formas de energía (solar, eólica) para la electrificación de la comunidad Cerro Blanco

## **II. MARCO REFERENCIAL**

### **2.1 MARCO NORMATIVO**

Para realizar el presente estudio de la electrificación rural por medio de las energías renovables

#### **Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 25844) - 1992**

Artículo 1°. Norma lo referente a las actividades relacionadas con la, Generación, Transmisión y Distribución, y comercialización de la Energía Eléctrica.

Artículo 3°. Se requiere concesión para el desarrollo de cada una de las siguientes actividades:

- La generación de energía eléctrica que utilice recursos hidráulicos y geotérmicos, cuando la potencia instalada sea superior a 20 MW.
- La transmisión de energía eléctrica, cuando las instalaciones afecten bienes del Estado y/o requieran la imposición de servidumbre por parte de éste.
- La distribución de energía eléctrica con carácter de Servicio Público de Electricidad, cuando la demanda supere los 500 KW. (12)

#### **Ley electrificación rural y de localidades aisladas y de frontera. (Ley 27744) - 2002**

Se crea el Fondo de Electrificación Rural (FER), los recursos del Fondo de Electrificación Rural (FER) serán destinados exclusivamente a la ejecución de

proyectos de electrificación en zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del Perú.

El Ministerio de Energía y Minas, a través de sus órganos de línea, queda encargado de fomentar el aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos renovables de origen Solar, Eólico, Geotérmico, Hidráulico y Biomasa existentes en el Territorio Nacional. (13)

**Ley de promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país. (Ley 28546) - 2005**

El Ministerio de Energía y Minas es la autoridad competente del Gobierno Nacional encargada de promover, dirigir y ejecutar proyectos de electrificación rural de ámbito regional e interregional, que utilicen energías renovables no convencionales.

Los sistemas eléctricos a partir de la energía renovable no convencional deberán contar con normas estándares de diseño y construcción que se adecuen a las zonas rurales aisladas y de frontera del país.

El Objetivo de la Ley es promover el uso de energías renovables no convencionales para fines de Electrificación rural, que será dirigida y ejecutada por el Ministerio de Energía y Minas que es la autoridad competente del Gobierno, quien también elaborará el Plan de Energías Renovables no

Convencionales, que mejoren la calidad de vida de la población ubicada en zonas rurales, aisladas y de frontera del país. (14)

### **Ley General de Electrificación Rural (Ley 28749) – 2006**

La presente Ley tiene por objeto establecer el marco normativo la promoción y el desarrollo eficiente y sostenible de la electrificación de zonas rurales, localidades aisladas y de frontera del país, para mejorar la calidad de vida de la población.

Declara de necesidad nacional y utilidad pública la electrificación de zonas Rurales, localidades aisladas y de frontera del país. Crea los recursos destinados a la ejecución de proyectos de Electrificación rural. Establece que la administración estará a cargo de la DEP/MEM, encargado de ejecutar el Plan de Electrificación Rural. (15)

### **Ley Fondo de Compensación Social Eléctrica (Fose) (Ley 275.010) – 2001**

Este Fondo estableció un sistema de subsidio cruzado entre los consumidores que beneficia a usuarios con un consumo mensual por debajo de los 100 kWh a través de descuentos fijos y proporcionales. El descuento fijo se aplica a los consumidores de entre 30 y 100 kWh y el descuento proporcional está dirigido a aquellos con consumos por debajo de 30 kWh. El monto de los descuentos se financia con un recargo en la tarifa que pagan los consumidores regulados con consumos mensuales superiores a 100 kWh.

## **2.2 MARCO TEORICO**

### **2.2.1 ENERGÍAS RENOVABLES.**

Se denomina energía renovable a la energía que se obtiene de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la inmensa cantidad de energía que contienen, o porque son capaces de regenerarse por medios naturales

El uso de Fuentes de Energía Renovables para generar energía eléctrica en el Perú se origina principalmente por las siguientes razones:

- Electrificación de las zonas rurales que actualmente no cuentan con este servicio y resulta costoso ampliar los sistemas eléctricos existentes. El servicio puede ser individual (doméstico y/o productivo) o localidades aisladas con redes de distribución.
- Abastecer al sistema interconectado nacional con energía eléctrica generada por fuentes renovables, para cubrir el crecimiento de la demanda.
- Disponer de una matriz energética con mayor variedad de fuentes de energía, que mejore la seguridad energética en el Perú.
- Reducir el consumo de combustibles fósiles para evitar el impacto de la volatilidad del precio de dichos combustibles y la protección del medio ambiente.
- Generación propia en las viviendas con fuentes renovables, que cubra parte de su demanda interna y entregue a la red los excesos, fijando para ello las condiciones de retribución al Kwh renovable. (7)

### **2.2.1.1 ENERGÍA SOLAR**

EL Perú comprende un área de 1'285,215 kilómetros cuadrados en la cuales es el tercer más grande de Sudamérica, con la cual tiene varios tipos de clima donde se puede aprovechar la energía solar.

En la actualidad muy poca gente duda que la electricidad sea un elemento básico para el desarrollo humano, pero el acceso a este servicio pueda ser bastante diferencial al desarrollo económico y social de los individuos.

En tal sentido el Ministerio de Energía y Minas, como ente promotor de las energías renovables, está desarrollando un importante proyecto para la diseminación de equipos de energía solar fotovoltaica en zonas de pobreza y extrema pobreza, aplicando criterios de calidad de energía y sostenibilidad en el tiempo.

El Perú cuenta con un gran potencial de energía solar, esto se debe a sus características geográficas y climatológicas. Por lo tanto el Ministerio de Energía y Minas trabaja con el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología (SENAMHI) para la actualización constante del Mapa Solar.

En el año 2007 se publico la Resolución directoral N° 003-2007-EM/DGE: Especificaciones técnicas y procedimientos de evaluación del sistema fotovoltaico y sus componentes para electrificación rural. El presente reglamento, establece las especificaciones técnicas y los procedimientos de

evaluación que, debe cumplir un sistema fotovoltaico (SFV) y sus componentes:

- **Módulos fotovoltaicos:** Están formados por un conjunto de celdas (células fotovoltaicas) que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos. El parámetro estandarizado para clasificar su potencia se denomina potencia pico, y se corresponde con la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo unas condiciones estandarizadas, que es de una irradiación de  $1000 \text{ W/m}^2$  y Temperatura de célula de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  (no temperatura ambiente).
- **Baterías:** Es un dispositivo que consiste en una o más celdas electroquímicas que pueden convertir la energía química almacenada en electricidad. Cada celda consta de un electrodo positivo, o cátodo, un electrodo negativo, o ánodo y electrolitos que permiten que los iones se muevan entre los electrodos, facilitando que la corriente fluya fuera de la batería para llevar a cabo su función
- **Controladores de carga:** Es un dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobre descargas profundas de las mismas para alargar su vida útil. También genera alarmas en función del estado de dicha carga. Los reguladores actuales introducen micro controladores para la correcta gestión de un sistema fotovoltaico. Su programación elaborada permite un control capaz de adaptarse a las distintas situaciones de forma automática, permitiendo la modificación manual de sus parámetros de funcionamiento para instalaciones especiales.

- **Inversor de carga CC/CA:** La función de un inversor es cambiar un voltaje de entrada de corriente continua a un voltaje simétrico de salida de corriente alterna, con la magnitud y frecuencia deseada por el usuario o el diseñador.
- **Luminarias en CC:** Las luminarias solares son una excelente opción para iluminación pública y exterior. Son sistemas completamente autónomos y no dependen de la red eléctrica nacional. Se pueden instalar rápidamente en cualquier ubicación y sólo se requiere de una base de concreto y que no haya edificios ni árboles que le den sombra. Además, los costos de mantenimiento son muy bajos. Todas las luminarias tienen una larga vida útil y ofrecen una iluminación de calidad para diversas aplicaciones.

Dicho Reglamento Técnico, es de uso obligatorio para los Proyectos que se desarrollen en el marco de la Ley 28749, Ley General de Electrificación Rural, y de la Ley 28546, Ley de Promoción y Utilización de Recursos Energéticos Renovables no Convencionales en Zonas Rurales, Aisladas y de Frontera del País. Las características de un SFV y su funcionamiento dependen del medio donde operará y del régimen de consumo eléctrico, entre otros. Por ello, a modo de orientación será importante, en primer lugar, definir las características climáticas y geográficas donde se instalará el sistema y, en segundo lugar, definir la capacidad del sistema y de cada uno de sus componentes. (17)

En general, se sugiere que las compras de los SFV se agrupan y se destinen a lugares que tengan un clima y geografía similar, a fin de especificar adecuadamente los SFV, sin necesidad de sobredimensionarlos y por ende lograr una reducción de costos.

Las especificaciones referidas al SFV y sus componentes se han agrupado, principalmente, en cinco grupos genéricos:

- **Generales:** Especificaciones relacionadas con la información técnica que debe acompañar a cada componente.
- **Físicas:** Especificaciones destinadas a facilitar las actividades de instalación y mantenimiento, así como para garantizar un mínimo de acabado y las características específicas de los materiales usados en la fabricación de los componentes.
- **Eléctricas:** Especificaciones que procuran garantizar que los SFV y sus componentes funcionen adecuadamente por un tiempo determinado.
- **Funcionamiento en condiciones extremas de operación:** Especificaciones destinadas a garantizar el funcionamiento de los componentes en eventuales condiciones críticas.
- **Protección:** Especificaciones destinadas a proteger un componente.



### **2.2.1.2 ENERGÍA EÓLICA**

La energía eólica ha sido aprovechada como fuerza motriz en la navegación y para generar energía mecánica en molinos de granos y bombas de agua desde tiempos muy remotos. Solo desde el siglo pasado se comenzó a aprovechar para generar energía eléctrica.

Los aerogeneradores constituyen el principal elemento de los sistemas de aprovechamiento de la energía eólica, los cuales están constituidos por un arreglo de aspas, generador y torre principalmente.

La costa peruana cuenta con un importante potencial Eólico, llegándose a alcanzar en algunos lugares velocidades promedio de 8 m/s, como en Malabrigo, San Juan de Marcona y Paracas; asimismo, en la mayor parte de la costa se producen vientos promedios anuales de 6m/s.

Estos valores son más que suficientes para garantizar la rentabilidad de proyectos en Energía Eólica.

Para filtrar las zonas con potencial eólico suficiente, se ha calculado la producción en cada uno de los puntos simulados sobre tierra con un generador estándar de 2MW de potencia nominal y 80 m de diámetro de rotor a la altura de 80 m sobre el suelo.

Con estos supuestos, se ha estimado la potencia eólica total del Perú en algo más de 77000 MW, sin considerar zonas off-shore (en el mar),

distribuida según lo indicado en la segunda columna del cuadro N°2, incluida en este numeral.

Para el presente Atlas Eólico, dado lo extenso del territorio, deben emplearse unos criterios limitados y muy claros para filtrar las ubicaciones en las que por razones evidentes no es posible una instalación eólica.

Las zonas que se han eliminado del cálculo con este filtrado tenían uno o varios de los siguientes condicionantes:

- Altitud igual o superior a 3000 m.s.n.m.
- Pendiente igual o superior al 20%.
- Pertenecer a un centro poblado o al casco urbano de una ciudad.
- Estar ubicado en una zona protegida, arqueológica o de amortiguamiento.
- Existir en ese lugar ríos, quebradas o lagos.

Después de aplicar este filtrado, el cálculo ha arrojado un valor del potencial eólico aprovechable del Perú superior a los 22000 MW, distribuido según la tercera columna de la Tabla 3, indicada a continuación: (18)

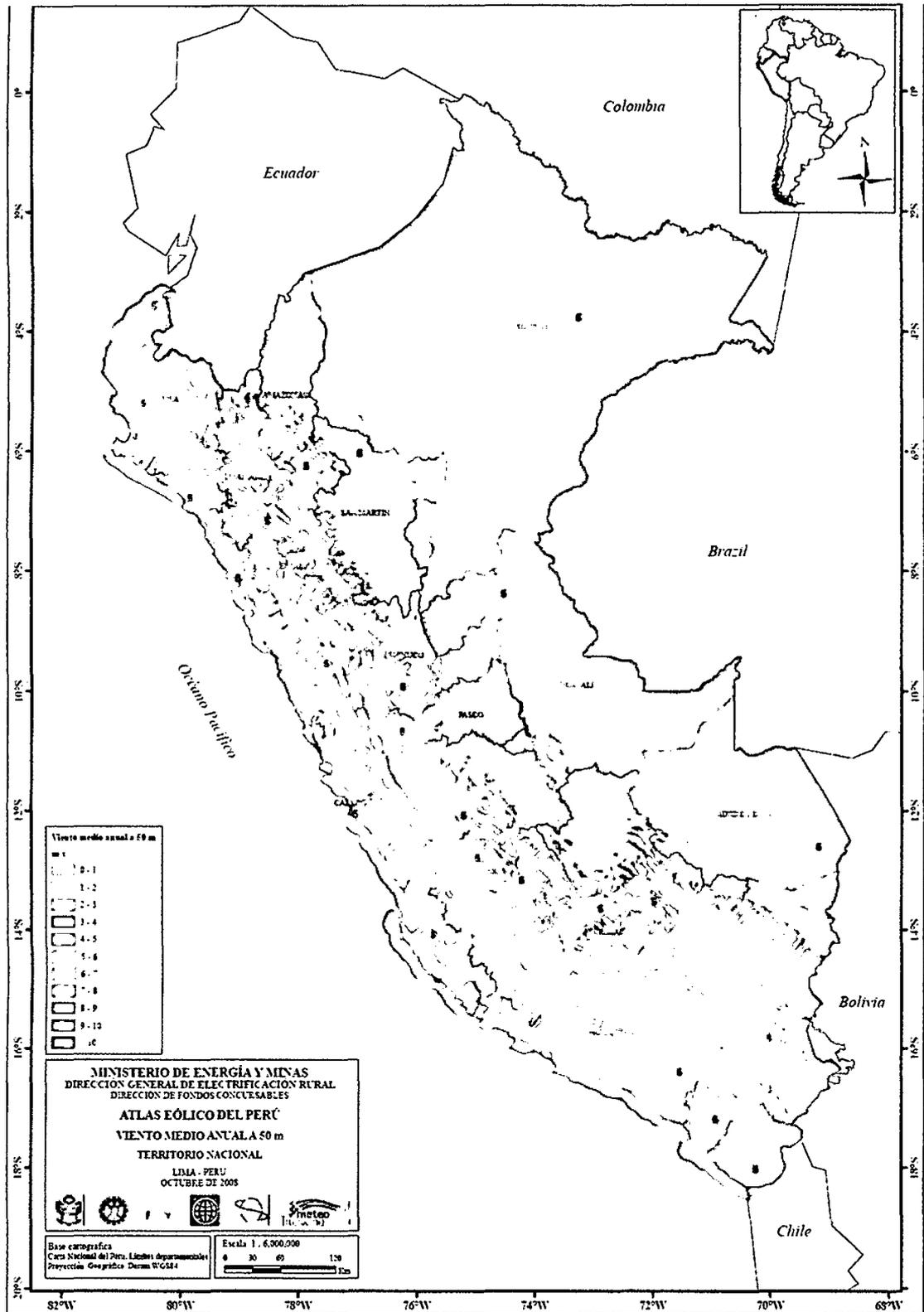


Figura N° 2: Potencial disponible de la Energía Eólica

Fuente: Atlas Eólico - Ministerio de Energía y Minas

### **2.2.1.3 ENERGÍA HIDRÁULICA**

Existen en la actualidad dos motivos fundamentales para impulsar la generación de energía basada en la utilización de recursos energéticos renovables de origen hidráulico.

Uno es para evitar que se siga utilizando generación de energía a partir de combustibles fósiles como el petróleo, el carbón mineral y el gas, porque son recursos limitados que se encuentran en puntos concretos del planeta, además su uso a gran escala está provocando graves efectos sobre el medio ambiente y la salud de los seres humanos y además porque se están agotando las reservas naturales, comprometiendo el futuro de las nuevas generaciones; y otro es porque no cuentan con el suministro de energía porque se encuentran ubicados en zonas rurales alejadas y no pueden ser atendidos con el sistema eléctrico interconectado.

La ciudadanía está cada vez más concienciada sobre la necesidad de proteger el medio ambiente y emplear métodos no contaminantes de producción de energía.

Esto se debe en parte al amplio consenso alcanzado en la comunidad científica internacional sobre la existencia del cambio climático sufrido por el calentamiento del planeta que provoca la utilización desproporcionada de combustibles fósiles.

El Perú tiene una precipitación media anual de 1,920 mm, con desigualdades que ocasionan que el 97.8% de los recursos de agua del país se concentren en la vertiente del Atlántico, 1.8% en la del Pacífico y 0.5% en la vertiente del Titicaca.

La superficie del territorio es de 1'285,215 Km<sup>2</sup>, y está dividido en regiones naturales definidas por la Cordillera de los Andes, donde la disponibilidad total de agua en el país se estima en 2'043.000 m<sup>3</sup>.

Algunos estudios mencionan que contamos con el 50% del total del agua dulce del mundo, distribuida en 106 cuencas hidrográficas, 12,201 lagunas y más de 1,007 ríos.

La Costa, comprendida entre el Océano Pacífico y las estribaciones de la cordillera occidental de los Andes, con altitudes variables de 0 a 2,000 m.s.n.m y un ancho máximo de 160 Km. ocupa 141,373 Km<sup>2</sup> (11% del territorio nacional) y es atravesada por 53 ríos, que nacen en los andes.

El clima es desértico con precipitaciones pluviales inferiores a 50 mm anuales. En ella está concentrada la actividad productiva industrial y agropecuaria, y las grandes ciudades del país.

La Sierra, Entre los piedemontes occidental y oriental de los Andes, ocupa 334,156 Km<sup>2</sup>, (26% del territorio nacional), con 70% de su área por encima de 3,000 m.s.n.m. El clima es variable desde templado a gélido polar con

precipitaciones pluviales, que ocurren en el período diciembre a marzo, variables entre 300 mm anuales en el sur y 900 mm anuales en el norte. Predominan en ella pequeños valles interandinos, y ciudades rurales de pequeño y mediano porte; la principal actividad económica de la región es la minería

La Selva, abarca desde el piedemonte oriental de los Andes desde los 2,000 m.s.n.m hasta la llanura amazónica 80 m.s.n.m, con elevaciones que definen la Selva Alta y Baja. Cubre 809,686 Km<sup>2</sup> que corresponden al 63% de la superficie del país, el clima es tropical y la precipitación anual varía entre 3,000 y 4,000 mm.

En la costa y en la sierra los ríos son de régimen temporal e irregulares, con corto período de disponibilidad de agua (diciembre a abril) y prolongado período de estiaje (mayo a noviembre).

En el Perú existe un importante potencial energético basado en pequeños recursos hídricos que pueden utilizarse para la electrificación rural. Así mismo, la microhidroenergía es una de las opciones energéticas más apropiadas para el impulso de actividades productivas y socioeconómicas en las zonas más alejadas de nuestro territorio Nacional.

#### **2.2.1.4 ENERGÍA BIOMASA:**

El término biomasa se refiere a toda la materia orgánica que proviene de árboles, plantas y desechos de animales que pueden ser convertidos en energía; o las provenientes de la agricultura (residuos de maíz, café, arroz), del aserradero (podas, ramas, aserrín, cortezas) y de los residuos urbanos (basura orgánica y otros).

Desde la prehistoria, la forma más común de utilizar la energía de la biomasa ha sido por medio de la combustión directa: quemándola en hogueras a cielo abierto, en hornos y cocinas artesanales e, incluso, en calderas; convirtiéndola en calor para suplir las necesidades de calefacción, cocción de alimentos, producción de vapor y generación de electricidad.

Los avances tecnológicos han permitido el desarrollo de procesos más eficientes y limpios para la conversión de biomasa en energía; transformándola, por ejemplo, en combustibles líquidos o gaseosos, los cuáles son más convenientes y eficientes. Así aparte de la combustión directa, se pueden distinguir otros dos tipos de procesos: el termo-químico y el bio-químico.

En el Perú las tecnologías de energía renovable a pequeña escala representan una alternativa económica y ambiental factible para la provisión de energía a comunidades rurales aisladas y para la expansión de la capacidad eléctrica instalada, ya sea por medio de sistemas aislados o por proyectos conectados a la red eléctrica. Cada región cuenta con suficientes recursos para desarrollar sistemas de generación de biomasa.

Adicionalmente, estas tecnologías pueden disminuir la contaminación del medio ambiente, causada por las emisiones de gases de los sistemas convencionales que utilizan combustibles fósiles, como el carbón, y productos derivados del petróleo. Estos gases contribuyen al efecto invernadero y al calentamiento global de nuestro planeta.

La biomasa, es la sustancia orgánica renovable de origen animal o vegetal brindándonos varias aplicaciones energéticas como:

- Energía Térmica (agua o aire caliente, vapor, etc)
- Energía Eléctrica
- Energía Mecánica, mediante el uso de biocombustibles en motores de combustión.
- Biocombustibles

## **2.2.2 ENERGÍAS NO RENOVABLES.**

Energías no renovables son aquellas fuentes de energía que tienen un carácter limitado en el tiempo y cuyo consumo implica su desaparición en la naturaleza sin posibilidad de renovación.

Sus características principales de las energías no renovables son:

- Generan emisiones y residuos que degradan el medioambiente.
- Son limitadas.

- Provocan dependencia exterior encontrándose exclusivamente en determinadas zonas del planeta.
- Crean menos puestos de trabajo en relación al volumen de negocio que generan.
- Conseguir su control provoca conflictos por su interés estratégico militar.

Los impactos medioambientales del uso de energías no renovables, algunos estudios demuestran que el impacto medioambiental de las energías no renovables frente a las renovables es hasta 30 veces superior. A continuación enumeramos algunos de los efectos negativos más relevantes:

- La lluvia ácida: con contenido de ácido sulfúrico que puede afectar irreversiblemente a los ecosistemas.
- Efecto invernadero: con del calentamiento del planeta y consecuencia del cambio climático.
- Vertidos contaminante, en zonas de producción, principalmente producidos por los combustibles fósiles.
- Residuos radiactivos peligrosos, generados en el proceso de fisión nuclear.
- Accidentes y escapes - tanto en la producción como en el transporte.

Las alteraciones que producen este tipo de energías en el entorno son en general irreversible y con consecuencias nefastas tanto a nivel local como global. (2)

### **2.2.2.1 ENERGIA FOSIL**

**CARBON.** Fuente energética característica del periodo industrialista inicial sustituida durante el siglo XX por otras fuentes no renovables principalmente el petróleo. Tiene un factor de emisión de CO<sub>2</sub> muy elevado y las partículas emitidas en suspensión son causa, entre otras cosas, de la denominada lluvia ácida. Todavía es utilizada en determinados tipos de industrias y como fuente de alimentación de calefacción.

**PETROLEO.** Fuente energética por excelencia a lo largo de todo el siglo XX siendo actualmente la fuente primaria a nivel mundial. El agotamiento de sus reservas se encuentra cercano y la variación en sus precios y el acaparamiento por parte de los países productores del mismo genera tensiones a nivel mundial que están afectando notablemente a la economía del planeta. Son destacables también sus aspectos contaminantes en los procesos de producción, transporte y consumo.

**GAS NATURAL.** Sus dificultades para poder ser almacenado y transportado hicieron que no se considerase en un principio, aunque la necesidad de investigar energías alternativas a las existentes hicieron posible su utilización mediante redes de gas natural, actualmente distribuidas en todo el mundo, y medios de transporte marítimo adecuados para tal fin.

Puede ser considerado el combustible fósil más limpio, con la menor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> y producción nula de partículas sólidas. Su rendimiento energético es elevado lo que permite una mayor producción de energía con menor cantidad de combustible. Su consumo va en aumento pudiendo

considerarse dentro de su condición de fuente no renovable el más sostenible dentro de las alternativas existentes. Es considerado por muchos expertos como fuente energética de tránsito hasta la total implantación de las energías renovables. Ocupa el segundo lugar en el porcentaje de consumo después del petróleo. (2)

### **2.2.3 CRITERIOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Para determinar los criterios en los medios generadores se tomaron en cuenta los siguientes criterios para determinar los indicadores:

#### **2.2.3.1 COSTOS DE INVERSION:**

Para determinar los costos de inversión de energía convencional, se verifico insitu el número de viviendas y la ubicación de estas en la comunidad, lo cual se realizo un plano de ruta desde el punto de partida que dará suministro Hindrandina hacia la llegada del pueblo, se determino el metraje de los materiales y accesorios que necesitan para poder obtener los costos Intangibles y los costos activos (Red Primaria y Subestaciones, Red Secundaria y Acometidas Domiciliarias y Conexiones domiciliarias), lo cual se obtuvo el costo de este proyecto.

Para las energías convencionales se tomaron los costos de línea primaria, redes primarias y redes secundarias. Para la energía no convencional (no renovable) se consideró los costos de un sistema fotovoltaico a instalar.

Se realizó una comparación de costos de inversión entre las fuentes de energía más favorable tomando en cuenta los costos de supervisión, según la siguiente relación:

$$CI = I + AF + GG + U + S$$

1

Donde:

- CI : Costos de Inversión.
- I : intangibles
- AF : Costos de activos fijos
- GG : Gastos Generales
- U : Utilidades
- S : Supervisión

### **2.2.3.2 DEMANDA ELECTRICA**

Para determinar el consumo de energía eléctrica, en la Comunidad Cerro Blanco se obtuvo datos de consumo de energía de otras comunidades, similares a la comunidad. Para determinación de la demanda eléctrica, se tuvo en cuenta el consumo anual de abonados domésticos en el primer año (este resultado es obtenido por el consumo de otros pueblos de electrificación similares), el consumo unitario anual de abonados Uso general, Consumo anual de alumbrado público y las pérdidas de energía y el factor de carga. Esta demanda de energía se obtuvo a través de las siguientes relaciones:

$$\begin{aligned} \text{CAD} &= \text{CUD} \times \text{NAD} & 2 \\ \text{CAUG} &= \text{CUUG} \times \text{NAUG} & 3 \\ \text{CAP} &= \frac{\text{CAD} + \text{CAUG}}{(1 - \%AP)} \times \%AP & 4 \\ \text{CT} &= \text{CAD} + \text{CAUG} + \text{CAP} & 5 \\ \text{ES} &= \frac{\text{CT}}{(1 - \%Pe)} & 6 \\ \text{PS} &= \frac{\text{ES}}{360 \times 24 \times \text{FC}} & 7 \end{aligned}$$

Donde:

CAD	: Consumo anual de abonados
CUD	: Consumo unitario domestico
NAD	: Numero de abonados domestico.
CAUG	: Consumo anual de Uso General.
CUUG	: Consumo Unitario de Uso General.
NAUG	: Numero de abonados de Uso General.
%AP	: Porcentaje de uso general
CAP	: Consumo de Alumbrado Publico
CT	: Consumo total
%Pe	: Porcentaje de Perdidas de energía
ES	: Energía del sistema
PS	: Potencia del sistema
FC	: Factor de Carga.

### 2.2.3.3 EVALUACIÓN DEL VALOR ACTUAL NETO

Para la determinación del valor actual neto se tomo los beneficios netos, lo cual involucra los beneficios incrementales y los costos incrementales a través del tiempo. El valor actual neto se realiza a través de las siguientes relaciones:

$$B_n = B_i - C_i \quad 8$$

$$Van = -I_0 + \sum_{n=1}^n \frac{B_n}{(1+i)^n} \quad 9$$

Donde

- B<sub>n</sub> : Beneficios neto.
- B<sub>i</sub> : beneficios Incrementales
- C<sub>i</sub> : Costos incrementales.
- VAN : Valor Actual Neto
- I<sub>0</sub> : Inversión Inicial.
- N : Horizonte de evaluación.
- I : Tasa de interés

#### 2.2.3.4 EVALUACIÓN DE LA TAZA INTERNA DE RETORNO

La TIR (Tasa Interna de Retorno) es aquella tasa que hace que el valor actual neto sea igual a cero.

$$VAN = 0; b_0 = \frac{\sum_{1}^n B_n}{(1 + TIR)} \quad 10$$

Dónde:

- VAN: Valor Actual Neto
- B<sub>n</sub>: Beneficio Neto del Actual
- TIR: Tasa interna de retorno
- N : Horizonte de evaluación.

La regla para realizar una inversión o no utilizando la TIR es la siguiente:

Cuando la TIR es mayor que la tasa de interés, conviene realizar la inversión.

Si la TIR es menor que la tasa de interés, el proyecto debe rechazarse. Cuando la TIR es igual a la tasa de interés, el inversionista es indiferente entre realizar la inversión o no.

TIR > i => realizar el proyecto.

TIR < i => no realizar el proyecto

TIR = i => el inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no

027246

### **III. MATERIAL Y MÉTODOS**

#### **3.1 MÉTODO DE LA INVESTIGACIÓN**

La presente es una investigación del tipo descriptivo, aplicativo, correlacional, estadístico.

#### **3.2 PROCEDIMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN**

Se realizó un estudio exploratorio en la comunidad, esto es para tener datos suficientes para realizar la investigación. Luego se hizo una investigación descriptiva para poder determinar los perfiles más importantes de la comunidad que se someta al análisis requerido. Luego se recopiló información de textos y material con información relacionada al estudio. Luego se tomaron recopilación de información de estaciones del senamhi del Ministerio de Energía y luego se realizaron mediciones de irradiación de sol y mediciones de viento en la comunidad.

#### **3.3 DISEÑO**

Mediante los indicadores correspondientes a las dimensiones involucradas en el problema, alimentaremos formulas matemáticos, para evaluar los datos obtenidos de campo y así determinar la toma de decisión más adecuada técnico económico para la electrificación la comunidad La Cerro Blanco.

### **3.4 POBLACIÓN Y MUESTRA**

El universo de la presente investigación comprende al conjunto de todos los datos de las variables que se han identificado en la comunidad la Cerro Blanco.

### **3.5 PROCEDIMIENTO DE LA RECOLECCIÓN DE DATOS**

Para el procesamiento de los datos se utilizó las herramientas informáticas como: Microsoft Office, presentándose los datos en gráficos y cuadros teniendo en cuenta la variable de la investigación.

### **3.6 TÉCNICAS DE PROCEDIMIENTOS Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS**

Primero se obtuvieron los datos de campo y la información teórica, luego se integraron los datos, convirtiéndolos en conjunto de datos trabajados que dieron relaciones o informaciones que se presento en cuadros, gráficos, esquemas, diagramas, etc, para que posteriormente obtener conclusiones parciales y recomendaciones finales.

## IV. CALCULO

### 4.1 Demanda de energía eléctrica en el centro poblado.

Calculando la demanda de energía eléctrica en el C.P. Usando las siguientes fórmulas de las ecuaciones N° 2 al 7.

#### 4.1.1. Hallando la energía y potencia del sistema (ES y PS) en el año n°1.

##### A. Energía demanda por la población ES.

- Donde NAD = 10 abonados domésticos, se verifico insitu y se sustenta con el plano de ubicación. (Ver anexo I – H)
- Consumo unitario domestico CUD =?
- Se realizó una similitud de consumo con las localidades cercanas como se muestra en el cuadro siguiente:

Cuadro N° 1: Consumo de energía por similitud de C.P. más cercanos de un lote por un año.

Reporte 1	Localidad	Sector	Consumo Promedio mensual de la localidad (kWh)	N° de Lotes	Consumo promedio mensual por Lote (kWh /Mes)	Consumo promedio anual por lote (kWh /Año)
Reporte 1	Andabamba	Andabamba	1440.00	120	12.00	144.00
Reporte 2	Andabamba	Andabamba	1656.00	120	13.80	165.60
Reporte 3	Andabamba	Andabamba	1557.60	120	12.98	155.76
Reporte 4	Andabamba	Sector A	676.90	70	9.67	116.04
Consumo de energía promedio de un lote					12.11	145.00

Fuente: Proyecto electrificación Cullunmayo. MEM Anexo I – G.

Donde: CUD = 145 kwh/años

Consumo anual domestico de localidad:

$$CAD = CUD * NAD$$

$$CAD = 145 * 10$$

$$\text{CAD} = 1450 \text{ kwh/años}$$

Consumo anual de uso general:

$$\text{CAUG} = \text{NAUG} * \text{CUUG}$$

Este incluido el costo de energía del colegio y la parroquia trabajando 4 hr al día sin considerar los domingos durante un año, llegando hacer de:

$$\text{hr año} = 4\text{hr/día} * 26 \text{ días/mes} * 12\text{meses/año} =$$

$$\text{hr año} = 1248 \text{ hr/año.}$$

Potencia consumida asumida de las cargas especiales:

$$03 \text{ Fluorescentes} = 120 \text{ w}$$

$$01 \text{ Televisor} = 80 \text{ w}$$

$$01 \text{ radio} = 50 \text{ w}$$

$$\text{Potencia demandada Pd} = 250 \text{ w}$$

Energía consumida por cargas especiales en un año, con un factor de simultaneidad de 0.8

$$\text{CUUG} = \text{Pd} * \text{hr año} * \text{Fs} = 250 \text{ W} * 1248 \text{ hr/año} * 0.8$$

$$\text{CUUG} = 249.6 \text{ kwh/año de una sola carga especial}$$

Por estar proyectándose un colegio y una parroquia se tiene:

$$\text{CAUG} = \text{NAUG} * \text{CUUG kwh/año}$$

$$\text{CAUG} = 2 * 249.6 \text{ kwh/año}$$

$$\text{CAUG} = 499.2 \text{ kwh/año.}$$

Consumo de alumbrado publico

$$\text{CAP} = (\text{CAD} + \text{CAUG}) * \% \text{AP} / (1 - \% \text{AP})$$

Reemplazando los valores tenemos

$$\text{CAP} = (1450 + 499.2) * 2\% / (1 - 2\%)$$

$$\text{CAP} = 39.779 \text{ kwh/ año}$$

Hallando el consumo total

$$CT = CAD + CAUG + CAP$$

Remplazando los valores tenemos

$$CT = 1,450 + 499.2 + 39.779$$

$$CT = 1,988.98 \text{ kwh/año}$$

Hallando la energía del sistema.

$$ES = CT / (1 - \%Pe)$$

Donde se tiene que el porcentaje de pérdida (%Pe) = 5%

$$ES = 1,988.98 / (1 - 0.05)$$

$$ES = 2,093.66 \text{ kwh/año}$$

**B. Potencia demandada por la población PS.**

$$PS = ES / (360 * 24 * FC)$$

Donde el factor de carga FC = 25%

$$PS = 2,093.66 / (360 * 24 * 0.25)$$

$$PS = 0.969 \text{ kW}$$

**4.1.2. Hallando la energía y potencia del sistema (ES y PS) en el año n°20.**

**A. Energía demandada por la comunidad en el año n =20 (ES<sub>n</sub>).**

Hallando el consumo anual de abonado domestico de localidad en: n = 20

año, tomando la ecuación 1.

$$CAD_n = NAD_n + CUD_n = ?$$

Donde:

Número de abonados domésticos al año 20.

$$NAD_n = NAD * (1 + \alpha)^n$$

$$NAD_n = 10 * (1 + 1.1\%)^{20}$$

$$NAD_n = 12.45 \approx 13$$

Consumo unitario anual de abonados domestico al año n=20

$$CUD_n = CUD * (1 + \alpha)^n$$

Remplazando valores

$$CUD_n = 145 * (1 + 1.1\%)^{20}$$

$$CUD_n = 180.46 \text{ kwh/año}$$

Remplazando:

$$CAD_n = 12.45 * 180.46$$

$$CAD_n = 2,246.0 \text{ kwh/año}$$

Hallando el consumo de abonados de uso general n = 20 año.

$$CAUG_n = CUUG_n \times NAUG$$

Consumo unitario de uso general en n= 20 años

$$CUUG_n = CUUG * (1 + \alpha)^n$$

$$CUUG_n = 250 * (1 + 1.1\%)^{20}$$

$$CUUG_n = 310.6 \text{ kwh/año}$$

$$NAUG = 2 \text{ (Parroquia y Centro Educativo).}$$

Remplazando:

$$CAUG_n = 310.6 * 2$$

$$CAUG_n = 310.6 * 2$$

$$CAUG_n = 621.3 \text{ kwh/año}$$

Hallando el consumo de alumbrado público en el n = 20 año. Hallando Formula

4.

$$CAP_n = \frac{2,246.02 + 621.29}{(1 - 2\%)} * 2\%$$

$$CAP_n = 58.52 \text{ kwh / año}$$

Hallando el consumo total en el n = 20 año.

$$CT_n = CAD_n + CAUG_n + CAP_n$$

$$CT_n = 2,246.0 + 621.3 + 58.52$$

$$CT_n = 2,925.82 \text{ kwh / año}$$

La energía del sistema en n = 20 años, Hallando Formula 6

$$ES_n = \frac{2,925.82}{(1 - 5\%)}$$

$$ES = 3,079.8 \text{ kwh / año}$$

**B. Potencia demanda por la población en el año n =20 (PS<sub>n</sub>). Hallando**

Formula 7

$$PS_n = \frac{3,079.8}{360 \times 24 \times 25\%}$$

$$PS_n = 1.43 \text{ kw}$$

**4.2 Calculo para cubrir la demanda de energía eléctrica en el centro poblado con energía renovable (zona aislada).**

#### **4.2.1 Costo de inversión con energía solar**

Para determinar los costó de inversión con energía solar se tiene que considerar los siguientes cálculos

## **A. Cálculo de número de panel fotovoltaico por abonado doméstico**

### **Irradiación en la comunidad Ir.**

Se analizaron los datos de las irradiaciones obtenidas en campo de la comunidad donde se usará el menor valor

$$I_r = 4.82 \frac{\text{kwh}}{\text{m}^2}$$

También este valor se puede comprobar con el mapa solar del SENAMHI donde en la zona tiene un rango (4.5 – 5.0) kwh/m<sup>2</sup> donde la menor intensidad se encuentra en el mes de agosto. (Anexo III – H)

### **Horas de sol en un día en la comunidad Ts**

El tiempo de horas solar asumiendo será la relación entre irradiación solar y la potencia (La potencia debe ser menor o igual a 1kw/m<sup>2</sup> para ser aprovechado por el panel solar).

Nota:

La hora será la relación de:

$$T_s = (4.82 \text{ kwh/m}^2 \text{ días}) / (1 \text{ kw/m}^2)$$

$$T_s = 4.82 \text{ h/días}$$

También este valor se puede comprobar con el mapa solar del SENAMHI donde en la zona tiene un rango (2000 – 3000) hr/año.

Para cálculo de diseño se usa la menor cantidad de horas solar de 2000 hr/año.

$$T_s = \frac{2000 \text{ h}}{360 \text{ días}}$$

$$T_s = 5.55 \frac{\text{h}}{\text{días}}$$

**Números de paneles necesarios para cubrir la demanda de la comunidad.**

El número de paneles solares está relacionado entre la potencia de horas de sol al año y la potencia del módulo seleccionado.

$$N_{Panel} = \frac{P_{ots}}{P_{panel}}$$

Nota: En el mercado se puede encontrar paneles fotovoltaicos mono cristalinos y poli cristalino de 5, 10, 20, 50, 80, 85 y 130 w. para nuestro cálculo se seleccionó el de 85 w.

Dónde:

Pots: Potencia en función a las horas del sol en la comunidad.

Ppanel: Potencia del panel seleccionado.

Hallando la potencia en función a las horas solar en la comunidad:

$$P_{ots} = \frac{ES}{T_s}$$

Donde:

$$T_s = 4.82 \frac{h}{días} * \frac{30 \text{ días}}{mes} * \frac{12 \text{ mes}}{año}$$

$$T_s = 1,735 .2 * \frac{h}{año}$$

Remplazando:

$$P_{ots} = \frac{2,093 .66 \frac{kwh}{año}}{1,735 .2 \frac{h}{año}}$$

$$P_{ots} = 1.206 \text{ kw}$$

$$P_{ots} = 1,206 \text{ w}$$

Por lo tanto:

$$N_{Panel} = \frac{P_{ots}}{P_{panel}}$$

$$N_{Panel} = \frac{1,206 \text{ w}}{85 \text{ w}}$$

$N_{Panel} = 14.18$ , Aproximadamente 14 paneles de 85 w.

La potencia instalada para los 14 paneles es:

$$P_{panel} = N_{panel} * P_{panel}$$

$$P_{panel} = 14 * 85 \text{ w}$$

$$P_{panel} = 1,190 \text{ w}$$

Cada abonado domestico tendrá un panel y en las cargas especiales como parroquia y centro educativo se tendrá dos paneles cada uno.

Siendo sus características más importantes los siguientes:

$P_{panel}$  : Potencia del panel fotovoltaico (85 w =0.085kw)

$V_{pf}$  : Voltaje del panel fotovoltaico (12v)

$A_{pf}$  : Amperaje del panel fotovoltaico (5.06 A)

## B. Calculo de número de baterías

Hallando el consumo promedio de amperaje por abonado domestico

**Cuadro N°2. Cálculo aproximado de amperaje de un abonado domestico**

Descripción	Unidad de Medida	Lámpara foco	Radio grabadora	Tv	Total
Número		3	1	1	
Potencia	(W)	15	20	70	
Potencia Total	(W)	45	20	70	135
Corriente I=	A	3.8	1.7	5.8	11.25
Tiempo de Utilización	H/día	5	6	2	
Consumo Carga =	Ah/día	18.8	10.0	11.7	40.42
Consumo	Wh/día	225	120	140	485

La tensión de trabajo es 12V DC.  
Fuente: Elaboracion Propia

### Calculando la corriente total diaria

$$Ctd = \text{Carga} * Fseg$$

Donde:

Ctd = Corriente total diario

Carga = Corriente del consumo diario

Fseg = Factor de seguridad (1.2)

Remplazando:

$$Ctd = 40.42 \frac{Ah}{dias} * 1.2$$
$$Ctd = 48.50 \frac{Ah}{dias}$$

### Corriente de reserva

$$Crese = Ctd * Nrese$$

Donde:

Crese: Corriente de reserva en el sistema

Nrese: Número de días de reserva (se debe de considera un rango de 2 a 5 días, para este cálculo será de dos días).

Remplazando:

$$Crese = 48.50 \frac{Ah}{dias} * 2 dias$$
$$Crese = 97.00 Ah.$$

### Capacidad corregida de la demanda de corriente en la batería

$$Ccorr = \frac{Crese}{Fpdesc}$$

Donde:

Ccorr: Capacidad corregida

Fpdesc: Factor de profundidad de descarga (< 1), se asume 0.5.

Remplazando:

$$C_{corr} = \frac{97.00 \text{ Ah}}{0.5}$$

$$C_{corr} = 194.00 \text{ Ah.}$$

### Arreglo de batería por consumo de corriente.

Para cubrir la demanda de corriente de 158.04 Ah se colocara dos baterías debido a que la corriente en paralelo se suma se usara dos baterías de  $C_{nom} = 85 \text{ Ah}$ .

$$A_{par} = \frac{C_{corr}}{C_{nom}}$$

Donde:

$A_{par}$ : Arreglo de batería en paralelo

$C_{nom}$ : Capacidad nominal de batería (85 Ah).

$$A_{par} = \frac{194.00 \text{ Ah}}{85 \text{ Ah}}$$

$$A_{par} = 2.28 \text{ Ah.} \approx 2$$

### Arreglo de batería por tensión demandada.

$$N_{bser} = \frac{V_{sist}}{V_{bat}}$$

Donde:

$V_{sist}$ : Voltaje del sistema demandado.

$V_{bat}$ : Voltaje de batería nominal (12 v).

$$N_{bser} = \frac{12 \text{ VDC}}{12 \text{ VDC}} = 1$$

**C. Selección de conductores y caída de tensión desde la batería a caja de conexiones del panel fotovoltaico.**

Del cuadro N° 3, se tiene la suma de amperaje de  $I = 11.25$  A de conductor de cobre donde se elegido el cable de tipo NLT.

**Cuadro N°: 3 Datos técnicos de conductores eléctricos**

CALIBRE N° AWG	SECCION NOMINAL mm²	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO mm	ESPEORES		DIAMETRO EXTERIOR mm	PESO Kg/Km	AMPERAJE A
				AISLAMIE NTO mm	CUBIERTA mm			
<b>CORDON PORTATIL NLT (SVTO)-SERVICIO MEDIO PESADO</b>								
2x20	2x0,52	10	0,254	0,5	0,6	5,5	41	7
2x18	2x0,82	16	0,254	0,5	0,6	5,9	51	10
2x16	2x1,31	26	0,254	0,8	0,8	7,4	79	15
2x14	2x2,08	41	0,254	0,8	0,8	8,4	120	20
<b>CORDON PORTATIL NMT (SJTO)-SERVICIO MEDIO PESADO</b>								
2x14	2x2,08	41	0,254	0,7	0,8	8,9	122	8
2x12	2x3,31	65	0,254	0,8	1,0	10,7	180	25
2x10	2x5,26	105	0,254	0,8	1,0	12,9	261	30
3x14	3x2,08	41	0,254	0,7	0,8	9,3	143	15
3x12	3x3,31	65	0,254	0,8	1,0	11,4	220	20
3x10	3x5,26	105	0,254	0,8	1,0	13,6	320	25

Fuente: Datos según fabricante – Impeco.

**Calculo de la caída de tensión.**

$$\Delta V = \frac{2 * L * I * \cos \phi}{K * S}$$

Donde:

$\Delta V$ : Caída de tensión, será menor al 5% de 12V (0.6v).

L: Longitud del cable = m, se considera 7m de distancia

I: Corriente de demanda = A

$\cos \phi$  = 1

K: para el cobre es = 56

S: Sección del cable = mm²

$$\Delta V = \frac{2 * 7 * 11 * .25 * 1}{56 * 2 * 3.31}$$

$$\Delta V = 0.42 \text{ v}$$

Cable NLT 2x16 la caída de tensión es  $\Delta V = 0.93 \text{ v}$ ,  $> 0.6 \text{ v}$ .

Cable NLT 2x14 la caída de tensión es  $\Delta V = 0.58 \text{ v}$ ,  $< 0.6 \text{ v}$ .

Cable NMT 2x12 la caída de tensión es  $\Delta V = 0.42 \text{ v}$ ,  $< 0.6 \text{ v}$ . Ok

#### D.- Selección de controlador de carga

La selección del controlador depende de la corriente entre la potencia del panel seleccionado y el voltaje del sistema.

$$I_{cont} = \frac{P_{panel}}{V_{sist}}$$

$$I_{cont} = \frac{85 \text{ w}}{12 \text{ v}}$$

$$I_{cont} = 7.08 \text{ A}$$

El esquema fotovoltaico para los abonados domésticos.

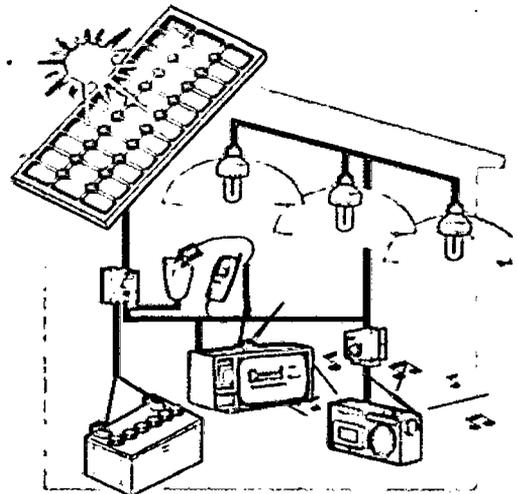
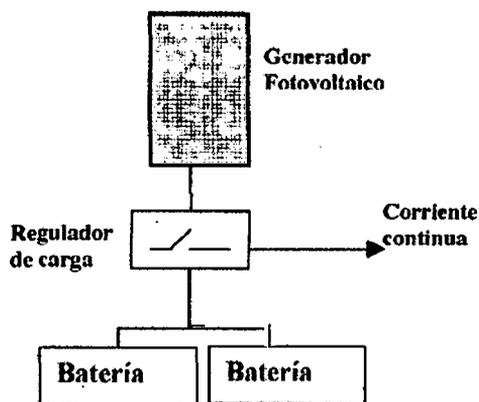


Figura N° 3: Esquema de instalación de sistema solar fotovoltaico

Fuente: Manual de sistema fotovoltaico

#### 4.2.2 Costo De Inversión Con Energía Eólica

Para determinar los costó de inversión con energía eólica se tiene que considerar los siguientes cálculos

##### A. Calculo de número de aerogenerador por abonado domestico

###### Velocidad del viento en la comunidad.

Se analizaron los datos obteniéndose la velocidad promedio en campo de la comunidad (Ver anexo IV - H).

$$V = 4.25 \frac{m}{s}$$

También este valor se puede comprobar con el mapa eólico del SENAMHI donde en la zona tiene un rango (4 – 5) m/s.

###### Potencia en función al diámetro de rotor del aerogenerador.

Se tiene cuatro diámetros de rotor de Ø2.7m, Ø3.2m, Ø3.6m y Ø4m donde se evaluó el más conveniente para los abonados domésticos.

$$P_{ae} = C_p * \frac{\rho}{2} * \frac{\pi D^2}{4} * V^3$$

Donde:

P<sub>ae</sub>: Potencia del aerogenerador (w)

C<sub>p</sub>: Coeficiente de potencia, su valor varía por el diseño (0.25)

ρ : Densidad del aire (1 kg/m<sup>3</sup>)

D: Diámetro del hélice (m)

V: Velocidad del aire. (m/s)

Remplazando valores para D = 2.7 m

$$P_{ae} = 0.25 * \frac{1}{2} * \frac{\pi * 2.7^2}{4} * 4.25^3$$

$$P_{ae} = 55.08 \text{ w}$$

Para D = 2.7m  $P_{ae_1} = 55.08 \text{ w}$

Para D = 3.2m  $P_{ae_2} = 77.37 \text{ w}$

Para D = 3.6m  $P_{ae_3} = 97.92 \text{ w}$

Para D = 4.0m  $P_{ae_4} = 120.89 \text{ w}$

**Números de aerogenerador necesarios para cubrir la demanda de la comunidad.**

El número de aerogeneradores está relacionado entre la energía demandada por la comunidad y la energía producida por el aerogenerador en función a la velocidad promedio y horas de viento.

$$Neol = \frac{ES}{Eeolico}$$

Nota: En el mercado se puede encontrar aerogeneradores de diferentes diámetros de rotor y potencia nominal, para este caso se consideraron los de  $\varnothing=2.7\text{m}$ ,  $\varnothing=3.2\text{m}$ ,  $\varnothing=3.6\text{m}$ ,  $\varnothing=4.0\text{m}$  de potencia respectivamente 750w, 1500w, 2000w, 3000 w.

Donde:

Neol: Numero de eólico.

Eeolico: Energía eólica.

ES: Energía del sistema

**Hallando la energía del eólico con un tiempo 7.5h/día ≈ 2,700h/año.**

Para D=2.7m; Pae<sub>1</sub>=55.08w; Eeolico<sub>1</sub>=148,714.53 wh/año

Para D=3.2m; Pae<sub>2</sub>=77.37w; Eeolico<sub>2</sub>=208,893.93 wh/año

Para D=3.6m; Pae<sub>3</sub>=97.92 w; Eeolico<sub>3</sub>=264,381.38 wh/día

Para D=4.0m; Pae<sub>4</sub>=120.89w; Eeolico<sub>4</sub>=326,396.77 wh/día

Remplazando:

$$Neol = \frac{2,093,660.00 \frac{wh}{año}}{148,714.53 \frac{h}{año}} = 14.08$$

Para D=2.7m; Pae<sub>1</sub>=55.08w; Eeolico<sub>1</sub>=148,714.53 wh/año; Neol<sub>1</sub> ≈ 14 ok

Para D=3.2m; Pae<sub>2</sub>=77.37w; Eeolico<sub>2</sub>=208,893.93 wh/año; Neol<sub>2</sub> ≈ 10

Para D=3.6m; Pae<sub>3</sub>=97.92 w; Eeolico<sub>3</sub>=264,381.38 wh/año; Neol<sub>3</sub> ≈ 8

Para D=4.0m; Pae<sub>4</sub>=120.89w; Eeolico<sub>4</sub>=326,396.77 wh/año; Neol<sub>4</sub> ≈ 7

Cada abonado domestico tendrá un aerogenerador y en las cargas especiales como parroquia y centro educativo se tendrá dos aerogenerador cada uno.

Siendo sus características más importantes los siguientes:

Pae nom : Potencia del aerogenerador nominal (750 w)

Pae max : Potencia del aerogenerador máximo (900 w)

D : Diámetro (2.7m)

Velocidad de arranque: (4.0 m/s)

Velocidad de potencia nominal (9 m/s)

Velocidad de potencia máxima (12.5 m/s)

Tensión: (12 o 24 v)

## B.- Cálculo de número de baterías

Se tendrá el mismo arreglo de batería en paralelo y en serie como en el cálculo anterior de los paneles fotovoltaico.

Abpar ≈ 2

$$N_{bser} = \frac{12 \text{ VDC}}{12 \text{ VDC}} = 1$$

## C.- Selección de conductores y caída de tensión desde la batería hasta el generador.

Cálculo de la caída de tensión.

$$\Delta V = \frac{2 * L * I * \cos \phi}{K * S}$$

Donde:

$\Delta V$ : Caída de tensión, será menor al 5% de 12V (0.6v).

L: Longitud del cable = m, se considera 10 m de distancia

I: Corriente de demanda = A

$\cos \phi$  = 1

K: para el cobre es = 56

S: Sección del cable = mm<sup>2</sup>

$$\Delta V = \frac{2 * 10 * 11.25 * 1}{56 * 2 * 3.31}$$

$$\Delta V = 0.60 \text{ v}$$

Cable NMT 2x12 la caída de tensión es  $\Delta V = 0.6\text{v}$ , = 0.6v. Ok

#### D.- Selección de controlador de carga

La selección del controlador depende de la corriente entre la potencia del panel seleccionado y el voltaje del sistema.

$$I_{cont} = \frac{P_{aenom}}{V_{sist}}$$

$$I_{cont} = \frac{750 \text{ w}}{12 \text{ v}}$$

$$I_{cont} = 62.5 \text{ A}$$

El esquema del aerogenerador para los abonados domésticos.

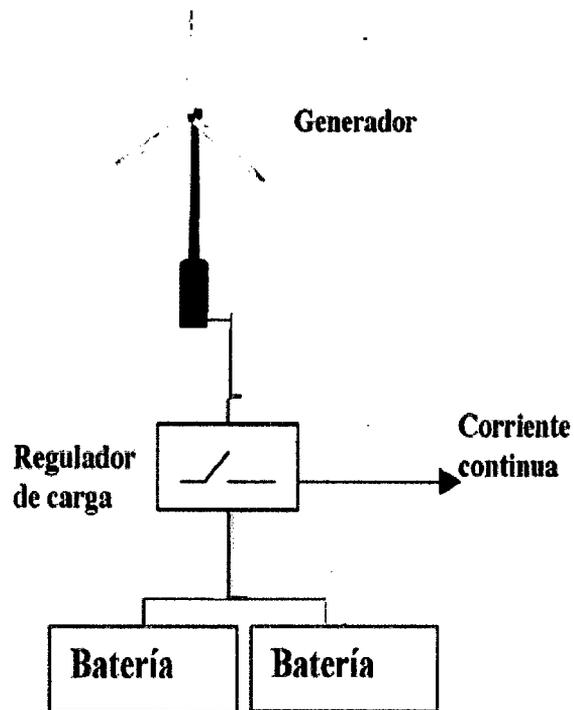


Figura N° 4: Esquema de instalación de sistema Eólico

Fuente: Manual de energía eólica

### **4.2.3 Parámetros para calcular energía de red eléctrica - Zona Aislada**

La ampliación de Redes de Distribución Primaria, aérea, bifásica, con postes de concreto de 13m, conductor de Aleación de Aluminio AAAC 35 mm<sup>2</sup>, aisladores poliméricos de anclaje y suspensión, con transformadores de 13,2/0.44-0.22 KV monofásicas de 5 KVA y tableros de distribución. Estas redes complementaran las redes aéreas existentes. Redes Secundarias monofásicas en 440/220V, con postes de concreto de 8m, con cables auto portantes CAAIS y cajas de derivación de policarbonato.

El alumbrado público se instalará en pastorales parabólicos de fierro galvanizado y luminarias con lámparas de 50W. Las conexiones domiciliarias se harán mediante cable concéntricos, caja porta medidor y medidor estático.

La Proyecto comprende la construcción de:

- Línea y Red Primaria en 13,2 kV
- Red de Distribución Secundaria 440/220V
- Red de Alumbrado Público 220V
- Conexiones Domiciliarias.

### **Trazo de Ruta**

Se ha tomado los siguientes criterios técnicos considerando las normas vigentes y la distancias de seguridad, criterios que se describen a continuación de acuerdo a la importancia:

- Evitar el paso de las líneas primarias por zonas arqueológicas.
- Evitar el paso por zonas protegidas por el estado (Decreto Supremo N° 010-90-AG).

- Evitar el paso por terrenos pantanosos, terrenos inundables, suelos hidromórficos, cauces naturales provocados por las temporadas de lluvias, terrenos con pendientes pronunciadas con presencia de huaycos, deslizamientos y/o fallas geológicas y terrenos geológicamente inestables.
- Optimizar el paso por terrenos de propiedad privada, donde la afectación sea mínima.
- En el trazo de la ruta se trata en lo posible de acercarse a las carreteras y accesos, aprovechando los accesos existentes como trochas carrózales y respetando los derechos de vía. Este criterio facilita el montaje, el transporte, la operación y el mantenimiento; además permite reducir el impacto ambiental a la zona de influencia del proyecto, la afectación de terrenos de propiedad privada y otros.

### Línea y Red Primaria

La ampliación de la línea y Red primaria prevista para el suministro de energía a los caseríos del proyecto es bifásica en 13,2 kV (monofásica 2 hilos), con subestaciones de distribución monofásica provistas de transformadores en postes de concreto tipo CAC de 13/400

Tramos de línea y Red primaria.

Cuadro N° 4: Datos referenciales de línea y red primaria

ITEM	TRAMO	Sistema [kV]	N° Fases	Sección Cond.	Longitud [km]
1	L.P. Troncal Vinzos - Cerro Blanco	13,2	2	35 mm <sup>2</sup>	6,81
<b>TOTAL</b>					<b>6,81</b>

Fuente: Elaboración de proyecto de electrificación

## Subestaciones de Distribución

El suministro de energía a las redes secundarias de los caseríos del proyecto será a través de las Subestaciones de Distribución monofásicas aéreas con transformadores de 5 kVA de capacidad.

La potencia han sido definidos en función a la máxima demanda para cada subestación; tomando en cuenta las cargas de servicio particular, las cargas especiales, las cargas de alumbrado público y las pérdidas de distribución.

Los tableros de distribución estarán adecuados y de acuerdo a la configuración y potencia de cada subestación, equipados con sistema de medición y protección para servicio particular, así como circuito de control y medición para alumbrado público.

Cuadro N° 5: Datos referenciales de red secundaria

Potencia de Transformador [kVA]	Fases	Resistencia de Puesta a tierra [ $\Omega$ ]	Cantidad
5	2 $\emptyset$	25	1

Fuente: Elaboración de proyecto de electrificación

## DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

### Criterios Eléctricos

El diseño de línea primaria, las redes de distribución primaria, secundaria, alumbrado público y conexiones domiciliarias será a nivel de Tensión 13,2/0,44-0.22, de configuración aérea.

La calificación eléctrica correspondiente es de 400W/lote, para cargas de uso de vivienda con un factor de simultaneidad de 0.50; y así mismo para los predios

considerados como cargas especiales tendrán un factor de simultaneidad de 1.00.

### **Bases de Cálculo**

#### ➤ Línea y Red Primaria Aérea Bifásicas

Caída de tensión en el extremo terminal más desfavorable de la red: 5% de la tensión nominal para zonas rurales.

- Tensión Nominal : 13,2 KV.
- Factor de Potencia : 0.9
- Perdida de Potencia :  $\leq 2\%$

#### Niveles de Tensión

El proyecto, será alimentado por el nivel de tensión normalizado para electrificación rural, sistema bifásico (monofásico 2 hilos), 2 fases y tensión nominal entre fases 13,2 kV

#### ➤ Red Secundaria

Caída de tensión en el extremo terminal más desfavorable de la red: 7.5% de la tensión nominal para zonas rurales. (CNE 2001 O.17.D.)

- Servicio Particular (440V) : 33.00 Voltios.
- Alumbrado Público (220V) : 15.4 Voltios.

#### Factor de Potencia

- Servicio Particular : 1.0
- Alumbrado Público : 0.9

#### Factor de Simultaneidad

- Uso de viviendas : 0.5
- Cargas especiales : 1.0

- Alumbrado Público : 1.0

### Calificación Eléctrica

La calificación eléctrica correspondiente es de 400W/lote, para cargas de uso de vivienda con un factor de simultaneidad de 0.50; y así mismo para los predios considerados como cargas especiales tendrán un factor de simultaneidad de 1.00.

### Alumbrado público

El alumbrado público constará de luminarias con lámparas de vapor de sodio de alta presión de 50 W. soportadas por pastorales de características detalladas en las láminas del proyecto.

### Sistema de puesta a tierra

En las redes secundarias de 440-220 V., el neutro de la red debe estar conectado a tierra, en la subestación, al final del circuito, en puntos intermedios a 150 y 200 metros y también en los puntos de derivación.

La puesta a tierra tendrán una configuración básica compuesta por un electrodo de acero recubierto de cobre de 16 mm de diámetro x 2.40 m de longitud (puesta a tierra tipo PAT-1), según detalle mostrado en los detalles de armados.

De acuerdo a la Norma RD-031-2003-EM, DGE/MEM, los valores de resistencia de la puesta tierra en cualquier punto estando conectadas todas las puestas a tierra será igual o menor a 10 ohm para sistema monofásico 440/220 V.

## V. RESULTADOS

El costo de inversión entre las energía solar, eólica y redes eléctricas se presenta en el Cuadro N° 3, de acuerdo a la fórmula N° 1

Cuadro N° 6: Comparación de costos entre las energías renovables para zona aisladas.

<b>Variables</b>	<b>RED ELECTRICA (S/.)</b>	<b>SOLAR (S/.)</b>	<b>EOLICA (S/)</b>
Intangibles (I)	18,000.00	980.00	980.00
Activos fijos (AF)	291,003.00	43,601.51	100,610.72
Gastos generales (GG)	29,100.30	4,360.00	10,061.07
Utilidades (U)	29,100.30	4,360.00	10,061.07
Costo total de obra	349,204	52,321.81	120,732.86
Supervisión (S)	10,476.00	2,616.09	6,036.64
<b>Sub total</b>	<b>377,680.00</b>	<b>55,917.90</b>	<b>127,749.51</b>
IGV	67,982.36	10,065.22	22,994.91
<b>TOTAL</b>	<b>445,662.16</b>	<b>65,983.13</b>	<b>150,744.42</b>

Fuente: Elaboración propia - Anexo II – A, III – B, IV – B

En el cuadro Aquí apreciamos la existencia de una gran diferencia entre los costos de los diferentes criterios evaluados como ejemplo los intangibles, el costo menor es la energía solar fotovoltaica cuyo costo es de S/.55,917.90, luego la energía Eólica cuyo costo es S/. 127,749.51y la redes eléctricas es alrededor de S/. 377,680.

En el Cuadro N° 7, se presenta el comportamiento de la demanda de energía eléctrica de la Comunidad "Cerro Blanco", aquí apreciamos que en

el año 0 el consumo es de 2,110 Kwh y en el año 20 será de 2,880 kwh, de acuerdo a las formulas 2 al 7

Cuadro N° 7: Consumo de energía en La Comunidad Cerro Blanco.

UNIDADES	AÑOS				
	1	5	10	15	20
Habitantes electrificados	40	42	45	47	49
Número de lotes electrificados	10	11	11	11	12
Consumo unitario anual por abonado doméstico (KWh – abonado anual) CUD	145	152	159	166	173
Numero de abonado Uso General	2	2	2	2	2
Consumo unitario anual por abonado Uso General (kwh/año)	250	261	273	286	2,986
Consumo anual de abonados domésticos (KWh - año) CAD	1,949	2,108	2,281	2,468	2,672
Consumo anual de alumbrado público (KWh año) CAP	55.20	57.31	59.51	61.82	64.23
Consumo Total (KWh año) CT	2,004	2,165	2,340	2,530	2,736
Energía al ingreso del sistema (KWh año) ES	2,110	2,279	2,463	2,663	2,880
Potencia al ingreso del sistema (KW año) EP	0.98	1.06	1.14	1.23	1.33

Fuente: Elaboración propia - Anexo I – A

En el Cuadro N° 8 se presenta el VAN y TIR a precios privados con la alternativa de la energía de redes eléctricas es de -201,397 y 0, solar es de -88,239 y 0 y eólica es de -440,513 y 0.

En el Cuadro N° 9 se presenta el VAN social y el TIR social, con la alternativa de la energía de redes eléctricas es de -137,196 y 0, solar es de - 35,364 y 0 y eólica es de -324,098 y 0.

**Cuadro N° 8: VAN y TIR entre las Energías Renovables aspecto privado.**

ENERGIAS	VAN (11%)	TIR
RED ELECTRICA	- 201,397	0
SOLAR	- 88,239	0
EOLICO	- 440,513	0

**Fuente:** Elaboración propia Anexo II-P, III-G, IV-H

**Cuadro N° 9: VAN y TIR entre las Energías Renovables en aspecto social**

ENERGIAS	VAN (11%)	TIR
RED ELECTRICA	-137,196	0
SOLAR	-35,364	0
EOLICO	-324,098	0

**Fuente:** Elaboración propia Anexo II-Q, III-H, IV-H

En el cuadro N° 10, se muestra la relación entre el costo inicial y la demanda del sistema en los diferentes tipos de generación de energía

**Cuadro N° 10: Comparación del costo de Energías para la electrificación de la comunidad Cerró Blanco**

DESCRIPCION	INTERES	COSTO TOTAL DE LA COMUNIDAD EN 20 AÑOS (S/.)	NUMERO DE LOTES	NUMERO DE MESES EN 20 AÑO.	COSTO DE ENERGIA (S./kwh)
EOLICA	11%	158,462	12	240	4.54
SOLAR	11%	64,824	12	240	1.86
RED ELECTRICA	11%	502,889	12	240	14.42

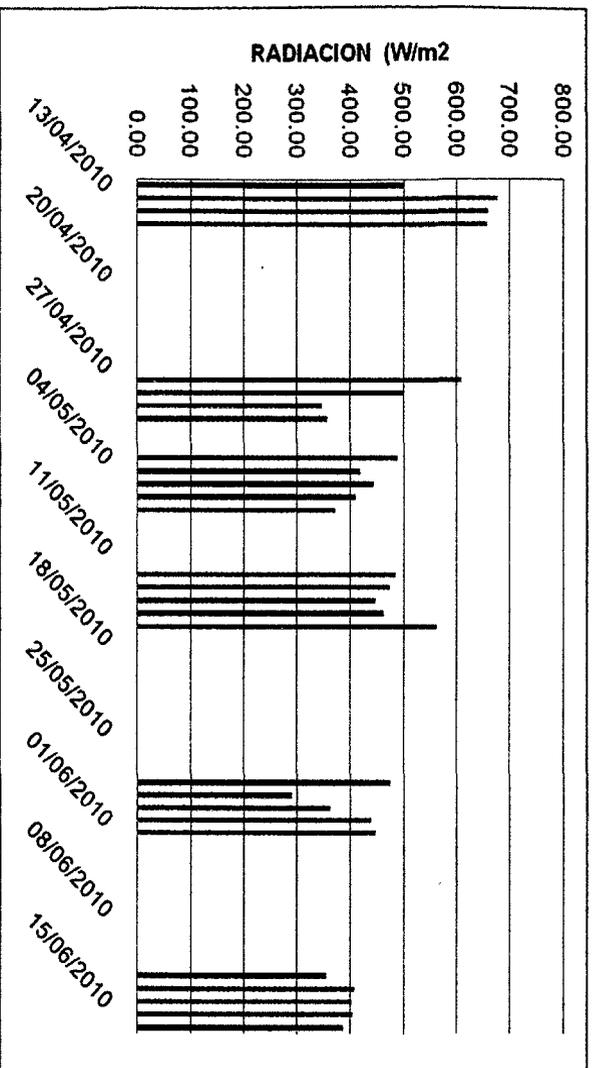
**Fuente:** Elaboración propia

En el cuadro N° 11 y figura N° 5, se puede apreciar los datos registrados por medio de un medidor Solarimetro (solar radiación meter PCE-SPM 1), donde se tomo desde las 6:00 hasta las 18:00 en los meses de abril a Junio, donde se observa el nivel de irradiación.

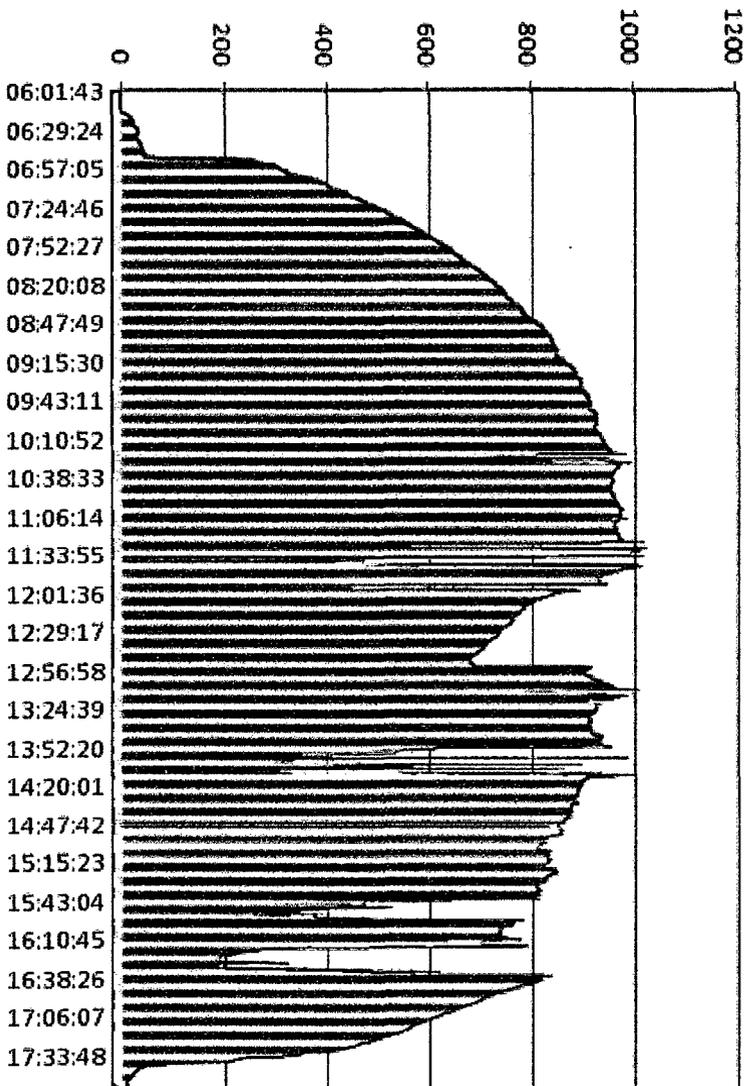
En el Cuadro N° 12 y figura N° 6, se muestra la tomas realizadas en un día representativo, y a la vez se visualiza la curva de irradiación que incide en la comunidad.

**Cuadro N° 11: Irradiación de energía solar en la comunidad la Cerro Blanco**

FECHA	POTENCIA PROMEDIO (W/m <sup>2</sup> )	FECHA	POTENCIA PROMEDIO (W/m <sup>2</sup> )
13/04/2010	500.54	14/05/2010	475.72
14/04/2010	676.93	15/05/2010	449.17
15/04/2010	661.01	16/05/2010	464.61
16/04/2010	657.73	17/05/2010	562.50
28/04/2010	610.57	29/05/2010	475.09
29/04/2010	500.44	30/05/2010	290.67
30/04/2010	346.64	31/05/2010	363.17
01/05/2010	358.05	01/06/2010	440.50
04/05/2010	489.53	02/06/2010	448.61
05/05/2010	419.76	13/06/2010	355.42
06/05/2010	443.77	14/06/2010	410.57
07/05/2010	412.57	15/06/2010	403.75
08/05/2010	373.04	16/06/2010	404.97
13/05/2010	486.21	17/06/2010	387.85



**Figura N° 5:** Irradiación de energía solar en la comunidad Cerro Blanco en los días más representativos de los meses Abril a Junio 2010  
 Fuente: Elaboración propia



**Figura N° 6:** Curva de incidencia de irradiación solar en la comunidad La Cantera  
 Fuente: Elaboración propia

**Cuadro N°12: DATOS DE IRRADIACION MEDIO DE UN INSTRUMENTO –  
SOLARIMETRO 14/04/10**

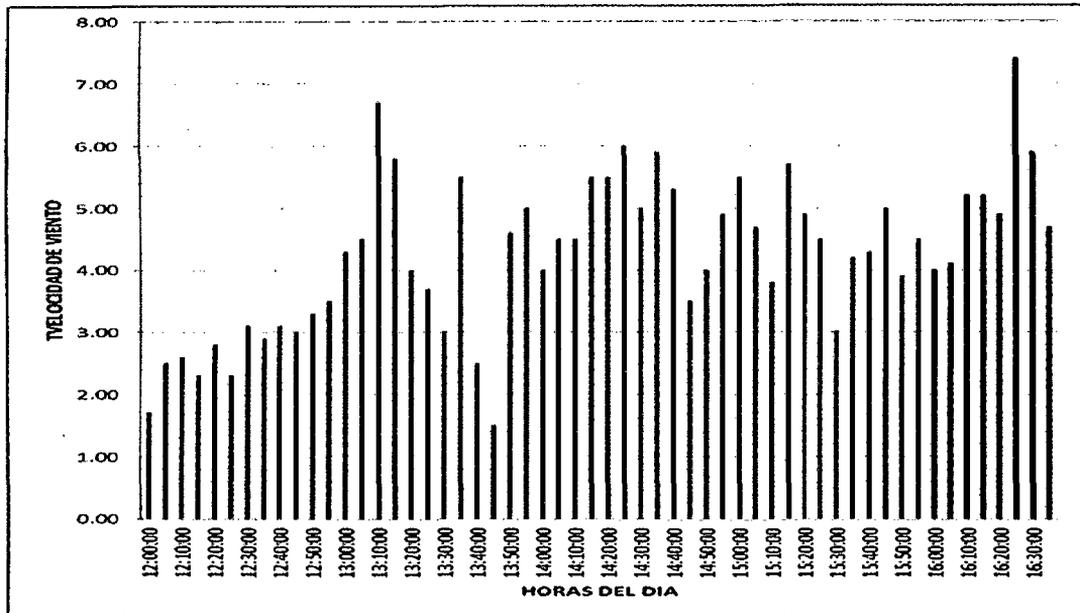
N°	Time	W/(M)2	N°	Time	W/(M)2	N°	Time	W/(M)2
1	06:01:43	0.00	1766	11:25:18	932.90	3880	17:52:52	14.50
2	06:01:54	0.00	1767	11:25:29	255.70	3881	17:53:03	14.30
3	06:02:05	0.00	1768	11:25:40	251.00	3882	17:53:14	14.30
4	06:02:16	0.00	1769	11:25:51	455.60	3883	17:53:25	15.20
5	06:02:27	0.00	1770	11:26:02	821.90	3884	17:53:36	15.00
6	06:02:38	0.00	1771	11:26:13	761.30	3885	17:53:47	15.70
7	06:02:49	0.00	1772	11:26:24	563.40	3886	17:53:58	15.80
8	06:03:00	0.00	1773	11:26:35	554.90	3887	17:54:09	15.70
9	06:03:11	0.00	1774	11:26:46	551.00	3888	17:54:20	15.90
10	06:03:22	0.00	1775	11:26:57	369.60	3889	17:54:31	16.40
11	06:03:33	0.00	1776	11:27:08	480.10	3890	17:54:42	16.60
12	06:03:44	0.00	1777	11:27:19	1,022.00	3891	17:54:53	16.80
13	06:03:55	0.00	1778	11:27:30	960.20	3892	17:55:04	17.40
14	06:04:06	0.00	1779	11:27:41	378.10	3893	17:55:15	17.20
15	06:04:17	0.00	1780	11:27:52	319.60	3894	17:55:26	17.70
16	06:04:28	0.00	1781	11:28:03	982.90	3895	17:55:37	18.00
17	06:04:39	0.00	1782	11:28:14	1,027.00	3896	17:55:48	18.00
18	06:04:50	0.00	1783	11:28:25	1,021.00	3897	17:55:59	17.70
19	06:05:01	0.00	1784	11:28:36	1,015.00	3898	17:56:10	18.20
20	06:05:12	0.00	1785	11:28:47	1,013.00	3899	17:56:21	18.40
21	06:05:23	0.00	1786	11:28:58	1,011.00	3900	17:56:32	18.40
22	06:05:34	0.20	1787	11:29:09	1,010.00	3901	17:56:43	18.00
23	06:05:45	0.00	1788	11:29:20	1,011.00	3902	17:56:54	17.60
24	06:05:56	0.20	1789	11:29:31	1,011.00	3903	17:57:05	17.60
25	06:06:07	0.10	1790	11:29:42	1,012.00	3904	17:57:16	17.90
26	06:06:18	0.20	1791	11:29:53	1,013.00	3905	17:57:27	17.70
27	06:06:29	0.10	1792	11:30:04	1,014.00	3906	17:57:38	17.40
28	06:06:40	0.00	1793	11:30:15	1,015.00	3907	17:57:49	17.10
29	06:06:51	0.00	1794	11:30:26	1,014.00	3908	17:58:00	16.60
30	06:07:02	0.00	1795	11:30:37	1,011.00	3909	17:58:11	17.10
31	06:07:13	0.10	1796	11:30:48	1,012.00	3910	17:58:22	16.30
32	06:07:24	0.30	1797	11:30:59	1,011.00	3911	17:58:33	15.80
33	06:07:35	0.30	1798	11:31:10	995.30	3912	17:58:44	15.50
34	06:07:46	0.30	1799	11:31:21	996.90	3913	17:58:55	15.90
35	06:07:57	0.20	1800	11:31:32	994.70	3914	17:59:06	15.50
36	06:08:08	0.60	1801	11:31:43	984.20	3915	17:59:17	15.80
37	06:08:19	0.70	1802	11:31:54	977.20	3916	17:59:28	14.90
38	06:08:30	0.50	1803	11:32:05	972.60	3917	17:59:39	15.20
39	06:08:41	0.70	1804	11:32:16	974.90	3918	17:59:50	14.90
40	06:08:52	0.30	1805	11:32:27	985.90	3919	18:00:01	14.60

En el cuadro N° 13 y figura N° 7, se puede apreciar los datos registrados por medio de un medidor Anemómetro, donde se tomó desde las 12:00 hasta las 17:00.

**Cuadro N°13: Mediciones de velocidad de viento en la Comunidad**

HORAS (13/04/2010)	Velocidad de viento (m/s)	HORAS (13/04/2010)	Velocidad de viento (m/s)	HORAS (13/04/2010)	Velocidad de viento (m/s)
12:00:00	1.70	13:35:00	5.50	15:10:00	3.80
12:05:00	2.50	13:40:00	2.50	15:15:00	5.70
12:10:00	2.60	13:45:00	1.50	15:20:00	4.90
12:15:00	2.30	13:50:00	4.60	15:25:00	4.50
12:20:00	2.80	13:55:00	5.00	15:30:00	3.00
12:25:00	2.30	14:00:00	4.00	15:35:00	4.20
12:30:00	3.10	14:05:00	4.50	15:40:00	4.30
12:35:00	2.90	14:10:00	4.50	15:45:00	5.00
12:40:00	3.10	14:15:00	5.50	15:50:00	3.90
12:45:00	3.00	14:20:00	5.50	15:55:00	4.50
12:50:00	3.30	14:25:00	6.00	16:00:00	4.00
12:55:00	3.50	14:30:00	5.00	16:05:00	4.10
13:00:00	4.30	14:35:00	5.90	16:10:00	5.20
13:05:00	4.50	14:40:00	5.30	16:15:00	5.20
13:10:00	6.70	14:45:00	3.50	16:20:00	4.90
13:15:00	5.80	14:50:00	4.00	16:25:00	7.40
13:20:00	4.00	14:55:00	4.90	16:30:00	5.90
13:25:00	3.70	15:00:00	5.50	16:35:00	4.70
13:30:00	3.00	15:05:00	4.70		

Fuente: Elaboración Propia



**Figura N° 7:** Medición de viento en un día en la comunidad La Cantera

Fuente: Elaboración propia

En el Cuadro N° 14, se presenta datos que fueron proporcionado por Senamhi en la velocidad de viento mensual, en la zona de alto Perú, los promedios anuales están alrededor de 0.94 a 2.02 m/s.

**Cuadro N° 14:** Datos de velocidad de viento

AÑOS	MESES												PROMEDIOS
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SEPTIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
2000	0	0	3.3	3.4	3.9	2.4	1.8	1.8	2.3	2	1.7	1.6	2.02
2001	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.1	1	1.1	1.2	1.1	1.2	1.2	1.22
2002	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.2	1.1	1.1	1.2	1.2	1.5	1.3	1.19
2003	0.9	0.9	0.9	1	1.1	1	1	1.1	1	1.2	1.1	1	1.02
2004	0.9	0.9	0.9	0	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1	1	0.94

FUENTE: ANEXO N° VII – A

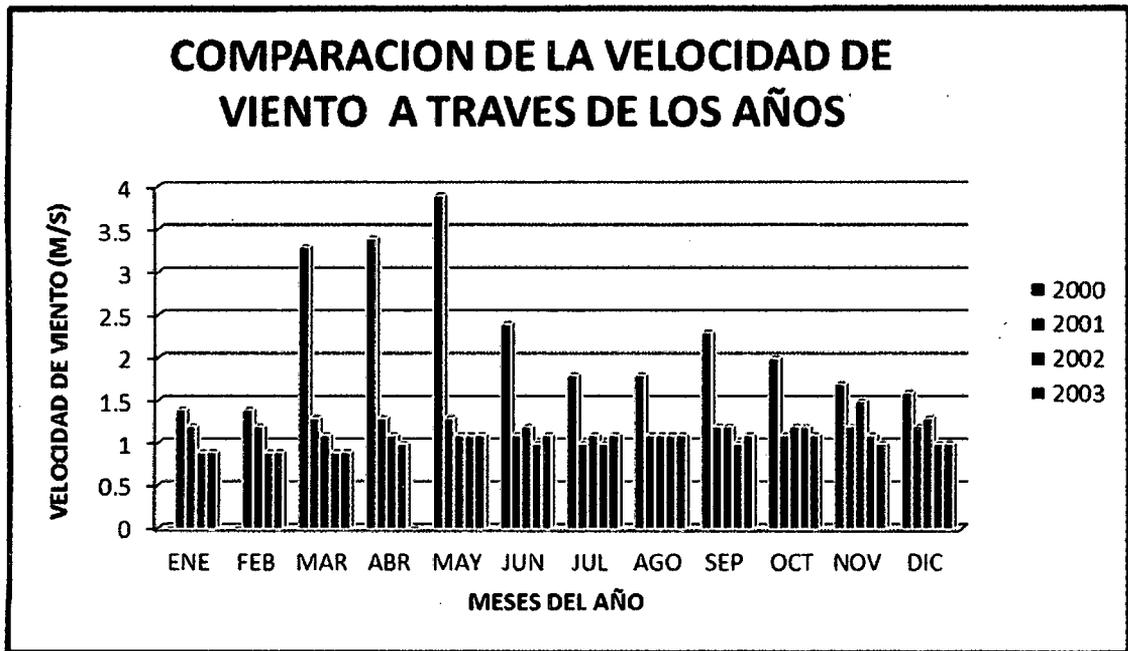


Figura N° 7: Datos de velocidad de viento

Fuente: Elaboración propia

En el Cuadro N° 15, se presenta datos que fueron proporcionado por Senamhi sobre las horas de sol mensual en la zona de Huacatambo, los promedios anuales están alrededor de 175 a 198 horas mensuales.

Cuadro N° 15: Datos de Horas de sol mensual

AÑOS	MESES												TOTAL
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
2000	187.4	152.7	230	236.7	230.3	158.7	126.4	166.2	155.1	230.9	228.3	231.4	194.51
2001	199.4	201.3	202.3	209	194.2	90	96.3	154.9	175.9	226.4	232	204.4	182.18
2002	207.7	209.5	207.6	208.9	166.7	76	105.7	126.4	160.6	195.9	194.6	244.4	175.33
2003	295.1	189.8	212.4	195.5	260	143	133.3	145.4	167	209.9	209.5	214.9	197.98
2004	196.9	192.2	240.2	238.5	203.6	193.7	188.4	178	160.3	203	233.9	201.1	202.48

FUENTE: ANEXO N° VII – A

## COMPARACION DE LAS HORAS DEL SOL A TRAVES DEL TIEMPO

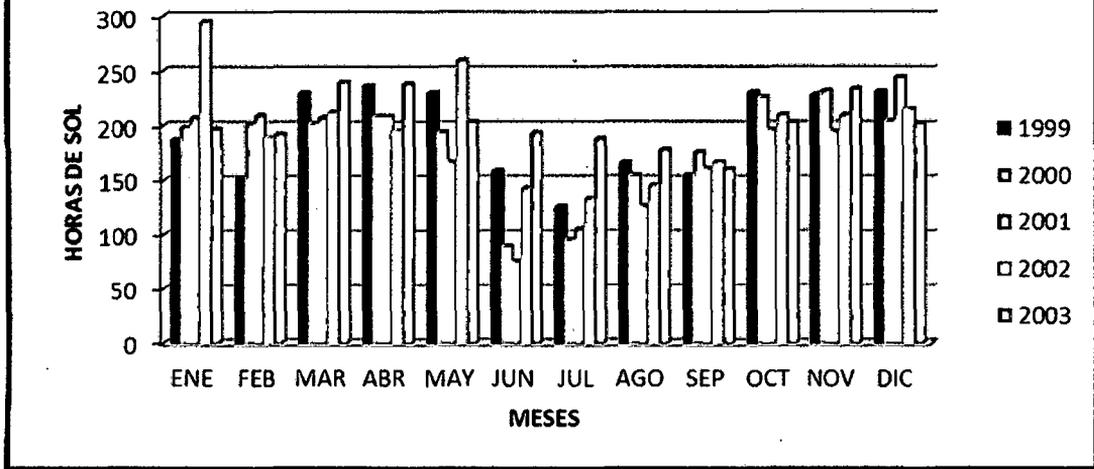


Figura N° 7: Datos de Horas de sol mensual

Fuente: Elaboración propia

En el cuadro N° 16, se muestra una relación de irradiación solar entre los datos tomados y los datos obtenidos por el Mapa Solar (senamhi).

Cuadro N° 16: Análisis de comparación de la irradiación en el año 2010

AÑOS	MESES												TOTAL
	ENERO	FEBRERO	MARZO	ABRIL	MAYO	JUNIO	JULIO	AGOSTO	SETIEMBRE	OCTUBRE	NOVIEMBRE	DICIEMBRE	
irradiación en la comunidad Kw h/m <sup>2</sup>	5.87	5.28	5.87	6.78	5.27	4.82	4.81	5.05	5.87	4.81	6.45	7.04	5.62
irradiación en Senamhi kw h/m <sup>2</sup> (Mapa Solar mensual)	5.00	4.50	5.00	5.50	4.50	4.00	4.10	4.30	5.00	4.10	5.50	6.00	4.79

Fuente: Datos proporcionados por senamhi (anexo III-J)

### COMPARACION ENTRE ATLAS SOLAR Y MEDICIONES INSITU

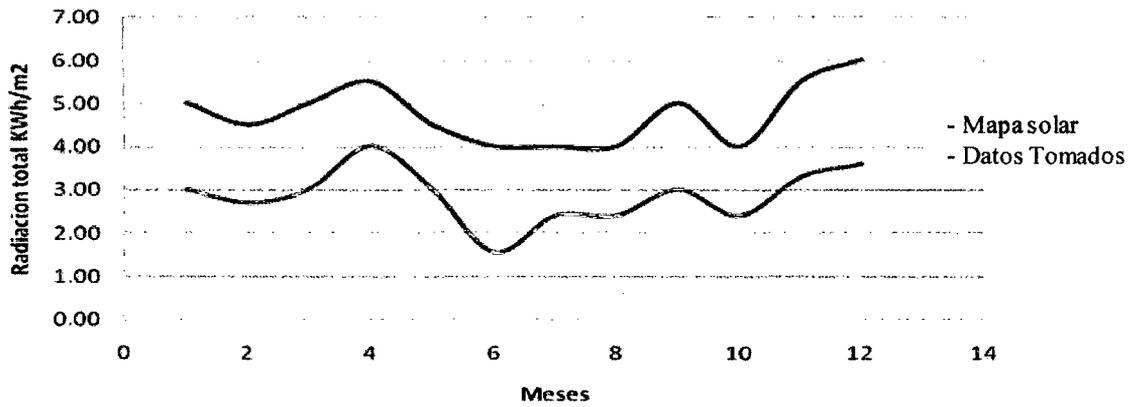


Figura N° 8: Comparación de radiación de energía solar entre el Atlas Solar y Mediciones insitu.

Fuente: Elaboración propia

## V.- DISCUSION LOS RESULTADOS

- Las energías renovables evaluadas la más favorable por el menor costo de inversión es la Energía Solar Fotovoltaica (S/55.917.90) a comparación de la Energía eólica (S/.127,749.51) y red eléctrica (S/.377,680.00), es decir la energía eólica y red eléctrica es mayor de 2.28 y 6.75 veces respectivamente con referencia a la energía Solar
- El consumo de energía en la comunidad de Cerro blanco durante los 20 años se incrementa alrededor de 770 kWh año debido al incremento de habitantes en la comunidad y por lo tanto lotes a electrificar.
- En la evaluación del VAN y TIR en las energías renovables evaluadas, son actualmente negativos por tal motivo no se retorna la inversión inicial.
- El costo de energía que pagaría el usuario sería la Energía Solar (S/. 1.86) a comparación de la Energía eólica (S/.4.54) y red eléctrica (S/.14.42), es decir la energía eólica y red eléctrica es mayor de 2.44 y 7.75 veces respectivamente con referencia a la energía Solar
- La irradiación solar en la comunidad está alrededor de  $300 \frac{W}{m^2}$  a  $700 \frac{W}{m^2}$  y en un promedio de  $468 \frac{W}{m^2}$ .

➤ La velocidad de viento en la comunidad está alrededor de  $1.5 \frac{m}{s}$  a  $7 \frac{m}{s}$

y en un promedio de  $4 \frac{m}{s}$ .

➤ La energía hidráulica, presenta desventajas por el impacto ambiental a realizar represas, y en la comunidad Cerro Blanco esto no es posible debido a que inundaría terreno de cultivo de la población. Este recurso se está volviendo inestable debido a que depende del clima, donde en algunas zonas del Perú se han observado ríos que siempre tenían agua actualmente se están secando debido al cambio climático y el acelerado deshielo de las cordilleras.

➤ La energía de biomasa, presenta desventajas por causar destrucción del ecosistema, desplazando los cultivos tradicionales por cultivos biocarburantes (caña de azúcar y semillas aceitosas). La masificación de estos productos podrían ocasionar el aumento de precios alimenticios.

## **VI. CONCLUSIONES**

- La energía más favorable para la electrificación rural en la Comunidad la Cerro Blanco es la Energía Solar Fotovoltaica, obteniendo un costo de 1.81 S/kwh que es una tarifa menor que las otras energías evaluadas.
- La medición de la irradiación del sol y la velocidad del viento son más altas que los datos obtenidos del SENAMHI, esto es debido a que no se tiene una estación permitente en esa zona.
- Ninguna de las energías renovables evaluadas son rentables ya que la tasa interna de retorno y tir no son negativos, es decir no recuperan la inversión inicial a través del tiempo.
- Los sistemas fotovoltaicos son económicamente viables para aplicaciones de un consumo de energía relativamente bajo, lo cual se presenta en zonas rurales.
- La energía más favorable para la electrificación rural en la Comunidad la Cerro Blanco es la Energía Solar Fotovoltaica, por tener mayor disponibilidad en el lugar a comparación de las otras fuentes de energías renovables, con una irradiación promedio anual de 468 w/m<sup>2</sup>.

## **VII. RECOMENDACIONES**

- Debido a la geografía del país, el tendido de energía eléctrica es muy costoso, por lo que en las zonas rurales se recomienda el uso de sistemas fotovoltaicos como generador de electricidad.
  
- Tener un plan de sostenibilidad y mantenimiento del sistema fotovoltaico.
  
- Para la generación de electrificación por medio de Energías Renovables se tiene que haber un comité de electrificación para el mantenimiento de los paneles y el pago de la energía.
  
- Para realizar esta instalación en la comunidad se tiene que dar capacitación a la municipalidad para poder tomar todas las medidas del caso.
  
- Evaluar la exoneración del pago de impuestos arancelarios por importación de equipos relacionados con sistemas fotovoltaicos

## VIII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- 1.- Confiabilidad de los sistemas fotovoltaicos autónomos en la electrificación rural – Publicado 2007 (Universidad politécnica de Madrid – España, Pag 15, 20).
- 2.- Energía no renovable (Enciclopedia wikipedia) Enero 2012
- 3.- Grado de Electrificación del Perú 2007-212 Publicado por el Ministerio de Energía y Minas, pag 5.
- 4.- Manual de Sistema Fotovoltaico “Energía Solar Fotovoltaica una opción para la electrificación rural” – publicado por el ITGD
- 5.- Manual de Uso de la Energía Solar – Publicado por el Ministerio de Energía y Minas año 2003
- 6.- Estudio de Factibilidad de Energía Geotérmica en el Perú (Publicado 2008 por el Ministerio de Energía y Minas - [www.mimen.gob.pe](http://www.mimen.gob.pe))
- 7.- Plan de Electrificación Rural 2005 – 2014 – Publicado por el Ministerio de Energía y Minas.( [www.mimen.gob.pe](http://www.mimen.gob.pe), (fecha de ingreso 01/01/2012)
- 8.- Portal el Peruano – compendio de normas ([www.elperuano.gob.pe](http://www.elperuano.gob.pe))
- 9.- Riasef (Red iberoamericana para aplicaciones sustentables de la energía fotovoltaica) (fecha de ingreso 01/01/2012)
- 10.- Seminario: Energía para el Área Rural – Electrificación fotovoltaica a base de Energía Fotovoltaica en el Perú. Publicado por CERUNI el año 2010.
- 11.- Höhne Niklas et. al. Consistency of policy instruments - How the EU could move to a -30% greenhouse gas reduction target. Ecofys / Climate Strategies. Abril, 2011 ([www.greenpeace.org/espana/Global/.../inversiones-verdes.pdf](http://www.greenpeace.org/espana/Global/.../inversiones-verdes.pdf)–España)

- 12.- Diario Oficial el peruano. Ley de promoción y utilización de recursos energéticos renovables no convencionales en zonas rurales, aisladas y de frontera del país, Ley N° 28546 publicada el 16 de junio de 2005.
- 13.- [cambioclimatico.minam.gob.pe/ley-nº-28546-ley-de-promocion-y- ...](http://cambioclimatico.minam.gob.pe/ley-nº-28546-ley-de-promocion-y-...)
- 14.- Diario Oficial el peruano. Ley electrificación rural y de localidades aisladas y de frontera. Ley N° 28749.
- 15.- [www.mef.gob.pe/contenidos/presu.../RD003\\_2009EF7601.pdf](http://www.mef.gob.pe/contenidos/presu.../RD003_2009EF7601.pdf) (fecha de ingreso 01/01/2012)
- 16.- Atlas Solar, publicado por [www.Senhami.gob.pe](http://www.Senhami.gob.pe) en el año 2003
- 17.- Atlas Eólico, publicado por [www.Senhami.gob.pe](http://www.Senhami.gob.pe) en el año 2010
- 18.- [www.Censolar.com](http://www.Censolar.com) (fecha ingreso agosto 2010)
- 19.- [www.uni.edu.pe](http://www.uni.edu.pe) (fecha ingreso agosto 2010)
- 20.- <http://213.227.43.173/variados/asesora/EFOTOV.PDF> (fecha ingreso agosto 2010)
- 21.- Diario Oficial el peruano. Decreto Legislativo N° 1065, Ley que modifica la Ley General de Residuos sólidos N° 27314, publicada el 28/06/08
- 22.- Diario Oficial el peruano. Ley electrificación rural y de localidades aisladas y de frontera. Ley N° 27744 publicado 2002-05-30
- 23.- Diario Oficial el peruano. Ley fondo de compensación social eléctrica (fose), Ley N° 275.010 publicada el 1 marzo 2011
- 24.- Diario Oficial el peruano. Ley general de electrificación rural, Ley N° 28749 publicada el 3 mayo 2007 – 2006
- 25.- Diario Oficial el peruano. Ley General del ambiente, Ley N° 28611. Art.67, publicada el 15 de Octubre 2005

# **ANEXOS**

# **ANEXOS I**



## ANEXO I – B: Población estimada y tasa de crecimiento en ciudad por departamento 2012 y 2013

Anexos



Departamento	Ciudad	Población		Incremento 2013 - 2012	
		2012	2013	ABS.	(%)
	<b>Total</b>	<b>16 612 015</b>	<b>16 859 301</b>	<b>247 286</b>	<b>1,5</b>
Amazonas	Chachapoyas	27 986	28 618	632	2,3
Áncash	Huaraz	117 774	120 822	3 048	2,6
	Chimbote 1/	361 291	364 599	3 308	0,9
Apurímac	Abancay	57 787	58 132	345	0,6
Arequipa	Arequipa	844 407	852 807	8 400	1,0
Ayacucho	Ayacucho	170 750	174 080	3 330	2,0
Cajamarca	Cajamarca	204 543	211 608	7 065	3,5
Cusco	Cusco	405 842	413 006	7 164	1,8
Huancavelica	Huancavelica	45 649	46 389	740	1,6
Huánuco	Huánuco	168 548	170 751	2 203	1,3
Ica	Ica	236 772	239 363	2 591	1,1
	Chincha Alta 1/	169 237	171 916	2 679	1,6
	Pisco 1/	103 638	104 011	373	0,4
Junín	Huancayo	353 535	357 279	3 744	1,1
La Libertad	Trujillo	765 495	776 873	11 378	1,5
Lambayeque	Chiclayo	583 159	588 995	5 836	1,0
Lima	Lima Metropolitana 2/	9 437 493	9 585 636	148 143	1,6
Loreto	Iquitos	422 055	427 367	5 312	1,3
Madre De Dios	Puerto Maldonado	67 953	70 146	2 193	3,2
Moquegua	Moquegua	57 906	58 782	886	1,5
	Ilo 1/	64 604	65 543	939	1,5
Pasco	Cerro De Pasco	67 174	66 886	-288	-0,4
Piura	Piura	417 892	424 124	6 232	1,5
	Sullana 1/	196 102	197 869	1 767	0,9
	Talara 1/	90 731	90 764	33	0,0
Puno	Puno	134 573	136 635	2 062	1,5
	Juliaca 1/	254 175	260 607	6 432	2,5
San Martín	Moyobamba	51 323	53 003	1 680	3,3
	Tarapoto 1/	134 804	137 923	3 119	2,3
Tacna	Tacna	279 750	284 244	4 494	1,6
Tumbes	Tumbes	107 476	108 902	1 426	1,3
Ucayali	Pucallpa	211 591	211 611	20	0,0

1/ Por la magnitud de la población se considera a las dos ciudades más grandes en los departamentos de Áncash (Huaraz y Chimbote), Ica (Ica, Chincha Alta y Pisco), Moquegua (Moquegua e Ilo), Piura (Piura, Sullana y Talara), Puno (Puno y Juliaca) y San Martín (Moyobamba y Tarapoto).

2/ Comprende la provincia de Lima y la Provincia Constitucional del Callao.

Fuente: INEI - Perú: Estimaciones y Proyecciones de población total y por sexo de las ciudades principales, 2000-2015.

## ANEXO I – C: Alumbrado Publico en zonas urbanas y rurales

### 3.3. Alumbrado de zonas urbano rurales y rurales

De acuerdo a la clasificación de OSINERG se considera zonas urbano-rurales aquellas que pertenecen al Sector de Distribución Típico 3 y zonas rurales aquellas que pertenecen al Sector de Distribución Típico 4.

Las zonas a iluminar se determinará de acuerdo a los puntos de iluminación resultantes según lo siguiente:

- 3.3.1 Se determina un consumo de energía mensual por alumbrado público de acuerdo a la formula:

$$CMAP = KALP \times NU$$

Donde:

CMAP : Consumo mensual de alumbrado público en KWh

KALP : Factor de AP en KWh/usuario-mes

NU : Número de usuarios

Los Factores KALP los determinará OSINERG de acuerdo a la siguiente tabla:

**Tabla V**  
**Factores KALP**

Sector Típico – Segmento	Factor KALP
3 - Segmento A	8.7
3 - Segmento B	7.1
4	4.6

## ANEXO I – D: Personas por cada en Region Geografica

**En los proyectos de electrificación rural, la alternativa de solución es única y consiste en brindar el servicio de energía eléctrica para servicio doméstico, pero es necesario analizar las alternativas tecnológicas más apropiadas.**

### c) Persona por hogar en el área rural

Resulta de la división de la población beneficiaria entre el número de hogares a electrificar según el PIP. Este valor debe sustentarse sobre la base de encuestas. En el siguiente cuadro se indica referencialmente el número de personas por hogar obtenido del último Censo de Población y Vivienda del INEI, por región geográfica.

*Cuadro N° 1*

Región geográfica	Persona / Hogar
Costa	4.2
Sierra	3.9
Selva	4.6

## ANEXO I – E: Consumo de energía en Region geografica

*Cuadro N° 2*

Región geográfica	Consumo de energía por AD (Kwh-mes)	
	Tipo I	Tipo II
Costa	19 a 30	10 a 18
Sierra	17 a 25	8 a 16
Selva	20 a 35	12 a 20

Fuente: Muestra de PIP de SER declarados viables durante los últimos 3 años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.

e) Tasa de crecimiento poblacional (r%)

La población se proyecta con la tasa de crecimiento intercensal para el distrito donde se localiza el proyecto, según los censos de población y proyecciones del INEI.

f) Tasa de crecimiento de los consumos de energía por abonado doméstico (i%)

Se obtiene a partir de información histórica de la empresa concesionaria relacionada con áreas similares al PIP. Los Valor Referenciales por tipo de localidad se presentan a continuación:

*Cuadro N° 3*

Descripción	Tipo I	Tipo II
Tasa de Crecimiento de Consumo de Energía	1.5 a 2%	1 a 1.5%

Fuente: Muestra de PIP de SER declarados viables durante los últimos 3 años, registrados en el Banco de Proyectos del SNIP.

### ANEXO I-F

Distribución de las Viviendas según Tipo de Consumidor

Tipo Consumidor	Viviendas	Porcentaje
Doméstico	10	83.33%
Comercial	0	0.00%
Industrial	0	0.00%
Uso General	2	16.67%
Cargas Especiales	0	0.00%
<b>Total</b>	<b>12</b>	<b>100.00%</b>

Fuente: Visita de Campo.

### ANEXO I-G

Consumo de Áreas Similares (promedio mensual últimos seis meses)

Reporte 1	Localidad	Sector	Consumo Promedio mensual de la localidad (kWh)	N° de Lotes	Consumo promedio mensual por Lote (kWh /Mes)	Consumo promedio anual por lote (kWh /Año)
Reporte 1	Andabamba	Andabamba	1440.00	120	12.00	144.00
Reporte 2	Andabamba	Andabamba	1656.00	120	13.80	165.60
Reporte 3	Andabamba	Andabamba	1557.60	120	12.98	155.76
Reporte 4	Andabamba	Sector A	676.90	70	9.67	116.04

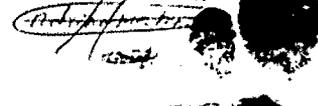
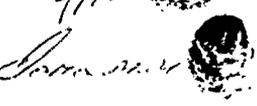
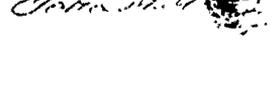
Consumo de energía promedio de un lote	12.11	146.00
--	-------	--------

FUENTE: PROYECTO DE ELECTRIFICACION DE CULLUNMAYO - CAJAMARCA

# ANEXO I – H: Beneficiarios de Localidades de Cerro Blanco

## BENEFICIARIOS LOCALIDAD CERRO BLANCO

### Perfil Electrificación

NOMBRE	D.N.I.	FIRMA
1.- MARIA PERA ROSALES	32 27 65 50	
2.- IRMA BUIZA MENDOZA	30 30 78 45	
3.- ALEJANDRO MESTANZA PERA	32 91 49 17	
4.- JOSE CARLOS MESTANZA PERA	43 41 92 27	
5.- ADRIAN MESTANZA PERA	31 77 87 08	
6.- GABINO PINEDO ALVA	50 55 63 60	
7.- ZENON OCAÑA OBREGON	52 11 57 69	
8.- JOSE FLORES PASHANASHI	45 14 41 46	
9.- MELECIO QUIÑONES BORJA		
10.- CLARA MENDOZA MORENO	33 25 64 41	

# **ANEXOS II**

**ANEXO II - A: PRESUPUESTO ALTERNATIVA DE ENERGIA NO RENOVABLE  
PRECIOS PRIVADOS**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>S/.</b>
<b>A)</b>	<b>COSTOS DE INVERSION</b>	
<b>1.00</b>	<b>Intangibles</b>	<b>18,000</b>
	Estudios	8,000
	Constancia CIRA	10,000
	Expediente Técnico de servidumbre	-
<b>2.00</b>	<b>Activos Fijos</b>	<b>291,003</b>
<b>2.10</b>	<b>Inversión en Activo Fijo: Red Primaria y Subestaciones</b>	<b>242,900</b>
	Suministro de Materiales Nacionales	127,507
	Montaje Electromecánico	105,192
	Transporte	10,201
<b>2.20</b>	<b>Inversión en Activo Fijo: Red Secundaria y Acometidas Domic.</b>	<b>13,662</b>
	Suministro de Materiales Nacionales	9,811
	Montaje Electromecánico	3,066
	Transporte	785
<b>2.30</b>	<b>Inversión en Activo Fijo: Conexiones domiciliarias</b>	<b>34,441</b>
	Suministro de Materiales Nacionales	21,599
	Montaje Electromecánico	11,114
	Transporte	1,728
	<b>Total Activos Fijos (Costo Directo)</b>	<b>291,003</b>
<b>3.00</b>	<b>Gastos Generales + Utilidades (19% de 2.00)</b>	<b>58,201</b>
<b>4.00</b>	<b>COSTO TOTAL OBRA (2.00+3.00)</b>	<b>349,204</b>
<b>5.00</b>	Gastos preoperativos	-
<b>6.00</b>	Imprevistos	-
<b>7.00</b>	Supervisión y Liquidación	10,476
<b>8.00</b>	<b>Sub Total Antes de Impuestos (1.00+4.00+5.00+6.00+7.00)</b>	<b>377,680</b>
<b>9.00</b>	<b>IGV (18%)</b>	<b>67,982.36</b>
<b>10.00</b>	<b>TOTAL (8.00)</b>	<b>445,662.16</b>

**ANEXO II - B: COSTO DEGREGADOS**

DEPTO : **ANCASH**  
 PROVINCIA : **SANTA**  
 DISTRITO : **SANTA**  
 LOCALIDAD : **CERRO BLANCO**

ITEM	DESCRIPCION	LINEAS PRIMARIAS (S/.)	REDES PRIMARIAS (S/.)	REDES SECUNDARIAS (S/.)	TOTAL (S/.)
I	SUMINISTRO DE MATERIALES	127,507.15	9,811.18	21,599.09	158,917.42
II	MONTAJE ELECTROMECHANICO	105,191.80	3,066.03	11,114.43	119,372.26
III	TRANSPORTE DE MATERIALES	10,200.57	784.89	1,727.93	12,713.39
IV	TOTAL COSTO DIRECTO	<b>242,899.52</b>	<b>13,662.10</b>	<b>34,441.45</b>	<b>291,003.07</b>
V	GASTOS GENERALES (10%)	24,289.95	1,366.21	3,444.14	29,100.30
VI	UTILIDADES (10%)	24,289.95	1,366.21	3,444.14	29,100.30
VII	SUB TOTAL	<b>291,479.42</b>	<b>16,394.53</b>	<b>41,329.73</b>	<b>349,203.67</b>
VIII	I.G.V. (18%)	52,466.30	2,951.01	7,439.35	62,856.66
	<b>COSTO TOTAL</b>	<b>343,945.72</b>	<b>19,345.54</b>	<b>48,769.08</b>	<b>412,060.34</b>
<b>*RESUMEN COSTO TOTAL EN \$</b>		<b>127,387.30</b>	<b>7,165.01</b>	<b>18,062.62</b>	<b>152,614.94</b>

## VALOR REFERENCIAL

### ANEXO II - C: COSTO DEGREGADO DE LINEAS PRIMARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA – SANTA - ANCASH

ITEM	DESCRIPCION	TOTAL SOLES (S /.)
A	SUMINISTRO DE MATERIALES	126,445.46
B	MONTAJE ELECTROMECANICO	105,101.79
C	TRANSPORTE (8% DE SUMINISTROS DE MATERIALES)	10,115.64
D	COSTO DIRECTO ( C.D. )	241,662.89
E	GASTOS GENERALES ( 10 % )	24,166.29
F	UTILIDADES (10% )	24,166.29
G	SUB-TOTAL	289,995.47
H	I.G.V. (18 %)	52,199.18
<b>COSTO TOTAL S/.</b>		<b>342,194.65</b>

**ANEXO II - D: COSTO DEGREGADO DE LINEAS PRIMARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

**Seccion Línea Primaria**

Distrito : SANTA  
 Provincia : SANTA  
 Departamento : ANCASH

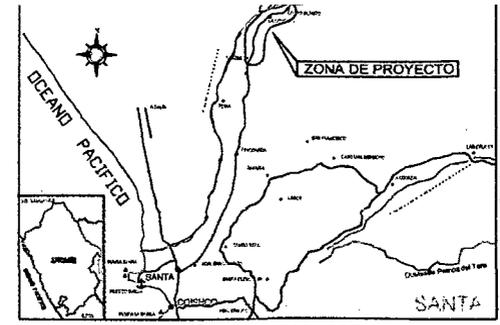
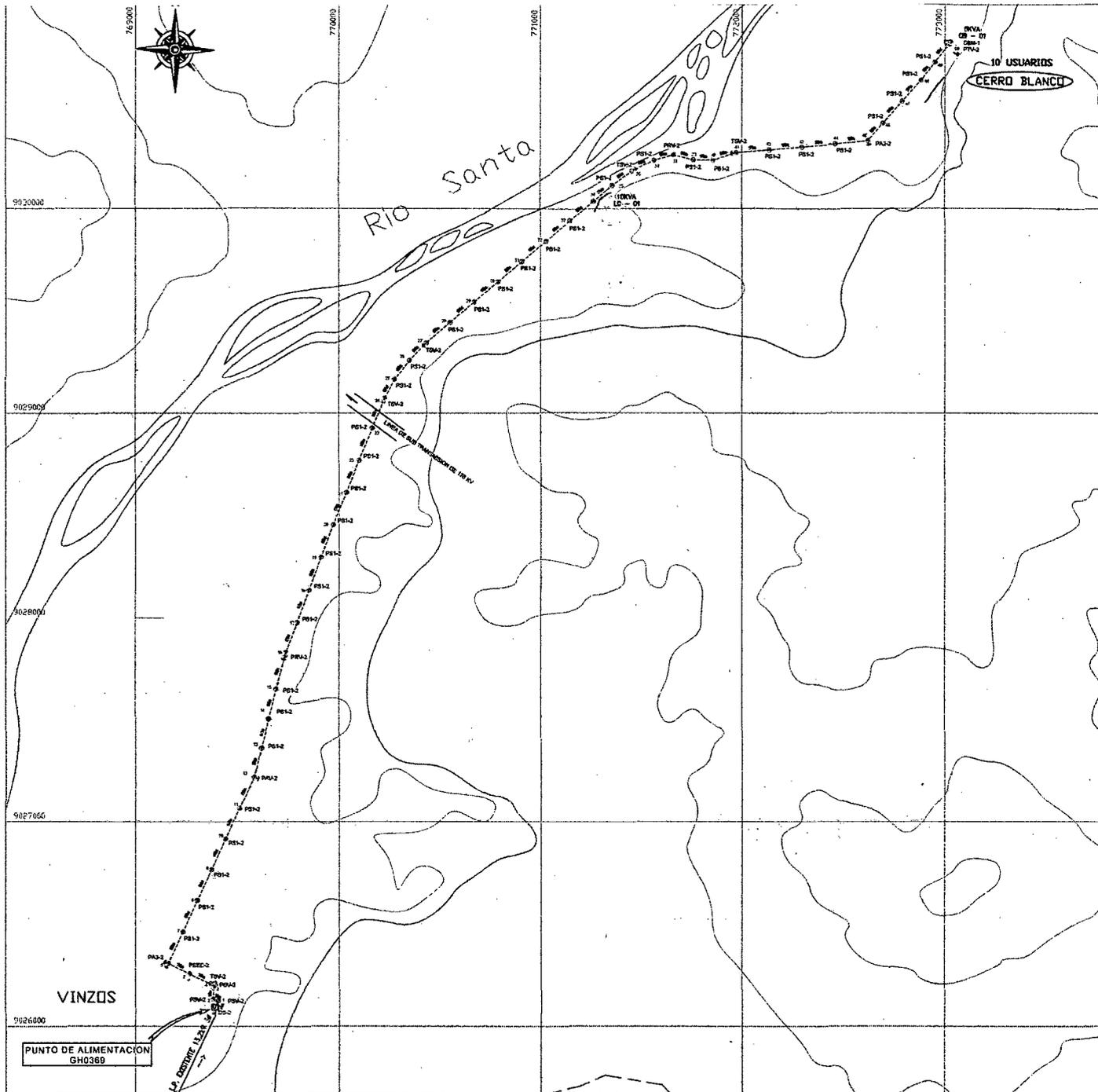
Item	Descripción	Unidad	Precio Unit. ( S/.)	TOTAL	
				Cant.	Costo
<b>I</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>				
<b>1.00</b>	<b>POSTE DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO</b>				
1.01	POSTE DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO DE 13 m /300 daN	u	1050.00	28.00	29,400.00
1.02	POSTE DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO DE 13 m /400 daN	u	1250.00	22.00	27,500.00
1.03	MENSULAS DE C.A.V DE 1,00	u	75.00	24.00	1,800.00
1.04	MENSULA PALOMILLA DE C.A.V. DE 1,30/250	u	85.00	1.00	85.00
1.05	CRUCETA SIMETRICA DE C.A.V. DE 2m DE LONGITUD	u	110.63	34.00	3,761.42
	<b>SUB - TOTAL 2 :</b>				<b>62,546.42</b>
<b>2.00</b>	<b>AISLADOR TIPO PIN Y ACCESORIOS</b>				
2.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN DE 15 Kv(Vmin) CON ESPIGA A"G PARA CRUCETA DE POSTE	u	173.25	88.00	15,246.00
	<b>SUB - TOTAL 3 :</b>				<b>15,246.00</b>
<b>3.00</b>	<b>AISLADORES TIPO SUSPENSION Y ACCESORIOS</b>				
3.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION DE 24 Kv CON HERRAJE DE F"G	u	66.30	24.00	1,591.20
	<b>SUB - TOTAL 4 :</b>				<b>1,591.20</b>
<b>4.00</b>	<b>CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO</b>				
4.01	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 35 mm2	km	2041.60	14.04	28,664.06
	<b>SUB - TOTAL 6 :</b>				<b>28,664.06</b>
<b>6.00</b>	<b>ACCESORIOS PARA CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO</b>				
5.01	VARILLA DE ARMAR PREFORMADA SIMPLE PARA CONDUCTOR DE 35 mm2	u	9.36	90.00	842.49
5.02	GRAPA DE DOBLE VIA DE ALUMINIO PARA CONDUCTOR DE 35 mm2	u	3.39	16.00	54.21
5.03	GRAPA DE ANGULO PARA CONDUCTOR DE 35 mm2	u	21.34	4.00	85.36
5.04	GRAPA DE ANCLAJE PARA CONDUCTOR DE 35 mm2	u	42.35	24.00	1,018.40
5.05	ALAMBRE DE AMARRE ALUMINIO RECOCIDO DE 16 mm2	m	1.35	225.00	304.43
5.06	CINTA PLANA PARA ARMAR	m	2.18	24.00	51.74
	<b>SUB - TOTAL 7 :</b>				<b>2,364.63</b>
<b>7.00</b>	<b>MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS</b>				
7.01	PERNO DE A"G DE 16 mm f x 406 mm, PROVISTO DE TUERCA Y CONTRATUERCA	u	16.17	59.00	954.03
7.02	PERNO OJO A"G DE 16mmØ x 203mm, CON TUERCA Y CONTRATUERCA	u	10.93	4.00	43.74
7.03	PERNO OJO A"G DE 16mmØ x 254mm, CON TUERCA Y CONTRATUERCA	u	11.99	20.00	239.80
7.04	TUERCA-OJO PARA PERNO DE 16 mm f	u	8.32	4.00	33.28
7.05	ARANDELA CUADRADA PLANÁ DE Ao Go DE 57 x 57 x 5, 18 mm DIA DE AGUJERO	u	1.58	8.00	12.67
7.06	ARANDELA CUADRADA CURVA DE Ao Go DE 57 x 57 x 5, 18 mm DIA DE AGUJERO	u	1.97	158.00	311.10
	<b>SUB - TOTAL 10 :</b>				<b>1,594.60</b>
<b>8.00</b>	<b>RETENIDAS Y ANCLAJES</b>				
8.01	CABLE DE ACERO GRADO SIEMENS MARTIN, DE 10 mm f	m	4.43	156.00	691.55
8.02	MORDAZA PREFORMADA DE A" G" PARA CABLE DE 10 mm f	u	9.36	48.00	449.33
8.03	ALAMBRE DE A" G" Nº 12 PARA ENTORCHADO	m	0.77	24.00	18.48
8.04	ARANDELA DE ANCLAJE, DE A" G", 102 x 102 x 5 mm, AGUJERO DE 18 mm f	u	6.24	12.00	74.84
8.05	ARANDELA CUADRADA CURVA DE A" G", 57 x 57 x 5 mm, AGUJERO DE 18 mm f	u	1.97	24.00	47.26
8.06	BLOQUE DE CONCRETO DE 0,40 x 0,40 x 0,15 m	u	32.00	12.00	384.00
8.07	AISLADORES DE PORCELANA DE TRACCION, CLASE ANSI 54-2	u	16.17	12.00	194.04
	<b>SUB - TOTAL 11 :</b>				<b>1,859.60</b>
<b>9.00</b>	<b>MATERIAL PARA PUESTA A TIERRA</b>				
9.01	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO CABLE TEMPLE BLANDO 25 mm2.	m	9.63	859.00	8,267.88
9.02	VARILLA COPPERWELD 16mm Ø(5/8")Øx2.40m	u	59.84	1.00	59.84
9.03	CONECTOR DE COBRE TIPO PERNO PARTIDO 25 mm2 (SPLIT BOLT)	u	6.78	57.00	388.23
9.04	SUELO ARTIFICIAL	u	57.75	1.00	57.75
9.05	TUBO PLASTICO DE PVC SAP, DE 19 mm Ø x 1.5m DE LONGITUD	u	3.68	49.00	179.49
9.06	CAJA DE REGISTRO DE CONCRETO ARMADO CON TAPA	u	43.56	1.00	43.56
9.07	TIERRA NEGRA VEGETAL CERNIDA COMPACTADA	m3	34.85	49.50	1,715.18
9.08	PLANCHA DOBLADA DE COBRE PARA TOMA A TIERRA DE ESPIGAS Y/O PERNOS	u	10.40	112.00	1,164.24
9.09	CONECTOR DE ALEACION DE COBRE PARA ELECTRODO DE 16 mm Ø, TIPO AB	u	5.01	1.00	5.01
	<b>SUB - TOTAL 12 :</b>				<b>11,879.18</b>
<b>10.00</b>	<b>EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA</b>				
10.01	SECCIONADOR-FUSIBLE UNIPOLAR TIPO EXPULSION (CUT-OUT) DE 27 KV,100 A.	u	348.70	2.00	697.40
10.02	FUSIBLE TIPO EXPULSION	u	6.24	2.00	12.47
	<b>SUB - TOTAL 13 :</b>				<b>709.87</b>
<b>TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES</b>			<b>S/.</b>		<b>126,445.46</b>

**ANEXO II - D: COSTO DEGREGADO DE LINEAS PRIMARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

**Seccion Línea Primaria**

Distrito : SANTA  
 Provincia : SANTA  
 Departamento : ANCASH

Item	Descripción	Unidad	Precio Unit.	TOTAL	
			( S/. )	Cant.	Costo
<b>II</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				
<b>1.00</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>				
1.01	REPLANTEO TOPOGRÁFICO Y UBICACIÓN DE ESTRUCTURAS EN LINEAS PRIMARIAS	km	786.88	6.82	5,433.01
1.02	INGENIERIA DE DETALLE (Incluye cálculos justificativos, diseño, elaboración de expediente conforme a obra y otros).	km	770.00	6.82	5,249.09
1.03	Obtención del Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos	km	2840.00	6.82	17,986.88
1.04	MONITOREO ARQUEOLOGICO	km	525.60	6.82	3,583.02
1.05	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS; Numeración, señales de seguridad y otros (Incluye suministro y pintado)	u	29.70	50.00	1,485.00
1.06	CARTEL PARA OBRA	u	1153.31	3.00	3,459.93
1.07	GESTION DE SERVIDUMBRE DE ELECTRODUCTO	km	792.00	6.82	5,399.06
1.08	DESPEJE DE ÁRBOLES DENTRO DE LA FRANJA DE SERVIDUMBRE	km	682.00	0.88	464.82
	<b>SUB - TOTAL 1 :</b>				<b>43,070.91</b>
<b>2.00</b>	<b>INSTALACION DE POSTES DE CONCRETO</b>				
2.01	TRANSPORTE POSTE DE CONCRETO DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	u	126.85	50.00	6,342.50
2.02	EXCAVACIÓN EN TERRENO NORMAL	m3	60.48	38.00	2,177.28
2.03	EXCAVACIÓN EN TERRENO ROCOSO	m3	148.41	4.00	593.64
2.04	IZADO DE POSTE DE CONCRETO 13 m	u	175.23	50.00	8,761.50
2.05	CIMENTACION, SOLADO, RELLENO Y COMPACTACIÓN DE POSTES C.A.C.	m3	255.63	32.50	8,307.98
	<b>SUB - TOTAL 3 :</b>				<b>26,182.90</b>
<b>3.00</b>	<b>INSTALACION DE RETENIDAS</b>				
3.01	EXCAVACIÓN EN TERRENO NORMAL	m3	60.48	15.01	907.80
3.02	EXCAVACIÓN EN TERRENO ROCOSO	m3	148.41	1.67	247.64
3.03	INSTALACIÓN DE RETENIDA INCLINADA	u	78.40	12.00	916.80
3.04	RELLENO Y COMPACTACIÓN PARA EL BLOQUE DE ANCLAJE	m3	75.94	16.88	1,266.88
	<b>SUB - TOTAL 4 :</b>				<b>3,339.12</b>
<b>4.00</b>	<b>MONTAJE DE ARMADOS</b>				
4.01	ARMADO TIPO PS1-2	lgo.	80.01	34.00	3,060.34
4.02	ARMADO TIPO PA2-2	lgo.	67.68	1.00	67.68
4.03	ARMADO TIPO PA3-2	lgo.	81.61	1.00	81.61
4.04	ARMADO TIPO PTV-2	lgo.	73.91	1.00	73.91
4.05	ARMADO TIPO DS-2	lgo.	31.57	1.00	31.57
4.06	ARMADO TIPO PSEC-2	lgo.	112.52	1.00	112.52
4.07	ARMADO TIPO PSV-2	lgo.	81.61	4.00	326.44
4.08	ARMADO TIPO PAV-2	lgo.	99.67	1.00	99.67
4.09	ARMADO TIPO PRV-2	lgo.	81.61	1.00	81.61
4.10	ARMADO TIPO TSV-2	lgo.	102.29	5.00	511.45
	<b>SUB - TOTAL 5 :</b>				<b>4,446.78</b>
<b>5.00</b>	<b>MONTAJE DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO</b>				
5.01	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR ALEACIÓN DE AL DE 35 mm <sup>2</sup> . POR FASE	km	942.67	14.04	13,235.09
	<b>SUB - TOTAL 6 :</b>				<b>13,235.09</b>
<b>6.00</b>	<b>INSTALACION DE PUESTA A TIERRA</b>				
6.01	EXCAVACIÓN PARA PUESTA A TIERRA EN TERRENO NORMAL	m3	60.48	44.55	2,694.38
6.02	EXCAVACIÓN PARA PUESTA A TIERRA EN TERRENO ROCOSO	m3	148.41	4.95	734.63
6.03	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-0	lgo.	49.87	48.00	2,393.76
6.04	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1	lgo.	68.55	1.00	68.55
6.05	RELLENO Y COMPACTACIÓN DE PUESTA A TIERRA	m3	91.72	49.50	4,540.14
	<b>SUB - TOTAL 8 :</b>				<b>10,431.46</b>
<b>7.00</b>	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>				
7.01	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS LINEAS PRIMARIAS	km	644.79	6.82	4,395.53
7.01	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS REDES PRIMARIAS	Loc	644.79		
	<b>SUB - TOTAL 10 :</b>				<b>4,395.53</b>
<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>			<b>S/.</b>		<b>105,101.79</b>



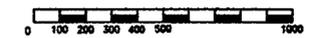
PLANO DE UBICACION  
ESCALA : 1/50000

LEYENDA

SIMBOLO	CANT	DESCRIPCION
—	-	L.P. 13,2 kV TRIFASICA AAAC 3 X 35 1912
---	6817m	L.P. 13,29 kV BIFASICA AAAC 2 X 35 1912 - PROYECTO
---	40m	R.P. 13,2 kV BIFASICA AAAC 2 X 35 1912 - PROYECTO
□	01	PLANTO DE ALIMENTACION
⊕	02	SUBSTACION BIFASICA MONOPOLTE
⊙	28	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/300/165/360
⊕	22	POSTE DE CONCRETO ARMADO 13/400/165/360
⌋	05	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1
⌋	12	RETENIDA INCLINADA
—	-	CARRETERA ASFALTADA
—	-	CARRETERA AFIRMADA
⊙	02	CASERIOS

NOTA: RP - Tramo de Red Primaria

ESC. : 1/10000  
(m)



PROYECTO: SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL DEL CASERIO DE CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH

PLANO: REDCORRIDO DE LA LINEA PRIMARIA, RED PRIMARIA Y PUNTO DE ALIMENTACION

LOCALIDAD: CERRO BLANCO

**METRADO Y VALOR REFERENCIAL**

**ANEXO II - G: COSTO DEGREGADO DE REDES PRIMARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

**Seccion Red Primaria**

Distrito : SANTA  
 Provincia : SANTA  
 Departamento : ANCASH

Item	Descripción	Unidad	Precio Unif. ( S/. )	TOTAL	
				Cant.	Costo
<b>I</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES</b>				
<b>1.00</b>	<b>POSTE DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO</b>				
1.01	POSTE DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO DE 13 m /400 daN	u	1250.00	1.00	1,250.00
1.02	MENSULA PALOMILLA DE C.A.V. DE 1,30/250	u	85.00	1.00	85.00
1.03	MEDIA LOZA DE 1,3 m	u	230.00	1.00	230.00
1.03	CRUCETA SIMETRICA DE C.A.V. DE 2m DE LONGITUD	u	110.83		
	<b>SUB - TOTAL 2 :</b>				<b>1,668.00</b>
<b>2.00</b>	<b>AISLADOR TIPO PIN Y ACCESORIOS</b>				
2.00	AISLADOR POLIMERICO TIPO PIN DE 15 Kv(Vmin) CON ESPIGA A"G PARA CRUCETA DE POSTE	u	173.25		
	<b>SUB - TOTAL 3 :</b>				
<b>3.00</b>	<b>AISLADORES TIPO SUSPENSION Y ACCESORIOS</b>				
3.01	AISLADOR POLIMERICO TIPO SUSPENSION DE 24 Kv CON HERRAJE DE F"Q"	u	66.30	2.00	132.60
	<b>SUB - TOTAL 4 :</b>				<b>132.60</b>
<b>4.00</b>	<b>CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO</b>				
4.01	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 35 mm2	km	2041.60	0.08	163.33
	<b>SUB - TOTAL 6 :</b>				<b>163.33</b>
<b>5.00</b>	<b>ACCESORIOS PARA CONDUCTOR DE ALEACION ALUMINIO</b>				
5.00	GRAPA DE DOBLE VIA DE ALUMINIO PARA CONDUCTOR DE 35 mm2	u	3.39		
5.01	GRAPA DE ANCLAJE PARA CONDUCTOR DE 35 mm2	u	42.35	2.00	84.70
5.01	ALAMBRE DE AMARRE ALUMINIO RECOCIDO DE 18 mm2	m	1.35		
5.02	CINTA PLANA PARA ARMAR	m	2.16	2.00	4.31
	<b>SUB - TOTAL 7 :</b>				<b>89.01</b>
<b>7.00</b>	<b>MATERIAL DE FERRETERIA PARA POSTES Y CRUCETAS</b>				
7.01	PERNO DE A"G DE 16 mm f x 203 mm, PROVISTO DE TUERCA Y CONTRATUERCA		5.47	4.00	21.87
7.02	PERNO DE A"G DE 16 mm f x 508 mm, PROVISTO DE TUERCA Y CONTRATUERCA	u	11.58	1.00	11.56
7.03	PERNO DE A"G DE 16 mm f x 408 mm, PROVISTO DE TUERCA Y CONTRATUERCA	u	18.17	1.00	18.17
7.03	PERNO OJO A"G DE 16mmØ x 203mm, CON TUERCA Y CONTRATUERCA		10.93		
7.04	PERNO OJO A"G DE 16mmØ x 254mm, CON TUERCA Y CONTRATUERCA		11.99	2.00	23.98
7.05	ARANDELA CUADRADA PLANA DE Ao Go DE 57 x 57 x 5, 18 mm DIA DE AGUJERO	u	1.58	4.00	6.34
7.06	ARANDELA CUADRADA CURVA DE Ao Go DE 57 x 57 x 5, 18 mm DIA DE AGUJERO	u	1.97	8.00	15.75
	<b>SUB - TOTAL 10 :</b>				<b>95.67</b>
<b>8.00</b>	<b>MATERIAL PARA PUESTA A TIERRA</b>				
9.01	CONDUCTOR DE COBRE DESNUDO CABLE TEMPLE BLANDO 25 mm2.	m	9.83	45.50	437.94
9.02	VARILLA COPPERWELD 16mm Ø(5/8")Øx2.40m	u	59.84	2.00	119.68
9.03	CONECTOR DE COBRE TIPO PERNO PARTIDO 25 mm2 (SPLIT BOLT)	u	6.78	3.00	20.33
9.04	SUELO ARTIFICIAL	u	57.75	2.00	115.50
9.05	TUBO PLASTICO DE PVC SAP, DE 18 mm Ø x 1.5m DE LONGITUD	u	3.68	2.00	7.33
9.06	CAJA DE REGISTRO DE CONCRETO ARMADO CON TAPA	u	43.58	2.00	87.12
9.07	TIERRA NEGRA VEGETAL CERNIDA COMPACTADA	m3	34.65	3.00	103.95
9.08	PLANCHA DOBLADA DE COBRE PARA TOMA A TIERRA DE ESPIGAS Y/O PERNOS	u	10.40	2.00	20.79
9.09	CONECTOR DE ALEACION DE COBRE PARA ELECTRODO DE 18 mm Ø, TIPO AB	u	5.01	2.00	10.01
	<b>SUB - TOTAL 12 :</b>				<b>922.66</b>
<b>10.00</b>	<b>EQUIPO DE PROTECCION Y MANIOBRA</b>				
10.01	SECCIONADOR-FUSIBLE UNIPOLAR TIPO EXPULSION (CUT-OUT) DE 27 KV,100 A.	u	348.70	2.00	697.40
10.02	FUSIBLE TIPO EXPULSION	u	6.24	2.00	12.47
	<b>SUB - TOTAL 13 :</b>				<b>709.87</b>
<b>11.00</b>	<b>TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCION</b>				
11.01	TRANSFORMADOR MONOFASICO DE 5 KVA: 13,20/48 - 0,23 KV (fase-fase doble bushing)	u	3169.10	1.00	3,169.10
	<b>SUB - TOTAL 14 :</b>				<b>3,169.10</b>
<b>12.00</b>	<b>TABLEROS DE DISTRIBUCION</b>				
12.01	TABLERO DE DISTRIBUCION COMPLETA PARA 6.E. MONOFASICA DE 5 kVA: 440-220 V	u	2728.00	1.00	2,728.00
	<b>SUB - TOTAL 15 :</b>				<b>2,728.00</b>
<b>13.00</b>	<b>CABLES DE ENERGIA DE BAJA TENSION</b>				
13.01	CABLE NYY, 1 KV, 1x16 mm2	m	7.67	30.00	235.95
	<b>SUB - TOTAL 16 :</b>				<b>235.95</b>
<b>TOTAL SUMINISTRO DE MATERIALES</b>			<b>S/.</b>		<b>9,811.18</b>

**METRADO Y VALOR REFERENCIAL**

**ANEXO II - G: COSTO DEGREGADO DE REDES PRIMARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

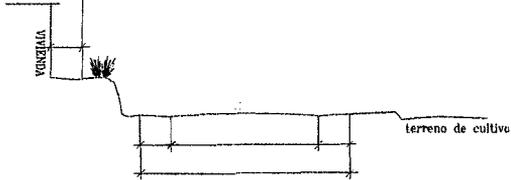
**Seccion Red Primaria**

Distrito : SANTA  
 Provincia : SANTA  
 Departamento : ANCASH

Item	Descripción	Unidad	TOTAL	
			Precio Unif. ( S/. )	Cant. Costo
<b>II</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECANICO</b>			
<b>1.00</b>	<b>OBRAS PRELIMINARES</b>			
1.01	REPLANTEO TOPOGRAFICO Y UBICACION DE ESTRUCTURAS EN LINEAS PRIMARIAS	km	798.98	0.04 31.88
1.02	INGENIERIA DE DETALLE (Incluye cálculos justificativos, diseño, elaboración de expediente conforme a obra y otros).	km	735.00	0.04 29.40
1.04	SEÑALIZACION DE ESTRUCTURAS; Numeración, señales de seguridad y otros (incluye suministro y pintado)	u	28.35	1.00 28.35
	<b>SUB - TOTAL 1 :</b>			<b>89.63</b>
<b>2.00</b>	<b>INSTALACION DE POSTES DE CONCRETO</b>			
2.01	TRANSPORTE POSTE DE CONCRETO DE ALMACEN A PUNTO DE IZAJE	u	126.85	1.00 126.85
2.02	EXCAVACIÓN EN TERRENO NORMAL	m3	60.48	0.72 43.55
2.03	EXCAVACIÓN EN TERRENO ROCOSO	m3	148.41	0.08 11.87
2.04	IZADO DE POSTE DE CONCRETO 13 m	u	175.23	1.00 175.23
2.05	CIMENTACION, SOLADO, RELLENO Y COMPACTACIÓN DE POSTES C.A.C.	m3	255.83	0.65 168.16
	<b>SUB - TOTAL 3 :</b>			<b>523.66</b>
<b>4.00</b>	<b>MONTAJE DE ARMADOS</b>			
4.01	ARMADO TIPO PTV-2	jgo.	73.91	1.00 73.91
4.01	ARMADO TIPO DT-2	jgo.	90.82	
4.02	ARMADO TIPO SBM-1	jgo.	393.78	1.00 393.78
	<b>SUB - TOTAL 5 :</b>			<b>487.67</b>
<b>5.00</b>	<b>MONTAJE DE CONDUCTORES DE ALEACION DE ALUMINIO</b>			
5.01	TENDIDO Y PUESTA EN FLECHA CONDUCTOR ALEACION DE AL DE 35 mm2, POR FASE	km	942.87	0.08 75.41
	<b>SUB - TOTAL 6 :</b>			<b>75.41</b>
<b>6.00</b>	<b>INSTALACION DE PUESTA A TIERRA</b>			
6.01	EXCAVACIÓN PARA PUESTA A TIERRA EN TERRENO NORMAL	m3	60.48	2.70 163.30
6.02	EXCAVACIÓN PARA PUESTA A TIERRA EN TERRENO ROCOSO	m3	148.41	0.30 44.52
6.03	INSTALACION DE PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1	jgo.	68.55	2.00 137.10
6.04	RELLENO Y COMPACTACIÓN DE PUESTA A TIERRA	m3	91.72	3.00 275.16
	<b>SUB - TOTAL 8 :</b>			<b>620.08</b>
<b>7.00</b>	<b>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</b>			
7.01	PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO DE LAS REDES PRIMARIAS	Loc	644.79	2.00 1,289.58
	<b>SUB - TOTAL 10 :</b>			<b>1,289.58</b>
<b>TOTAL MONTAJE ELECTROMECANICO</b>			<b>SI.</b>	<b>3,066.03</b>

### SECCIÓN VIAL

ESCALA: 1/1000



SECCIÓN VIAL

### LA LIBERTAD

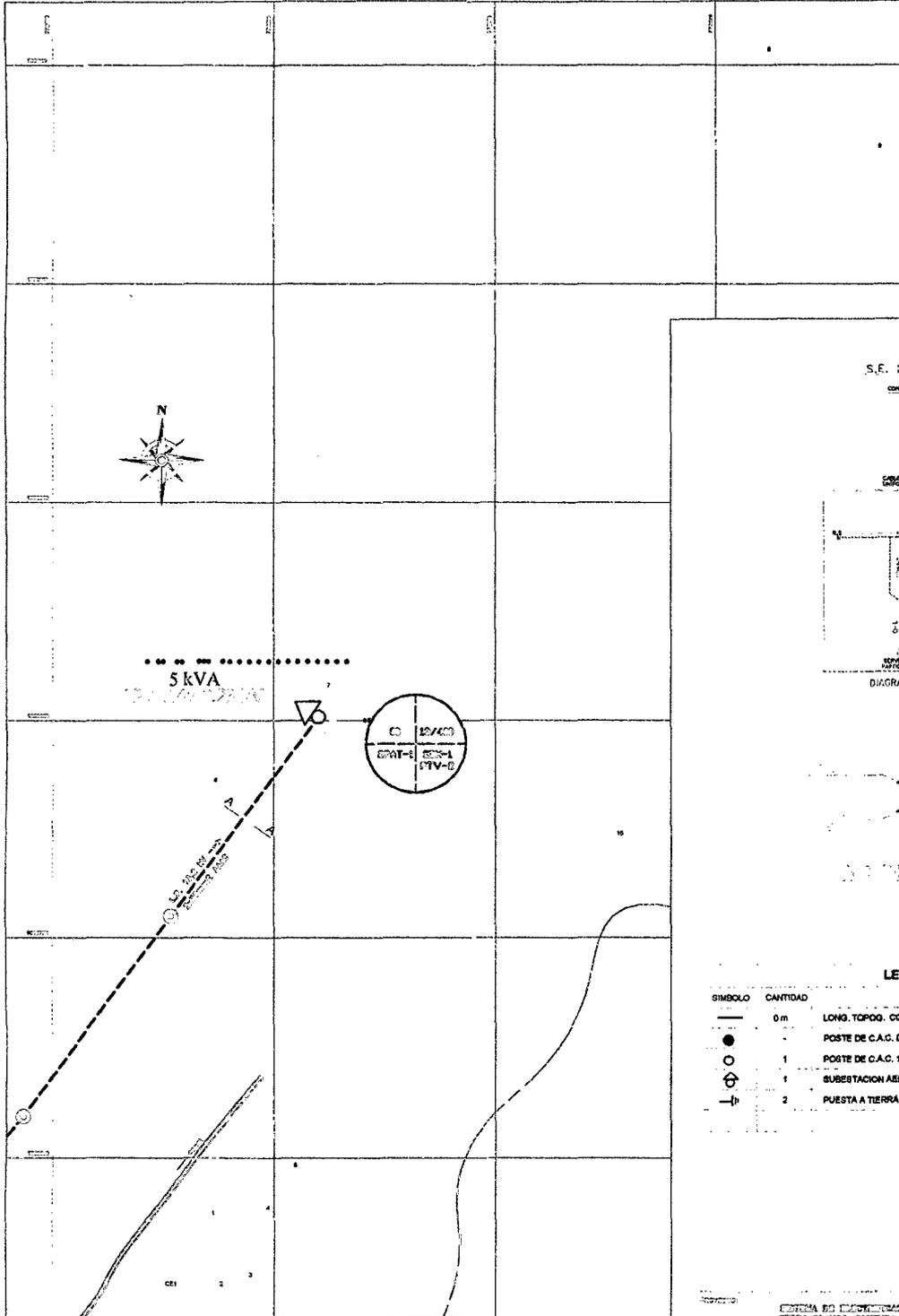
OCEANO PACIFICO

CERRO BLANCO

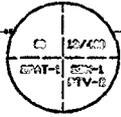


### PLANO DE UBICACION

ESCALA: 1/25000

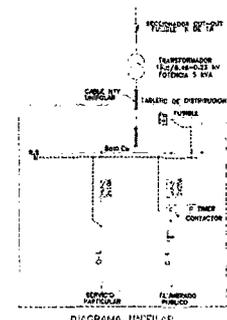


5 kVA



### S.E. N°01-5KV/1m

CONDUCTOR AAAC - 112.2 KV

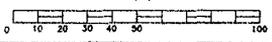


### DIAGRAMA UNIFILAR

### LEYENDA

SIMBOLO	CANTIDAD	DESCRIPCION
—	0 m	LONG. TOPOG. CONDUCTOR DESINVIDO DE AAAC 35 mm <sup>2</sup>
●	-	POSTE DE C.A.C. DE RED PRIMARIA EXISTENTE
○	1	POSTE DE C.A.C. 13/400125/340
⊙	1	SUBSTACION AEREA MONOPOSTE
⊥	2	PUESTA A TIERRA TIPO PAT-1

ESC. : 1/1000 (m)



RECORRIDO DE LA RED PRIMARIA

CERRO BLANCO

PAT-CO

**ANEXO II - I: COSTO DEGREGADO DE REDES SECUNDARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA  
- SANTA - ANCASH**

<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>TOTAL SOLES ( S / . )</b>
A	SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES	21,599.09
B	MONTAJE ELECTROMECHANICO	11,114.43
C	TRANSPORTE DE MATERIALES (8 %)	1,727.93
D	COSTO DIRECTO (C.D.)	34,441.45
E	GASTOS GENERALES (10% de C.D.)	3,444.15
F	UTILIDADES (10% del C.D.)	3,444.15
G	SUB-TOTAL	41,329.75
H	I.G.V. (18 %)	7,439.36
<b>COSTO TOTAL S/.</b>		<b>48 769.11</b>

**ANEXO II - J: COSTO DE GREGADO DE REDES SECUNDARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

**Redes de Distribución Secundaria, Acometidas Domiciliarias y Alumbrado Público**

Distrito : SANTA  
 Provincia : SANTA  
 Departamento : ANCASH

Item	Descripción de Partidas	Unidad	Metrado	Precio Unitario	Precio Total S/.
<b>I.</b>	<b>SUMINISTRO DE MATERIALES Y EQUIPOS</b>				
<b>1.00</b>	<b><u>POSTES DE CONCRETO</u></b>				
1.01	POSTE DE CONCRETO CENTRIFUGADO DE 8/200/2/120/240	u	11.00	410.00	4 510.00
1.02	POSTE DE CONCRETO CENTRIFUGADO DE 8/300/2/120/240	u	6.00	440.00	2 640.00
	<b>Sub-Total I</b>			S/.	<b>7 150.00</b>
<b>2.00</b>	<b><u>CABLES Y CONDUCTORES</u></b>				
2.01	CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO TIPO CAAI-S, de 3x16+1x16 mm2	m	610.28	5.55	3,387.05
2.02	CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO TIPO CAAI-S, de 3x16 mm2	m	145.23	4.34	630.30
2.03	CABLE AUTOPORTANTE DE ALUMINIO CAAI-S, de 2x16 mm2	m	164.80	3.12	514.18
2.04	CONDUCTOR DE Cu TIPO CAI, DE 3x10mm2 FORRADO AISLANTE XLPE	m	10.50	5.78	60.64
	<b>Sub-Total II</b>			S/.	<b>4 592.17</b>
<b>3.00</b>	<b><u>ACCESORIOS DE CABLES AUTOPORTANTES</u></b>				
3.01	GRAPA DE SUSPENSION ANGULAR PARA Ø CABLE: 2,7-6mm	u	10.00	12.65	126.50
3.02	GRAPA DE ANCLAJE VIAS PARALELA A°G°, 2 PERNOS Ø ANCLAJE 2,7-6mm	u	10.00	11.55	115.50
3.03	CONECTOR DE Cu TIPO COMPRESION	u	8.00	8.32	66.53
3.04	CORREA PLASTICA DE AMARRE, COLOR NEGRO	u	60.00	1.93	115.50
3.05	CINTA AUTOFUNDENTE PARA EXTREMO DE CABLE AUTOPORTANTE, C. NEGRO	m	1.50	3.47	5.20
3.06	CINTA AISLANTE N° 22 TECNOFAN	m	3.00	1.16	3.47
3.07	MANTA XLP TERMOCONTRACTIL	u	8.00	19.58	156.64
	<b>Sub-Total III</b>			S/.	<b>589.34</b>
<b>4.00</b>	<b><u>LUMINARIAS, LAMPARAS Y ACCESORIOS</u></b>				
4.01	PASTORAL DE TUBO AoGo PS/1,5m/0,72m/1.5°/15°	u	2.00	53.67	107.34
4.02	LUMINARIA COMPLETA CON EQUIPO PARA LAMPARA DE 50 W	u	2.00	253.00	506.00
4.03	LAMPARA DE VAPOR DE SODIO DE ALTA PRESION DE 50 W	u	2.00	44.00	88.00
4.04	CONECTOR DE Cu TIPO COMPRESION	u	4.00	4.43	17.71
4.05	PORTA FUSIBLE UNIPOLAR DE 5 A CON FUSIBLE DE 2 A	u	2.00	2.74	5.48
4.06	ABRAZADERA SIMPLE A° G° PARTIDA, DE 204mm x 38.1mm x 4.76 DIAM.	u	4.00	15.40	61.60
4.06	ABRAZADERA SIMPLE A° G° PARTIDA, DE 125mm x 38.1mm x 4.76 DIAM.	u	0.00	19.25	0.00
4.07	MANTA XLP TERMOCONTRACTIL	u	4.00	19.58	78.32
4.08	CONDUCTOR DE Cu RECOCIDO, TIPO N2XY, BIPOLAR, 2x2,5 mm2, CUBIERTA NEGRA	m	6.00	3.66	21.95
	<b>Sub-Total IV</b>			S/.	<b>886.40</b>
<b>5.00</b>	<b><u>RETENIDAS Y ANCLAJES</u></b>				
5.01	CABLE DE ACERO GRADO SIEMENS-MARTIN, 10 mm f, 7 HILOS	m	37.50	6.44	241.31
5.02	PERNO ANGULAR CON OJAL-GUARDACABO DE 203 mmX16 mm f	u	4.00	9.35	37.40
5.03	PERNO ANGULAR CON OJAL-GUARDACABO DE 305 mmX16 mm f	u	1.00	9.90	9.90
5.04	VARILLA ANCLAJE DE ACERO 16 mm Ø. x 1,80 m PROVISTO DE OJAL-GUARDACABO, T/CT	u	5.00	38.50	192.50
5.05	ARANDELA DE ANCLAJE DE ACERO DE 102 x102 x5 mm, AGUJERO DE 18 mm f	u	5.00	4.29	21.45
5.06	MORDAZA PREFORMADA DE ACERO PARA CABLE 10 mm Ø.	u	20.00	9.35	187.00
5.07	ARANDELA CUADRADA CURVA DE 57x57x5 mm, AGUJERO DE 18 mm f	u	10.00	1.45	14.52
5.08	BLOQUE DE CONCRETO ARMADO DE 0,40 x 0,40 x 0,15 m	u	5.00	32.00	160.00
	<b>Sub-Total V</b>			S/.	<b>864.08</b>
<b>6.00</b>	<b><u>ACCESORIOS DE FERRETERIA PARA ESTRUCTURAS</u></b>				
6.01	PERNO GANCHO, DE A° G°, DE 16 mm f x 203 mm CON ARANDELA FIJA, T/CT	u	14.00	10.93	153.08
6.02	PERNO GANCHO, DE A° G°, DE 16 mm f x 305 mm CON ARANDELA FIJA, T/CT	u	3.00	13.01	39.04
6.03	TUERCA-GANCHO DE A° G°, PARA PERNO DE 16 mm Ø	u	3.00	8.59	25.76
6.04	FLEJE DE ACERO INOXIDABLE DE 19 mm f PROVISTO DE HEBILLA	u	7.00	7.70	53.90
6.04	ARANDELA CUADRADA CURVA DE A° G°, 57 x 57 x 5 mm, AGUJERO DE 18 mm f	u	34.00	1.58	53.67
6.06	CAJA DE DERIVACION PARA ACOMETIDA DE POLICARBONATO, SISTEMA 440-220 (06 SALIDAS)	u	7.00	144.84	1 013.86
6.06	PORTALINEA UNIPOLAR DE A°G°, PROVISTO DE PIN DE 10 mm f	u	14.00	5.78	80.85
	<b>Sub-Total VI</b>			S/.	<b>1 420.16</b>

**ANEXO II - J: COSTO DEGREGADO DE REDES SECUNDARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

**Redes de Distribución Secundaria, Acometidas Domiciliarias y Alumbrado Público**

Distrito : SANTA

Provincia : SANTA

Departamento : ANCASH

Item	Descripción de Partidas	Unidad	Metrado	Precio Unitario	Precio Total S/.
<b>7.00</b>	<b><u>PUESTAS A TIERRA</u></b>				
7.01	ELECTRODO DE ACERO RECUBIERTO DE COBRE DE 16mm DE DIAM. x 2400mm DE LONG.	u	4.00	59.83	239.32
7.02	CONECTOR DE BRONCE TIPO AB PARA ELECTRODO DE 16mm DE DIAM.	u	4.00	5.01	20.02
7.03	REGISTRO DE CONCRETO DE INSPECCION DE PUESTA A TIERRA	u	4.00	30.80	123.20
7.04	TUBO PLASTICO DE PVC SAP, de 19 mm Ø x 1 m DE LONGITUD	u	4.00	5.01	20.02
7.05	SUELO ARTIFICIAL (BENTONITA DE 30 KG)	u	8.00	34.65	277.20
7.06	MANTA XLP TERMOCONTRACTIL	u	4.00	19.58	78.32
7.07	CONECTOR BIMETÁLICO AISLADO TIPO COMPRESION	u	4.00	8.32	33.26
7.08	CONDUCTOR DE COBRE RECOCIDO, CABLEADO, DESNUDO DE 16 mm2	u	56.00	6.16	344.96
7.09	SOLDADURA EXOTERMICA	u	4.00	28.34	113.34
	<b>Sub-Total VII</b>			S/.	<b>1 249.64</b>
<b>8.00</b>	<b><u>CONEXIONES DOMICILIARIAS</u></b>				
8.01	TUBO DE A°G° DE 19 mm Ø x 1.2 m, PROVISTO DE CODO	u	10.00	35.27	352.66
8.02	TEMPLADOR DE A°G°	u	20.00	2.19	43.89
	BIPOLAR DE 10A, CURVA TIPO "B", 10kA DE CORRIENTE CORTOCIRCUITO-SERVICIO.	u	10.00	80.16	801.57
8.03	ARMELLA TIRAFONDO DE 10mm f x 64mm DE LONGITUD	u	5.00	0.96	4.81
8.04	MANTA XLP TERMOCONTRACTIL	u	21.00	19.58	411.18
8.05	CORREA PLASTICA DE AMARRE, COLOR NEGRO	u	14.00	1.93	26.95
8.06	CONDUCTOR DE Cu CONCENTRICO, 2 x 4 mm2, CON AISLAMIENTO Y CUBIERTA DE PVC	m	300.00	5.01	1 501.50
8.07	LISTON DE MADERA TORNILLO DE 2"x3"x4m	m	5.00	16.50	82.50
8.08	ALAMBRE GALVANIZADO Nº 12 AWG	m	30.00	0.77	23.10
	CONDUCTORES Al 35 mm2 /Cu 4-10 mm2 Y PARA FASE AISLADA	u	21.00	8.32	174.64
	DE 220V, 5-40 A, 60 Hz. (ALTERNATIVA AL MEDIDOR DE INDUCCION)	u	10.00	142.45	1 424.50
	<b>Sub-Total VIII</b>			S/.	<b>4 847.30</b>
<b>TOTAL DE SUMINISTRO DE MATERIALES</b>				S/.	<b>21 599.09</b>

**ANEXO II - J: COSTO DEGREGADO DE REDES SECUNDARIAS CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA - SANTA - ANCASH**

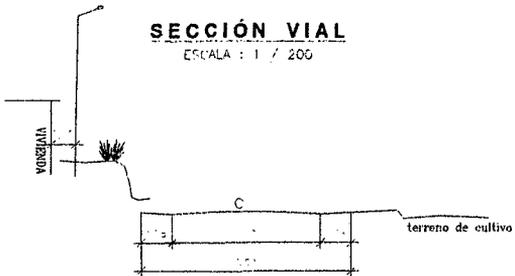
**Redes de Distribución Secundaria, Acometidas Domiciliarias y Alumbrado Público**

Distrito : SANTA  
 Provincia : SANTA  
 Departamento : ANCASH

Item	Descripción de Partidas	Unidad	Metrado	Precio Unitario	Precio Total S/.
<b>II.</b>	<b>MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				
<b>1.00</b>	<b><u>OBRAS PRELIMINARES</u></b>				
1.01	Replanteo topográfico de las redes y ubicación de estructuras	km	1.547	343.67	531.66
	<b>Sub-Total I</b>			S/.	<b>531.66</b>
<b>2.00</b>	<b><u>INSTALACION DE POSTES DE CONCRETO</u></b>				
2.01	Transporte de poste de concreto de almacen a punto de izaje	Un.	17.00	60.02	1 020.34
2.02	Excavacion en terreno normal	m3	10.71	44.35	474.99
2.03	Excavacion en terreno rocoso	m3	1.19	116.12	138.18
2.04	Izado de poste de CAC de 8 m	Un.	17.00	65.20	1 108.40
2.05	Relleno y compactación para cimentación de poste	m3	10.37	183.77	1 905.69
	<b>Sub-Total II</b>			S/.	<b>4 647.60</b>
<b>3.00</b>	<b><u>INSTALACION DE RETENIDAS</u></b>				
3.01	Excavacion en terreno normal	m3	3.60	44.35	159.66
3.02	Excavacion en terreno rocoso	m3	0.40	116.12	46.45
3.03	Instalacion de retenida inclinada	Un.	5.00	65.90	329.50
3.04	Relleno y compactación para instalación bloque de anclaje	m3	3.84	49.88	191.54
	<b>Sub-Total III</b>			S/.	<b>727.15</b>
<b>4.00</b>	<b><u>MONTAJE DE ARMADOS</u></b>				
4.01	Armado TIPO S1	Un.	10.00	29.82	298.20
4.02	Armado TIPO S2	Un.	3.00	33.14	99.42
4.03	Armado TIPO S3	Un.	2.00	37.27	74.54
4.04	Armado TIPO S5	Un.	1.00	42.02	42.02
4.05	Armado TIPO S8	Un.	2.00	42.02	84.04
4.06	Inst. de Cajas de Derivación para Acometidas Domiciliarias (Incluye portalinea)	Un.	7.00	28.67	200.69
	<b>Sub-Total IV</b>			S/.	<b>798.91</b>
<b>5.00</b>	<b><u>MONTAJE DE CONDUCTORES AUTOPORTANTES</u></b>				
	Comprende Tendido y puesta en flecha :				
5.01	De Aluminio Tipo CAAI-S de 3x16+1x16 mm <sup>2</sup>	km	0.61	751.50	458.42
5.02	De Aluminio Tipo CAAI-S de 3x16 mm <sup>2</sup>	km	0.15	630.29	91.39
5.03	De Aluminio Tipo CAAI-S de 2x16 mm <sup>2</sup>	km	0.17	543.82	89.73
	<b>Sub-Total V</b>			S/.	<b>639.54</b>
<b>6.00</b>	<b><u>INSTALACION DE PUESTA A TIERRA</u></b>				
6.01	Excavacion para Puesta a Tierra	m3	5.88	67.05	394.25
6.02	Instalación de Puesta a tierra	Un.	4.00	107.00	428.00
6.03	Relleno y compactación para puesta a tierra	m3	5.88	50.70	298.12
	<b>Sub-Total VI</b>			S/.	<b>1 120.37</b>
<b>7.00</b>	<b><u>PASTORALES, LUMINARIAS Y LAMPARAS</u></b>				
7.01	Instalación de Pastoral de A°G°	Un.	4.00	39.32	157.28
7.02	Instalación de Luminaria y Lámpara	Un.	2.00	59.64	119.28
	<b>Sub-Total VII</b>			S/.	<b>276.56</b>
<b>8.00</b>	<b><u>CONEXIONES DOMICILIARIAS</u></b>				
	Instalación de acometida domiciliaria, que comprende : cable de acometida caja portamedidor y medidor de energía activa				
8.01	Supervisión de instalación de medidores por la concesionaria	Usuario	32.00	21.35	683.20
8.02	Acometida Domiciliaria Simple	Un.	5.00	50.04	250.20
8.03	Acometida Domiciliaria con Cruce de Calle	Un.	5.00	60.54	302.70
	<b>Sub-Total VIII</b>			S/.	<b>1 236.10</b>
<b>9.00</b>	<b><u>PRUEBAS Y PUESTA EN SERVICIO</u></b>				
9.01	Prueba y puesta en servicio de redes secundarias por Subestación	Un.	2.00	568.27	1 136.54
	<b>Sub-Total IX</b>			S/.	<b>1 136.54</b>
<b>TOTAL DE MONTAJE Y DESMONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				<b>S/.</b>	<b>11 114.43</b>

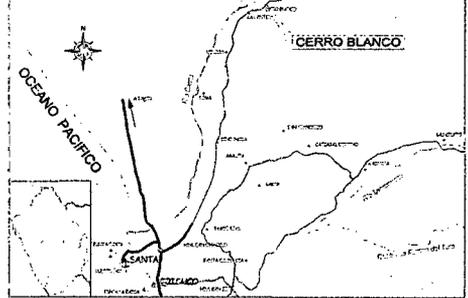
### SECCIÓN VIAL

ESCALA : 1 / 200



SECCIÓN A - A

### LA LIBERTAD

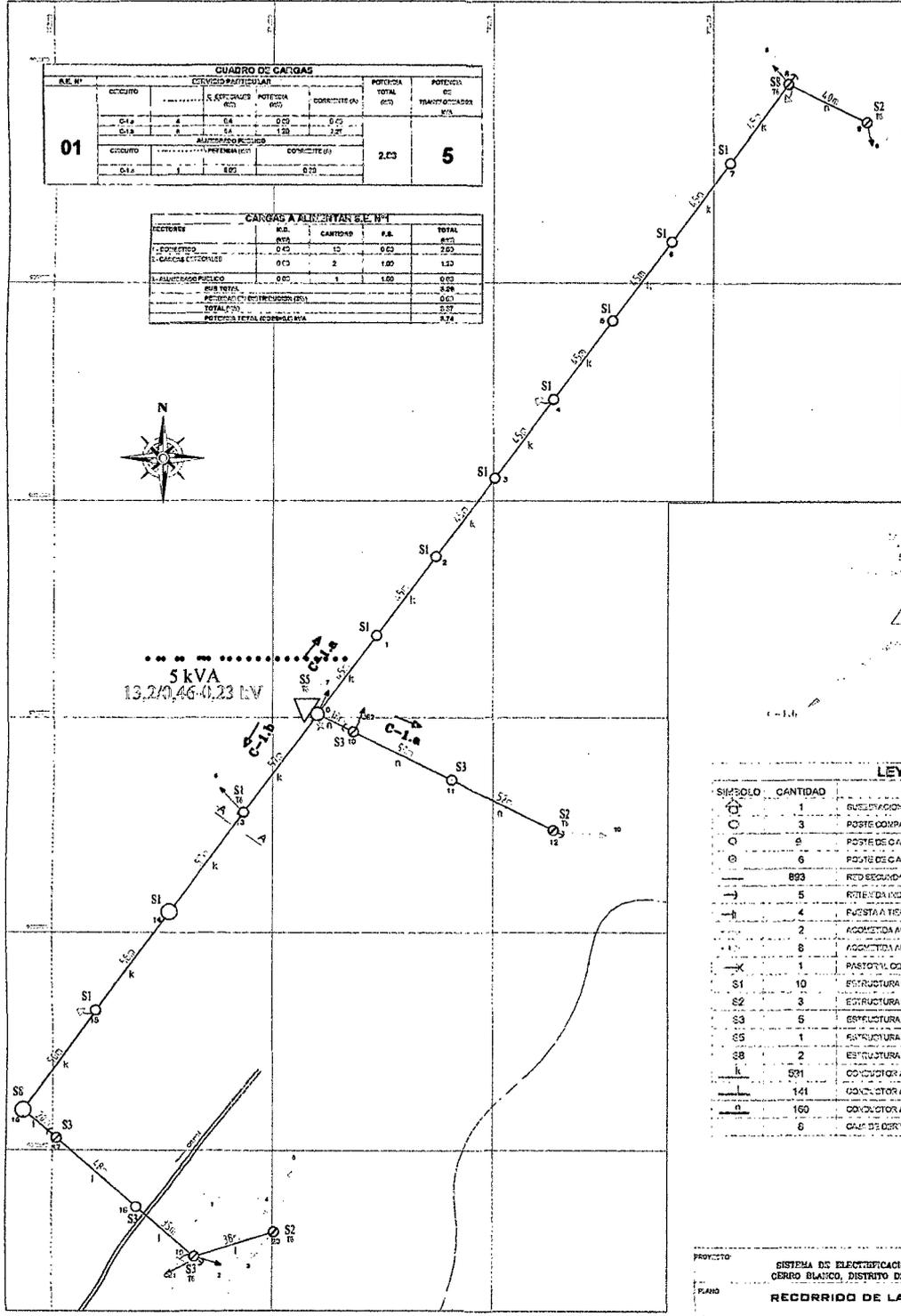


PLANO DE UBICACION

ESCALA : 1/20,000

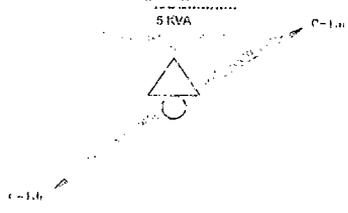
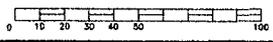
R.U. N°	CATEGORÍA PARTICIPAR			POTENCIA TOTAL (KW)	POTENCIA DE TRANSFORMADORES (KW)
	CONSUMO	S. ESPECIAL (KW)	POTENCIA (KW)		
01	C-1.a	2	0.00	2.00	5
	C-2.a	1	0.00		
ADAPTACIONES					
CONSUMO					
C-1.a	1	0.00			

CARGAS A ALIMENTAR S.E.M.T				
DESCRIPCION	N.º	CANTIDAD	P.A.	TOTAL
1. CONSUMOS	0.00	10	0.00	2.00
2. CARGAS ESPECIAL	0.00	2	1.00	1.00
3. ALUMBRADO PUBLICO	0.00	1	1.00	0.00
SUB TOTAL				
PERDIDAS TRANSFORMADORAS				
TOTAL (KW)				
POTENCIA TOTAL (CONSUMO) (KW)				



5 kVA  
13.2/0.46-0.23 LV

ESC. : 1/1000  
(m)



### LEYENDA

SÍMBOLO	CANTIDAD	DESCRIPCION
⊗	1	UBICACION AREA MONITOREO
○	3	POSTE COMPARTIDO CON RED PRIMARIA
○	9	POSTE DE C.A.O. CONSUMIDOR
○	6	POSTE DE C.A.O. ESPECIALIZADO
—	893	RED SECUNDARIA PROYECTO
—	5	RETENIDA INCLINADA
—	4	PUESTA A TIERRA
—	2	ACCIÓN DE ALMORZA DOMICILIO A CORTE
—	6	ACCIÓN DE ALMORZA DOMICILIO A LARGA
—	1	PARTICULAR DE ILUMINACION Y LAMPARA VAPOR DE SODIO
—	10	ESTRUCTURA DE ALMORZA EN ANGULO
S2	3	ESTRUCTURA DE ALMORZA EN LINEA
S3	5	ESTRUCTURA DE ALMORZA Y CAMBIO DE SECCION
S5	1	ESTRUCTURA DE ALMORZA Y/O DERIVACION
S8	2	ESTRUCTURA DE ALMORZA EN PASADIZO
k	591	CONDUCTOR AUTOPORTANTE 3/16" 4/0-2
—	141	CONDUCTOR AUTOPORTANTE 3/16" 4/0-3
—	160	CONDUCTOR AUTOPORTANTE 2/16" 4/0-3
—	6	CABLE DE DERIVACION DE ACCION TIPO 2

PROYECTO: SISTEMA DE ELECTRIFICACION RURAL, DE CARISMO DE CERRO BLANCO, DISTRITO DE SANTA ANA - SANTA ANA - ANCASH  
 PLANO: RECORRIDO DE LA RED SECUNDARIA  
 LOCALIDAD: CERRO BLANCO

POS-03

**ANEXO II - L: COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - REDES ELECTRICAS**

**A precios privados**

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																					
1. Intangibles	18,000																				
2. Inversión Activos Fijos: R. Primaria, SE.																					
Materiales + equipos	127,507																				
Mano de obra	105,192																				
Transporte	10,201																				
Gastos Generales y Utilidades	48,580																				
Supervisión	8,744																				
3. Inversión en Activos Fijos: R. Sec. y Alum. Públ.																					
Materiales	9,811																				
Mano de obra	3,066																				
Transporte	785																				
Gastos Generales	2,732																				
Supervisión	492																				
4. Inversión en Activos Fijos: Conex. Dom.																					
Materiales	21,599										1,800							1,800			
Mano de obra	11,114										926							926			
Transporte	1,728										144							144			
Gastos Generales	6,888										574							574			
Supervisión	1,240										103							103			
5. Gastos Preoperativos	0																				
6. Capital de Trabajo inicial																					
7. Imprevistos	0																				
8. Valor Residual (-)																					
Subtotal costos de inversión	377,680	0	0	0	0	0	0	3,547	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3,547	0	0	0
<b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																					
1. Compra de energía CE =		262	270	275	279	283	288	292	297	301	306	311	316	321	326	331	336	342	347	352	358
2. Otros costos de operación y mantenimiento OyM =		7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554
3. Impuesto a la renta (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>	<b>377,680</b>	<b>7,816</b>	<b>7,824</b>	<b>7,828</b>	<b>7,833</b>	<b>7,837</b>	<b>11,389</b>	<b>7,846</b>	<b>7,850</b>	<b>7,855</b>	<b>7,860</b>	<b>7,865</b>	<b>7,869</b>	<b>7,874</b>	<b>7,879</b>	<b>7,885</b>	<b>11,437</b>	<b>7,895</b>	<b>7,901</b>	<b>7,906</b>	<b>7,912</b>
<b>TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>	<b>377,680</b>	<b>7,816</b>	<b>7,824</b>	<b>7,828</b>	<b>7,833</b>	<b>7,837</b>	<b>11,389</b>	<b>7,846</b>	<b>7,850</b>	<b>7,855</b>	<b>7,860</b>	<b>7,865</b>	<b>7,869</b>	<b>7,874</b>	<b>7,879</b>	<b>7,885</b>	<b>11,437</b>	<b>7,895</b>	<b>7,901</b>	<b>7,906</b>	<b>7,912</b>

**OBSERVACIONES**

(\*) Se asume que cuando no se obtienen utilidades, el impuesto a la renta es cero.

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

**Variables importantes:**

Variables importantes:	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de compra de energía (US\$/KWh) (*)	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
2. Tipo de cambio (S./US\$)	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
3. Tarifa de compra de energía (S./KWh)	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124
4. Porcentaje de costos de OYM (**)	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%	2.0%

(\*) La tarifa de compra de Energía considera el precio ponderado del Cargo por Energía Activa en la barra equivalente en media tensión. Estimado a partir del Informe OSINERG - GART - GDE.

PLIEGO TARIFARIO DEL 04 DE AGOSTO DE 2010 CHIMBOTE RURAL

HINDRAN

(\*\*) Estimados a partir de la información proporcionada por las Empresas Distribuidoras en función a Pequeños Sistemas Eléctricos bajo su administración.

**ANEXO II - M. COSTOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - REDES ELECTRICAS**

**A precios sociales**

RUBRO	Factor de corrección	PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																						
1. Intangibles	1.00	18,000.00																				
2. Inversión Activos Fijos: R. Primaria , SE.																						
Materiales + equipos	1.00	127,507.15																				
Mano de obra																						
Mano de Obra Calificada	0.91	38,251.56																				
Mano de Obra no Calificada	0.41	25,877.18																				
Transporte	1.00	10,200.57																				
Gastos Generales		40,367.29																				
Supervisión		7,266.11																				
3. Inversión en Activos Fijos: R. Sec.y Alum. Públ.																						
Materiales	1.00	9,811.18																				
Mano de obra																						
Mano de Obra Calificada	0.91	1,114.82																				
Mano de Obra no Calificada	0.41	754.24																				
Transporte	1.00	784.89																				
Gastos Generales		2,493.05																				
Supervisión		448.75																				
4. Inversión en Activos Fijos: Conex. Dom.																						
Materiales	1.00	21,599.09								1,800										1,800		
Mano de obra		0.00																				
Mano de Obra Calificada	0.91	4,041.61								337										337		
Mano de Obra no Calificada	0.41	2,734.15								228										228		
Transporte	1.00	1,727.93								144										144		
Gastos Generales		6,020.56																				
Supervisión		1,083.70																				
5. Gastos Preoperativos																						
6. Capital de Trabajo inicial																						
7. Imprevistos																						
8. Valor Residual (-)	1.00																					
Subtotal costos de inversión		320,084	0	0	0	0	0	0	2,509	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,509	0	0	0
<b>COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																						
1. Compra de energía	1.00		262	270	275	279	283	288	292	297	301	306	311	316	321	326	331	336	342	347	352	358
2. Otros costos de operación y mantenimiento	1.00		7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554	7,554
<b>TOTAL COSTOS CON PROYECTO</b>		320,084	7,816	7,824	7,828	7,833	7,837	10,350	7,846	7,850	7,855	7,860	7,865	7,869	7,874	7,879	7,885	10,398	7,895	7,901	7,906	7,912
<b>TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		320,084	7,816	7,824	7,828	7,833	7,837	10,350	7,846	7,850	7,855	7,860	7,865	7,869	7,874	7,879	7,885	10,398	7,895	7,901	7,906	7,912

**OBSERVACIONES**

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

NOTA: Se deberán programar las reposiciones que sean necesarias en el horizonte del proyecto.

**Indicador:**

Costos de inversión (precios privados):	377,680	SI.
Costos de inversión (precios sociales):	320,084	SI.
Factor de corrección de la inversión:	0,85	

**ANEXO II - N: BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - REDES ELECTRICAS**

(A precios privados)

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>Situación con Proyecto</b>																					
Venta de energía domésticos		180	187	190	194	197	201	204	208	212	216	220	223	228	232	236	240	244	249	253	258
Venta de energía uso general		62	63	64	64	65	65	66	67	67	68	68	69	70	70	71	72	72	73	74	74
Venta de energía alumbrado público		7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Subtotal ventas de energía		249	257	261	265	269	273	278	282	286	291	295	300	305	310	314	319	324	330	335	340
<b>Beneficios Incrementales</b>																					
Total ventas de energía		249	257	261	265	269	273	278	282	286	291	295	300	305	310	314	319	324	330	335	340

Variables importantes:	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
1. Tarifa de venta de energía (US\$)	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044	0.044
2. Tipo de cambio (S./US\$)	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8
3. Tarifa de venta de energía (S./.)	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.124	0.1243
4. Período de depreciación (años)	20																				
5. Tasa de impuesto a la renta	30%																				

**ANEXO II - O: BENEFICIOS INCREMENTALES PARA CADA ALTERNATIVA - REDES ELECTRICAS**

(A precios sociales)

	Beneficios Totales																				
	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>Situación con Proyecto</b>																					
Beneficio económico iluminación		4,165	4,228	4,260	4,292	4,324	4,357	4,390	4,423	4,457	4,490	4,525	4,559	4,594	4,629	4,664	4,700	4,736	4,772	4,809	4,846
Voluntad de pago por radio y televisión		3,004	3,049	3,072	3,095	3,119	3,142	3,166	3,190	3,214	3,238	3,263	3,288	3,313	3,338	3,364	3,390	3,416	3,442	3,468	3,495
Voluntad de pago por refrigeración		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Beneficio económico otros usos		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Otros beneficios valorables		0																			
Sub total beneficios económicos		7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
<b>Beneficios Incrementales</b>																					
Beneficios económicos incrementales		7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341

Variables importantes:	Valor	Fuente de información
Tasa de IGV:	18%	SUNAT
Tipo de cambio (S./US\$):	2.8	Estimación del tipo de cambio promedio en el horizonte del proyecto en base al MMM 2004-2006. MEF.
Beneficio anual por iluminación:	124.0 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por radio y televisión:	89.4 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por refrigeración:	0.0 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
Beneficio anual por otros usos:	0.0 US\$/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
<b>Indicador</b>		
Total beneficio mensual por abonado: dólares	17.8 US\$/ abonado	
Total beneficio mensual por abonado: soles	49.8 S/. Abonado	
KWh anuales por iluminación:	105.6 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por radio y televisión:	64.8 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por refrigeración:	0.0 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales otros usos:	0.0 KWh/ abonado	Trabajo de campo. NRECA International, Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.
KWh anuales por abonado	152.4 KWh/ abonado	

**ANEXO II-P: CALCULO DEL PAGO MENSUAL POR CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
CHIMBOTE RURAL HINDRANDINA**

Tarifa	0.1243 soles/KW-h	0.04 dólar/KW-h
Tasa IGV	18%	
Tipo de Cambio	2.8 soles/dólar	
Consumo*	12.1 KWh-mes	
Cargo Fijo	1.59 soles	US\$/mes
Facturación por Cargo de Energía Activa (CEA)	1.50 soles/mes	0.54 US\$/mes
Cargo por Reposición y Mantenimiento**	0.65 soles/mes	US\$/mes
Alumbrado Público**	0.84 soles/mes	US\$/mes
<b>Pago Mensual (Sin IGV)</b>	<b>2.99 soles/mes</b>	<b>1.07 US\$/mes</b>
IGV	0.54 soles/mes	US\$/mes
<b>Pago Mensual (Con IGV)</b>	<b>3.53 soles/mes</b>	<b>1.26 US\$/mes</b>

\* Promedio de consumo durante el primer año.

\*\* Estos datos fueron tomados de los comprobantes de pago de las áreas similares.

**ANEXO II-Q: TARIFAS EN BARRA EQUIVALENTE EN MEDIA TENSION Y  
CLIENTES FINALES**

<b>PLIEGO TARIFARIO DEL 04 DE AGOSTO DE 2010</b>		
<b>CFS</b>	<b>SECTOR 4</b>	<b>8.96</b>

**PRECIOS EN BARRA EQUIVALENTE EN MT**

Potencia en horas punta	S/./KW-mes	28.09
Energía en horas punta	ctm. S/./kWh	14.29
Energía en horas fuera de punta	ctm. S/./kWh	11.72
Factor de ponderación del precio de la energía.		0.28
Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión	ctm. S/./kWh	12.43

<b>BAJA TENSION</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>TARIFA Sin IGV</b>
<b>TARIFA BT5B : TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
<b>0 - 30 kW.h</b>		
Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	1.59
Cargo por Energía Activa	ctm. S/./kW.h	19.29
<b>31 - 100 kW.h</b>		
Cargo Fijo Mensual	S/./cliente	2.90
Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S/./cliente	1.59
Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S/./kW.h	5.79

Fuente: Tarifa de Osinerg

**ANEXO II-R: PARÁMETROS DE CÁLCULO DE LAS TARIFAS**

CHIMBOTE RURAL SECTOR 4

HINDRANDINA

	Parámetro	Valor
PP	Precio de la potencia en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (S/KW-mes).	28.09
PEPP	Precio de la energía en horas de punta en la barra equivalente de media tensión (ctm. S/KW.h).	14.29
PEFP	Precio de la energía en horas fuera de punta en la barra equivalente de media tensión (ctm. S/KW.h).	11.72
Ep	Factor de ponderación del precio de la energía.	0.277
PE	Precio ponderado de la energía en la barra equivalente de media tensión (ctm. S/KW.h).	12.43
VADMTp	Valor agregado de distribución en media tensión ponderado a nivel empresa (S/KW-mes).	11.568
VADBTp	Valor agregado de distribución en baja tensión ponderado a nivel empresa (S/KW-mes).	37.403
FBP	Factor de balanceo de potencia coincidente en horas de punta aplicable al VADMT y VADBT (Metología B)	1
PTPMT	Factor de corrección del valor agregado de distribución en media tensión.	0.6626
PTPBT	Factor de corrección del valor agregado de distribución en baja tensión.	0.8789
VMTPP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de punta (S/KW-mes).	7.665
VMTFP	Valor agregado de distribución en media tensión para demandas de fuera de punta (S/KW-mes).	11.568
VBTPP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de punta (S/KW-mes).	36.613
VBTFP	Valor agregado de distribución en baja tensión para demandas de fuera de punta (S/KW-mes).	37.403
CFE	Cargo fijo mensual para medición simple de energía (S/mes).	1.34
CFS	Cargo fijo mensual para opción tarifaria de potencia (contrata y/o variable) y simple medición de energía o doble medición de energía (S/mes).	8.96
CFH	Cargo fijo mensual para opción tarifaria horaria (S/mes).	8.96
CER	Cargo por energía reactiva (S/KVAR.h).	3.73
NHUBT	Número de horas de uso de medidores simples para cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión (horas/mes).	262
NHUBTPPa	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 KW en horas punta y fuera de punta (horas/mes).	120
NHUBTFPa	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 KW en horas punta y fuera de punta (horas/mes).	570
NHUBTPPb	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de punta del sistema de distribución de usuarios de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 KW en horas punta y de hasta 50 KW en horas fuera de punta (horas/mes).	100
NHUBTFPb	Número de horas de uso de medidores de doble medición de energía para cálculo de potencias del bloque de fuera de punta del sistema de distribución de baja tensión con demanda máxima mensual de hasta 20 KW en horas punta y de hasta 50 KW en horas fuera de punta (horas/mes).	484
NHUBTAP	Número de horas de uso para el cálculo de potencias bases coincidentes con la punta del sistema de distribución del servicio de alumbrado público (horas/mes).	360
PEMT	Factor de expansión de pérdidas de energía en media tensión.	1.0194
PPMT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en media tensión.	1.04
PEBT	Factor de expansión de pérdidas de energía en baja tensión.	1.112
PPBT	Factor de expansión de pérdidas de potencia en baja tensión.	1.1787
FCPPMT	Factor de coincidencia para demandas de punta en media tensión.	0.809
FCFPMT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en media tensión.	0.74
FCPPBT	Factor de coincidencia para demandas de punta en baja tensión.	0.776
FCFPBT	Factor de coincidencia para demandas de fuera de punta en baja tensión.	0.707
CMTPPg	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia de generación	0.735
CMTFFg	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación	0.445
CBTPPg	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia de generación	0.605
CBTFPg	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia de generación	0.384
CMTPPd	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución	0.611
CMTFFd	Factor de contribución a la punta de demandas en media tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución	0.354
CBTPPd	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en punta para la potencia por uso de redes de distribución	0.458
CBTFPd	Factor de contribución a la punta de demandas en baja tensión presentes en fuera de punta para la potencia por uso de redes de distribución	0.377
Factor de Recargo del FOSE	Aplicable a los cargos tarifarios de todas las opciones tarifarias excepto BT5B de usuarios residenciales con consumos menores o iguales a 100 KW.h.	1.025
% Descuento del FOSE	Aplicable al cargo de energía de la opción tarifaria BT5B de usuarios residenciales con consumos menores o iguales a 30 KW.h. - (%)	50
Descuento del FOSE	Aplicable al consumo de energía de la opción tarifaria BT5B de usuarios residenciales con consumos mayores a 30 KW.h y menores o iguales a 100 KW.h - (KW.h)	15

**ANEXO II-S: PLIEGOS TARIFARIOS APLICABLES AL CLIENTE FINAL**

CHIMBOTE RURAL SECTOR 4

HINDRANDINA

MEDIA TENSIÓN		UNIDAD	TARIFA Sin IGV
<b>TARIFA MT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	13.59
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	10.85
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./KW-mes	24.71
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./KW-mes	7.56
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./KW-mes	11.03
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA MT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	13.59
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	10.85
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	26.69
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	13.29
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	8.86
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	9.94
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA MT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	11.61
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	26.69
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	13.29
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	8.86
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	9.94
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>BAJA TENSIÓN</b>			
		<b>UNIDAD</b>	<b>TARIFA Sin IGV</b>
<b>TARIFA BT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	15.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./KW-mes	26.99
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./KW-mes	43.16
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./KW-mes	24.06
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA BT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	15.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	18.21
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	6.09
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	37.34
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	28.71
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA BT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	12.95
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	18.21
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	6.09
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	37.34
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	28.71
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA BT5A:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>		
	<b>a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	89.55
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./KW-mes	40.35
	<b>b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	93.89
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./KW-mes	40.35
<b>TARIFA BT5B:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.97
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	1.63
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	39.53
<b>TARIFA BT5B</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		

	0 - 30 KW.h			
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S/J/mes	2.9	
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S/J/mes	1.59	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	19.29	
	31 - 100 KW.h			
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S/J/mes	2.9	
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S/J/mes	1.59	
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 KW.h	S/J/mes	5.79	
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 KW.h	ctm. S/J/KW.h	38.57	
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>			
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S/J/mes	2.97	
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S/J/mes	1.63	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	39.53	
<b>TARIFA BT5C:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público</b>			
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S/J/mes	2.9	
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S/J/mes	0	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	34.6	
<b>TARIFA BT6:</b>	<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P</b>			
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S/J/mes	2.97	
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S/J/mes	0	
	Cargo por Potencia	ctm. S/J/W	12.05	
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>			
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S/J/mes	2.51	
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S/J/mes	2.24	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	38.9	
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>			
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>			
	0 - 30 KW.h			
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S/J/mes	2.45	
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S/J/mes	2.19	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	18.98	
	31 - 100 KW.h			
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S/J/mes	2.45	
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S/J/mes	2.19	
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 KW.h	S/J/mes	5.69	
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 KW.h	ctm. S/J/KW.h	37.95	
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>			
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S/J/mes	2.51	
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S/J/mes	2.24	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	38.9	
	<b>MEDIA TENSIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>TARIFA</b>	
			<b>Sin IGV</b>	
<b>TARIFA MT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>			
	Cargo Fijo Mensual	S/J/mes	8.11	
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/J/KW.h	13.59	
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/J/KW.h	10.85	
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S/JKW-mes	24.71	
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S/JKW-mes	7.56	
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S/JKW-mes	11.03	
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/J/KVar.h	3.56	
<b>TARIFA MT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>			
	Cargo Fijo Mensual	S/J/mes	8.11	
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/J/KW.h	13.59	
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S/J/KW.h	10.85	
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
	Presentes en Punta	S/JKW-mes	26.69	
	Presentes Fuera de Punta	S/JKW-mes	13.29	
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
	Presentes en Punta	S/JKW-mes	8.86	
	Presentes Fuera de Punta	S/JKW-mes	9.94	
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/J/KVar.h	3.56	
<b>TARIFA MT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>			
	Cargo Fijo Mensual	S/J/mes	8.11	
	Cargo por Energía Activa	ctm. S/J/KW.h	11.61	
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:			
	Presentes en Punta	S/JKW-mes	26.69	
	Presentes Fuera de Punta	S/JKW-mes	13.29	
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:			
	Presentes en Punta	S/JKW-mes	8.86	
	Presentes Fuera de Punta	S/JKW-mes	9.94	
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S/J/KVar.h	3.56	
	<b>BAJA TENSIÓN</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>TARIFA</b>	
			<b>Sin IGV</b>	
<b>TARIFA BT2:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE DOS POTENCIAS 2E2P</b>			
	Cargo Fijo Mensual	S/J/mes	8.11	
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S/J/KW.h	15.15	

	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Potencia Activa de Generación en HP	S./KW-mes	26.99
	Cargo por Potencia Activa de Distribución en HP	S./KW-mes	43.16
	Cargo por Exceso de Potencia Activa de Distribución en HFP	S./KW-mes	24.06
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA BT3:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 2E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	15.15
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	18.21
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	6.09
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	37.34
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	28.71
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA BT4:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA ACTIVA Y CONTRATACIÓN O MEDICIÓN DE UNA POTENCIA 1E1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	12.95
	Cargo por Potencia Activa de generación para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	18.21
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	6.09
	Cargo por Potencia Activa de redes de distribución para Usuarios:		
	Presentes en Punta	S./KW-mes	37.34
	Presentes Fuera de Punta	S./KW-mes	28.71
	Cargo por Energía Reactiva que exceda el 30% del total de la Energía Activa	ctm. S./KVar.h	3.56
<b>TARIFA BT5A:</b>	<b>TARIFA CON DOBLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 2E</b>		
	<b>a) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	89.55
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./KW-mes	40.35
	<b>b) Usuarios con demanda máxima mensual de hasta 20kW en HP y 50kW en HFP</b>		
	Cargo Fijo Mensual	S./mes	8.11
	Cargo por Energía Activa en Punta	ctm. S./KW.h	93.89
	Cargo por Energía Activa Fuera de Punta	ctm. S./KW.h	12.11
	Cargo por Exceso de Potencia en Horas Fuera de Punta	S./KW-mes	40.35
<b>TARIFA BT5B:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No Residencial	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.97
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	1.63
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	39.53
<b>TARIFA BT5D</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.9
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	1.59
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	19.29
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.9
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	1.59
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	5.79
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./KW.h	38.57
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.97
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	1.63
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	39.53
<b>TARIFA BT5C:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E - Alumbrado Público</b>		
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.9
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	0
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	34.6
<b>TARIFA BT6:</b>	<b>TARIFA A PENSIÓN FIJA DE POTENCIA 1P</b>		
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Semestral	S./mes	2.97
	Cargo Fijo Mensual-Lectura Mensual	S./mes	0
	Cargo por Potencia	ctm. S./W	12.05
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
No residencial	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S./mes	2.51
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S./mes	2.24
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	38.9
<b>TARIFA BT7:</b>	<b>TARIFA CON SIMPLE MEDICIÓN DE ENERGÍA 1E</b>		
Residencial	<b>a) Para usuarios con consumos menores o iguales a 100 kW.h por mes</b>		
	0 - 30 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S./mes	2.45
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S./mes	2.19
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	18.98
	31 - 100 kW.h		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S./mes	2.45
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S./mes	2.19
	Cargo por Energía Activa - Primeros 30 kW.h	S./mes	5.69
	Cargo por Energía Activa - Exceso de 30 kW.h	ctm. S./KW.h	37.95
	<b>b) Para usuarios con consumos mayores a 100 kW.h por mes</b>		
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por códigos	S./mes	2.51
	Cargo Comercial del Servicio Prepago - Sistema de recarga por tarjetas	S./mes	2.24
	Cargo por Energía Activa	ctm. S./KW.h	38.9

# **ANEXOS III**

**ANEXO III A: DATOS DE CAMPO Y SELECCIÓN DE ACCESORIOS PARA ENERGIA SOLAR**

ITEM	DATOS DE CAMPO							
	DESCRIPCION	FORMULA	SIMBOLO	foco	Radio	Tv	POR ABONADO	
							Total	Unidad
1	Número			3	1	1		
	Potencia		P =	15	20	70		w
	Voltaje del sistema demandado		Vsist =	12	12	12	12	v
	Potencia Total		w =	45	20	70	135	w
	Corriente		I =	3.8	1.7	5.8	11.25	A
	Tiempo de Utilización		h/día =	5	6	2		h/día
	Consumo Carga		Ah/día =	18.8	10.0	11.7	40.42	Ah/día
	Consumo		Wh/día =	225	120	140	485.00	Wh/día
	Irradiación menor del mes (*)		Ir =				4.82	kw/m2-día
	Tiempo de hora de sol (**)		Ts =	4.82	h/día		1,735.2	h/año

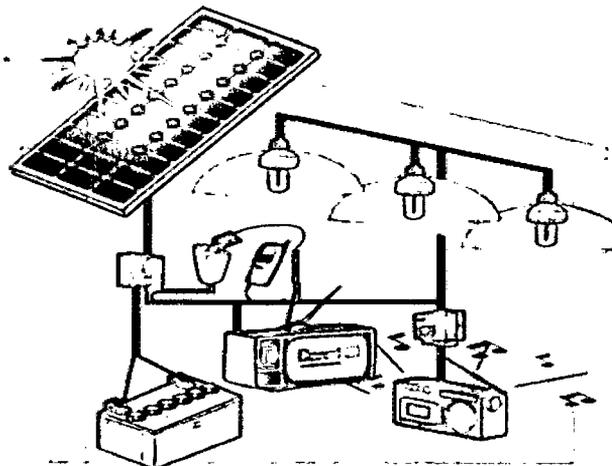
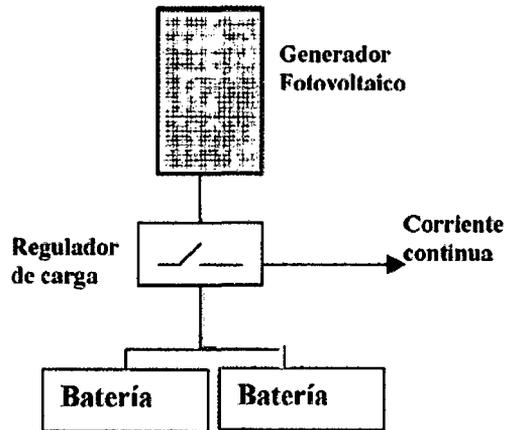
(\*) Para cálculo de diseño se usara el menor valor promedio de irradiación (Ir = 4.82 kw/m2-día).

También este valor se pueda comprobar con el mapa solar del SENAMHI donde en la zona tiene un rango (4.5 – 5.0) kw/m2 donde la menor intensidad se encuentra en el mes de agosto.

(\*\*) También este valor se puede comprobar con el mapa solar del SENAMHI donde en la zona tiene un rango (2000 – 3000) h/año. Para cálculo de diseño se usa la menor cantidad de horas solar de 2000 h/año

2	SELECCIÓN DE ACCESORIOS PARA ENERGIA SOLAR				
	DESCRIPCION	FORMULA	SIMBOLO	POR ABONADO	POR LOCALIDAD (T=0)
A	N° Panel fotovoltaico		Npanel = 14.20	1 pza	14 pza
	Potencia en función a las horas del sol en la comunidad.		Pots = 1.21 kw	1206.5814 w	
	Potencia del panel seleccionado.		Ppanel =	85.00 w	
	Energía del sistema demandado		ES =	2093.66 kw/h/año	
	Potencia inst de los paneles fotovoltaico	Pipanel = Npanel * Ppanel	Pipanel =	1190 w	
B	N° baterías		Vbat =	12 v	
	Voltaje de batería nominal		Cnom =	85 Ah	
	Capacidad nominal de batería		Ctd = Carga * Fseg	48.50 Ah/día	
	Corriente total diario		Carga =	40.42 Ah/día	
	Corriente del consumo diario		Fseg =	1.2	
	Factor de seguridad (1.2)		Crese = Ctd * Nrese	97 Ah	
	Corriente de reserva en el sistema		Nrese =	2 dias	
Número de días de reserva		Ccorr =	184.0 Ah		
Capacidad corregida		Fpdesc =	0.5		
Factor de profundidad de descarga (< 1), se asume 0.5.		Abper = 2.28 pza	2 pza	28 pza	
Arreglo de batería en paralelo		Nbser = 1 pza	1 pza		
Arreglo de batería en serie					
C	Selección de conductores y caída de tensión desde la batería a caja de conexiones del panel fotovoltaico.		ΔV =	0.42 v	
	Caída de tensión, será menor al 5% de 12V (0.6v).		L =	7 m	98 m
	Longitud del cable		I =	11.25 A	
	Corriente de demanda		Cosφ =	1	
	Para el cobre es		K =	56	
Sección del cable (Anexo de cable)		S =	6.62 mm		
Cable NMT 2X12					
D	Selección de controlador de carga		Icont = 7.08 A	1 pza	14 pza

CALIBRE N° AWG	SECCION NOMINAL mm²	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO mm	ESPEORES		DIAMETRO EXTERIOR mm	PESO Kg/Km	AMPERAJE A
				AISLAMIE NTO mm	CUBIERTA mm			
<b>CORDON PORTATIL NLT (SVTO)-SERVICIO MEDIO PESADO</b>								
2 x 20	2x0,52	10	0,254	0,5	0,6	5,5	41	7
2 x 18	2x0,62	16	0,254	0,5	0,6	5,9	51	10
2 x 16	2x1,31	26	0,254	0,6	0,6	7,4	79	15
2 x 14	2x2,06	41	0,254	0,6	0,6	8,4	120	20
<b>CORDON PORTATIL NMT (SJTO)-SERVICIO MEDIO PESADO</b>								
2 x 14	2x2,06	41	0,254	0,7	0,6	8,9	122	8
2 x 12	2x3,31	65	0,254	0,8	1,0	10,7	160	25
2 x 10	2x5,26	105	0,254	0,8	1,0	12,9	261	30
3 x 14	3x2,06	41	0,254	0,7	0,6	9,3	143	15
3 x 12	3x3,31	65	0,254	0,8	1,0	11,4	220	20
3 x 10	3x5,26	105	0,254	0,8	1,0	13,8	320	25



**ANEXO III-B: PRESUPUESTO  
PRECIOS PRIVADOS CON ENERGIA SOLAR**

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	CANTIDAD TOTAL	SUB TOTAL (US\$)	SUB TOTAL (S/.)	TOTAL S/.
1	INTANGIBLE* I =		25.00	14.00	350.00	980.00	980.00
2	COSTO DIRECTO AF =				15,571.97	43,601.51	43,601.51
	<u>Suministro de Materiales</u>						
	Panel Solar de 85 w con Soporte	1	410.71	14.00	5,750.00	16,100.00	
	Controlador de Carga	1	120.00	14.00	1,680.00	4,704.00	
	Bateria	2	210.00	28.00	5,880.00	16,484.00	
	Luminaria c/lampara	3	4.00	42.00	168.00	470.40	
	Interruptor de un polo	3	2.00	42.00	84.00	235.20	
	Caja de Conexiones	1	25.00	14.00	350.00	980.00	
	Cable electrico (m)	7	1.20	98.00	117.60	329.28	
	<u>Montaje Electromecanico</u>						
	Instalacion de un Modulo Fotovoltaico	1	30.00	14.00	420.00	1,176.00	
	Transporte (8%)		80.17		1,122.37	3,142.63	
3	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES GG + U =		222.46		3,114.39	8,720.30	8,720.30
4	Total Costos Incluye AF+G.G.+Util. =				18,686.36	62,321.81	
5	Gastos Preoperativos				0.00	0.00	
6	SUPERVISION Y LIQUIDACION S =		66.74		934.32	2,616.09	2,616.09
7	COSTO INVERSION (SIN IGV) CI=I+AF+G.G.+U+S =				19,970.68	65,917.90	65,917.90
8	IMPREVISTOS	1			1,397.95	3,914.25	
	SUB TOTAL				21,368.63	59,832.16	
9	IGV(18%)				3,846.35	10,769.79	
10	SUB TOTAL				25,214.98	70,601.94	

Intangibles\* : saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros. Considera la Evaluación de Estudios Complementarios de Ingeniería y el Expediente Técnico. Estimados de la DEP del MEM.

Gastos Generales	20%
Gastos Preoperativos	0%
Imprevistos	7%
Supervision y liquidacion	5%
Tasa de IGV	18%
Tipo de Cambio	2.8 S/./\$

**ANEXO III C: COSTOS INCREMENTALES PARA ENERGIA SOLAR**  
COSTO PRIVADO (S/.)

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																					
1. Intangibles	980.00																				
2. Inversión																					
Inversión en Suministro de Materiales																					
Panel Solar con Soporte	16,100.00						1,150										1,150				
Controlador de Carga	4,704.00						336				4,704						672				
Batería	16,464.00				16,464		1,176		16,464		1,176		16,464		1,176		17,640		1,176		34
Luminaria o lámpara	470.40			470			504			504			504			504			504		34
Interruptor de un polo	235.20						17														17
Caja de Conexiones	980.00						70														70
Cable eléctrico (m)	329.28						23.5														24
Instalación de un Módulo Fotovoltaico	1,176.00						84														84
Transporte	3,142.63						224														224
3. Capital de Trabajo inicial																					
4. Valor Residual (-)																					
5. Gastos generales y utilidades	8,720.30						623										623				
6. Supervisión y liquidación	2,616.09						187										187				
Subtotal costos de inversión	55,918	0	0	470	16,464	0	4,385	0	16,464	504	5,880	0	16,968	0	1,176	504	20,724	0	1,680	34	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																					
1. Costos de operación y mantenimiento		1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118
Costo subtotal Costo de inversión x 2% = MyO =		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2. Impuesto a la renta (*)																					
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>	55,917.90	1,118	1,118	1,589	17,582	1,118	5,513	1,118	17,582	1,622	6,998	1,118	18,086	1,118	2,294	1,622	21,842	1,118	2,798	1,152	1,118
<b>E) TOTAL COSTOS (C + D)</b>	55,917.90	1,118	1,118	1,589	17,582	1,118	5,513	1,118	17,582	1,622	6,998	1,118	18,086	1,118	2,294	1,622	21,842	1,118	2,798	1,152	1,118

**OBSERVACIONES**

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

Las partidas incluyen Gastos Generales y Utilidades

NOTA: Se han programado las reposiciones necesarias en el horizonte del proyecto. Ver Reposiciones.

(\*\*) Se considera el 7%

(\*) En este análisis se considera que cuando la empresa tiene pérdidas, no se le descuenta el impuesto a la renta.

<b>Variables importantes:</b>	<b>Valoración</b>	<b>Fuente de Información:</b>
Costos de operación y mantenimiento:	2.00%	Fabricante, Empresas de servicio eléctrico rural.
(*) Impuesto a la Renta	30%	SUNAT

<b>REPOSICIONES</b>	<b>VALOR</b>	<b>FUENTE</b>
Periodo de reposición de baterías	4 años	Fabricante
Periodo de reposición de Controladores	10 años	Fabricante
Periodo de reposición de Luminarias	3 años	Fabricante
Periodo de reposición de Interruptor de un Polo	20 años	Fabricante
Periodo de reposición de Caja de Conexiones	20 años	Fabricante

**ANEXO III D: COSTOS INCREMENTALES PARA ENERGIA SOLAR**  
COSTO SOCIAL (S/.)

RUBRO	Factor de corrección	PERIODO																					
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																							
1. Intangibles	1.00	980																					
2. Inversión																							
Inversión en Suministro de Materiales																							
Panel Solar con Soporte	0.9643	15,525						1,150										1,150					
Controlador de Carga	0.9643	4,536						336										672					
Batería	0.9643	15,876						504			4,704							17,640					
Luminaria c/ampara	0.9643	454			470	16,464		1,176		16,464		504	1,176		16,464		1,176		17,640		1,176	34	
Interruptor de un polo	0.9643	227						17										34					
Caja de Conexiones	0.9643	945						70										70					
Cable eléctrico (m)	0.9643	318						24										24					
Instalación de un Módulo Fotovoltaico	0.9091	1,069						84										84					
Transporte	1.00	3,143						224										224					
3. Capital de Trabajo inicial								0										0					
4. Valor Residual (-)								0										0					
5. Gastos generales y utilidades	1.00	8,720						623										623					
6. Supervisión y liquidación	1.00	2,516						187										187					
<b>Subtotal costos de inversión</b>		<b>54,408</b>				<b>470</b>	<b>16,464</b>	<b>0</b>	<b>4,395</b>	<b>0</b>	<b>16,464</b>	<b>504</b>	<b>5,880</b>	<b>0</b>	<b>16,968</b>	<b>0</b>	<b>1,176</b>	<b>504</b>	<b>20,724</b>	<b>0</b>	<b>1,680</b>	<b>34</b>	<b>0</b>
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO</b>																							
1. Costos de operación y mantenimiento			1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>		<b>54,408</b>	<b>1,118</b>	<b>1,118</b>	<b>1,589</b>	<b>17,582</b>	<b>1,118</b>	<b>5,513</b>	<b>1,118</b>	<b>17,582</b>	<b>1,622</b>	<b>6,998</b>	<b>1,118</b>	<b>18,086</b>	<b>1,118</b>	<b>2,294</b>	<b>1,622</b>	<b>21,842</b>	<b>1,118</b>	<b>2,798</b>	<b>1,152</b>	<b>1,118</b>	
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		<b>54,408</b>	<b>1,118</b>	<b>1,118</b>	<b>1,589</b>	<b>17,582</b>	<b>1,118</b>	<b>5,513</b>	<b>1,118</b>	<b>17,582</b>	<b>1,622</b>	<b>6,998</b>	<b>1,118</b>	<b>18,086</b>	<b>1,118</b>	<b>2,294</b>	<b>1,622</b>	<b>21,842</b>	<b>1,118</b>	<b>2,798</b>	<b>1,152</b>	<b>1,118</b>	

**OBSERVACIONES**

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

NOTA: Se han programado las reposiciones necesarias en el horizonte del proyecto. Ver Reposiciones.

$$F.C. = \frac{1}{(1+0.12)^n} * 1.08 = 0.9642857$$

Arancel módulos fotovoltaicos= 0.12  
 Factor conversión divisa= 1.08  
 Los precios privados están sin IGV

**ANEXO III-E: BENEFICIOS INCREMENTALES PARA ENERGIA SOLAR**

**INGRESOS PRIVADO (S/.)**

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto</b>																					
Ingresos por cuotas anual reguladas		1,000	1,031	1,047	1,064	1,080	1,097	1,114	1,132	1,150	1,168	1,186	1,205	1,223	1,243	1,262	1,282	1,302	1,323	1,344	1,365
<b>Beneficios Incrementales</b>																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		1,000	1,031	1,047	1,064	1,080	1,097	1,114	1,132	1,150	1,168	1,186	1,205	1,223	1,243	1,262	1,282	1,302	1,323	1,344	1,365
<b>Variables Importantes:</b>	<b>Valoración</b>		<b>Fuente de Información:</b>																		
Tarifa sin FOSE (Privado)	0.474 S./kwh		Tarifa Eléctrica Rural para Sistemas Fotovoltaicos (No incluye IGV)																		

**ANEXO III-F: BENEFICIOS INCREMENTALES PARA ENERGIA SOLAR**

**INGRESOS SOCIAL (S/.)**

	Beneficios Totales																				
	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.- Situación con Proyecto</b>																					
Beneficio económico iluminación		4,185	4,228	4,260	4,292	4,324	4,357	4,390	4,423	4,457	4,490	4,525	4,559	4,594	4,629	4,664	4,700	4,736	4,772	4,809	4,846
Voluntad de pago por radio y televisión		3,004	3,049	3,072	3,095	3,119	3,142	3,166	3,190	3,214	3,238	3,263	3,288	3,313	3,338	3,364	3,390	3,416	3,442	3,468	3,495
Sub total beneficios económicos		7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
<b>Beneficios Incrementales</b>																					
Beneficios económicos incrementales		7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
<b>Variables Importantes:</b>	<b>Valor</b>		<b>Fuente de Información:</b>																		
Beneficio anual por iluminación:	124.0 US\$/ abonado		Trabajo de campo. NRECA Internacional. Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.																		
Beneficio anual por radio y televisión:	89.4 US\$/ abonado		Trabajo de campo. NRECA Internacional. Ltd. - SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.																		
Tasa de IGV:	18%		SUNAT																		
Tipo de cambio (S./US\$)	2.8 S./ US\$																				

## Anexo: III – G: Tarifa Eléctrica Rural para sistemas Fotovoltaicos

Vigente a partir del 17 de Agosto de 2010

Inversiones	Region	Tipo de Módulo	Energía Promedio Mensual Disponible (kW.h)	Cargo Fijo Equivalente por Energía Promedio (ctm.S\$/kW.h)	
				Sin FOSE	Con FOSE
100% Estado	Costa	BT8-050	7.32	409.97	153.74
		BT8-080	11.75	308.68	115.76
		BT8-160	16.73	291.81	109.43
		BT8-240	24.92	268.06	100.52
		BT8-320	33.14	255.04	95.64
	Sierra	BT8-050	7.24	424.72	159.27
		BT8-080	11.54	320.71	120.27
		BT8-160	16.51	300.18	112.57
		BT8-240	24.51	276.13	103.55
		BT8-320	32.81	260.47	97.68
	Selva	BT8-050	6.07	579.24	217.22
		BT8-080	9.66	446.79	167.55
		BT8-160	13.11	440.50	165.19
		BT8-240	21.19	377.25	141.47
		BT8-320	29.65	341.32	125.48
	Amazonía (1)	BT8-050	6.07	638.39	239.40
		BT8-080	9.66	497.72	186.65
		BT8-160	13.11	494.81	185.55
		BT8-240	21.19	426.57	159.96
		BT8-320	29.65	387.45	142.44
100% Empresa	Costa	BT8-050	7.32	621.86	233.20
		BT8-080	11.75	474.30	177.86
		BT8-160	16.73	493.31	184.99
		BT8-240	24.92	467.50	175.31
		BT8-320	33.14	451.90	196.22
	Sierra	BT8-050	7.24	640.47	240.18
		BT8-080	11.54	490.64	183.99
		BT8-160	16.51	505.27	189.48
		BT8-240	24.51	479.97	179.99
		BT8-320	32.81	460.16	197.19
	Selva	BT8-050	6.07	841.35	315.51
		BT8-080	9.66	653.21	244.95
		BT8-160	13.11	702.06	263.27
		BT8-240	21.19	616.38	231.14
		BT8-320	29.65	564.96	211.86
	Amazonía (1)	BT8-050	6.07	934.10	350.29
		BT8-080	9.66	730.95	274.11
		BT8-160	13.11	792.52	297.20
		BT8-240	21.19	698.68	262.01
		BT8-320	29.65	642.29	240.86

(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

### Cargos de Corte y Reconexión - S/.

(No incluye IGV)

Vigente a partir del 17 de Agosto de 2010

Cargo	Costa	Sierra	Selva	Amazonía (1)
Corte	1.85	2.28	2.62	2.62
Reconexión	2.76	3.78	3.93	3.93

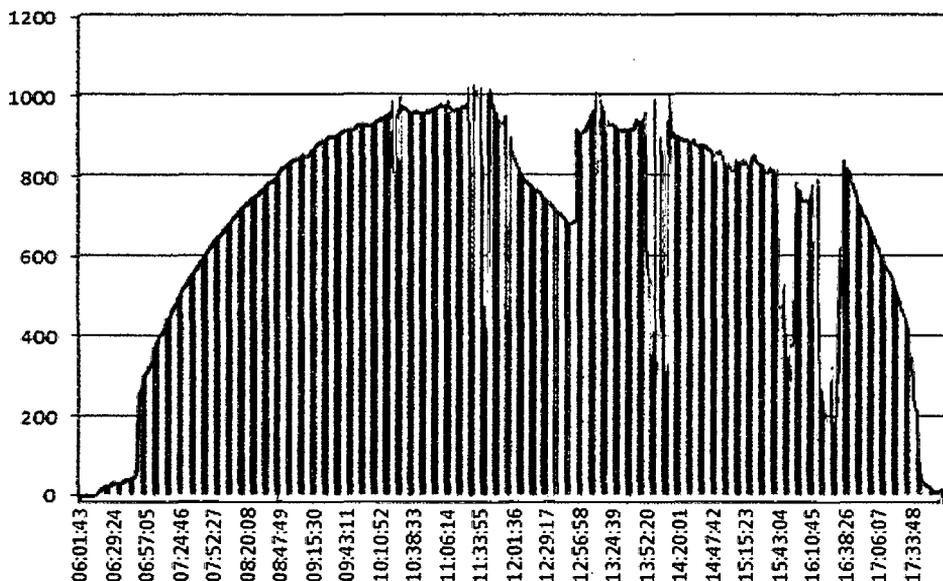
(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

ANEXO III - H: MEDICIONES DE IRRADIACION SOLAR INSITU EN LA COMUNIDAD CERRO BLANCO

HORAS	IRRADIACION PROMEDIO																											
	13/04/2010	14/04/2010	15/04/2010	16/04/2010	28/04/2010	28/04/2010	30/04/2010	01/05/2010	04/05/2010	05/05/2010	06/05/2010	07/05/2010	08/05/2010	13/05/2010	14/05/2010	15/05/2010	16/05/2010	17/05/2010	28/05/2010	30/05/2010	31/05/2010	01/06/2010	02/06/2010	13/06/2010	14/06/2010	15/06/2010	16/06/2010	17/06/2010
06:30	6.80	15.31	15.86	15.57	18.18	33.44	5.28	12.02	1.05	3.80	3.74	0.99	0.88	3.04	2.37	2.03	2.33	0.38	3.40	0.01	0.11	1.31	10.83	0.28	0.42	0.59	0.47	0.04
07:00	14.52	154.38	123.10	143.27	170.73	81.75	18.90	62.40	15.82	18.31	19.70	15.36	12.90	24.81	24.81	22.45	29.89	18.71	30.27	6.12	4.83	22.83	68.94	8.68	17.31	18.82	17.17	5.84
07:30	106.22	458.64	237.71	386.78	397.62	233.30	52.97	105.98	52.60	31.10	41.36	42.47	38.60	131.70	131.70	150.57	89.47	55.69	70.70	28.97	23.80	95.91	213.22	38.33	82.29	72.53	51.27	31.83
08:00	222.88	813.64	490.13	532.08	420.80	282.81	83.62	297.02	80.98	94.24	74.03	88.08	89.89	248.03	248.03	273.03	113.63	111.84	123.89	50.69	73.71	228.19	344.08	65.12	228.74	93.51	88.43	88.31
08:30	365.12	725.80	624.79	680.42	484.58	408.83	130.80	178.46	105.50	82.60	146.01	104.22	106.31	354.51	354.51	363.34	217.81	190.81	278.33	75.04	103.00	349.48	457.91	108.58	351.89	141.48	146.85	169.78
09:00	484.94	812.28	730.45	786.18	728.48	500.04	191.88	218.46	173.18	180.13	194.81	133.78	142.38	471.35	468.97	503.53	426.40	273.84	500.71	86.03	130.45	485.48	577.18	184.88	461.87	103.58	231.84	188.92
09:30	586.71	873.58	803.40	872.94	871.40	644.48	243.52	337.33	212.11	414.40	323.43	200.08	171.40	575.34	575.34	604.83	610.23	440.08	618.74	111.21	202.18	570.31	671.04	288.80	557.80	180.70	487.72	217.78
10:00	817.85	919.22	880.31	923.68	912.19	761.13	363.57	488.30	403.51	580.71	614.69	378.80	233.41	670.17	668.44	880.84	723.28	628.09	721.71	146.00	197.51	659.87	751.12	377.29	641.48	537.82	530.29	389.88
10:30	786.41	918.59	768.01	930.31	930.78	873.58	772.88	708.94	547.37	888.49	743.88	507.82	423.30	784.75	744.38	775.74	791.02	751.31	791.30	212.38	288.97	730.33	804.88	671.85	708.23	758.10	686.37	611.79
11:00	785.70	964.59	927.87	928.77	954.58	865.57	677.89	834.98	786.73	758.66	812.75	817.19	853.28	822.32	802.53	833.20	781.47	907.89	812.58	358.32	547.54	791.37	708.46	681.85	750.41	812.17	788.87	691.41
11:30	863.82	833.85	928.60	923.10	858.29	904.78	958.37	862.79	857.23	818.44	858.18	888.98	803.42	880.51	841.54	875.23	853.18	724.88	882.82	315.02	788.31	825.57	933.73	782.78	778.58	841.19	818.78	786.49
12:00	872.00	824.83	861.41	848.84	816.35	888.95	1,008.84	887.89	827.02	861.28	881.80	887.31	591.37	878.50	880.01	891.00	900.10	510.30	884.88	520.38	808.55	830.88	875.49	783.65	782.38	861.45	834.80	782.31
12:30	789.83	773.88	861.45	731.82	683.60	740.91	838.55	632.61	847.90	924.71	885.45	888.41	830.08	878.29	858.72	878.25	880.15	704.88	890.04	889.27	861.78	778.88	818.41	784.18	787.09	838.57	812.88	770.43
13:00	880.09	771.97	823.89	685.47	718.15	847.70	882.83	485.22	718.75	897.50	884.35	882.28	877.22	848.47	831.88	733.88	858.75	826.55	857.78	923.40	823.78	807.78	849.02	723.91	732.32	807.87	781.83	757.00
13:30	854.50	927.83	838.58	713.10	694.80	835.49	724.04	405.36	868.88	714.24	820.72	816.22	827.12	805.19	786.18	888.85	801.51	951.59	814.86	638.07	774.27	715.93	628.88	674.79	684.18	757.84	730.70	725.58
14:00	822.88	743.31	885.11	768.54	588.48	778.98	503.84	377.83	953.18	878.91	754.22	754.82	758.79	744.07	728.65	823.72	730.80	1,151.58	748.88	357.24	709.23	680.88	481.77	608.72	617.19	886.88	683.58	678.87
14:30	837.18	781.79	897.98	942.98	894.37	785.13	367.17	348.47	850.80	889.90	878.57	875.84	875.90	888.88	850.82	834.32	843.84	1,080.42	841.91	615.88	628.75	554.17	482.75	524.50	518.57	588.48	581.40	621.42
15:00	733.82	851.87	882.75	889.09	883.07	448.98	217.24	438.38	770.61	442.41	586.69	582.54	579.84	575.07	580.38	437.89	544.82	1,101.78	959.59	591.53	543.72	407.15	289.80	438.27	274.59	508.74	488.88	518.95
15:30	454.41	830.83	854.44	841.50	784.87	583.12	138.52	382.55	384.87	323.83	480.08	473.85	460.91	478.17	484.38	337.32	438.28	862.14	452.77	491.03	454.81	380.19	343.38	343.73	345.80	410.45	388.50	531.31
16:00	268.29	584.04	851.91	888.05	848.78	207.38	58.49	219.74	487.38	351.09	363.47	358.40	387.67	364.81	350.47	237.80	328.14	888.04	338.91	373.89	358.52	308.59	231.88	239.18	281.84	308.45	284.12	384.78
16:30	189.08	480.97	708.48	702.53	588.79	83.57	128.03	113.50	703.01	471.28	258.77	250.78	280.79	257.80	243.79	148.27	214.33	575.32	203.01	233.02	188.11	205.21	143.70	128.55	170.84	204.70	188.54	288.08
17:00	238.58	712.28	503.08	485.37	378.23	103.13	70.82	80.82	535.88	288.05	151.88	148.08	145.20	158.23	141.88	70.82	118.01	281.88	111.24	80.08	87.04	114.08	64.82	71.58	80.88	114.50	102.04	114.17
17:30	191.18	515.10	300.98	111.32	200.58	87.58	28.30	81.44	344.18	111.02	71.24	80.80	58.75	78.14	80.50	28.30	47.84	138.50	53.12	32.07	79.38	51.70	22.77	28.73	32.41	48.85	42.33	43.35
18:00	57.19	70.01	53.41	50.98	62.47	14.34	10.20	24.77	107.27	32.18	24.28	12.02	15.80	18.30	14.30	10.20	13.80	45.72	20.18	10.74	30.88	13.08	8.82	10.58	11.87	15.50	13.98	10.23
Potencia Maximo (KW/m2)	0.87	0.86	0.93	0.94	0.95	0.90	1.01	0.88	0.95	0.92	0.88	0.89	0.88	0.88	0.88	0.88	0.89	1.15	0.89	0.82	0.88	0.84	0.93	0.78	0.78	0.85	0.82	0.77
Potencia Minimo (KW/m2)	0.01	0.02	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ENERGIA (Kwh/m2-dia)	8.01	8.12	7.93	7.89	7.33	8.01	4.18	4.30	5.87	5.04	5.33	4.95	4.48	5.83	5.71	5.39	5.58	6.75	5.70	3.58	4.36	5.29	5.38	4.27	4.93	4.85	4.86	4.65
PROMEDIO (KW/m2)	0.50	0.88	0.68	0.68	0.81	0.50	0.35	0.38	0.49	0.42	0.44	0.41	0.37	0.49	0.48	0.45	0.46	0.58	0.48	0.30	0.38	0.44	0.45	0.38	0.40	0.40	0.40	0.39
ENERGIA (Kwh/m2-dia)	6.78							5.27							4.82													

**ANEXO III - I: INFORMACION DE CAMPO (DATOS DE RADIACION POR MEDIO DE UN INSTRUMENTO - SOLARIMETRO) 14 - Abril**

N°	Time	W/(M)2	N°	Time	W/(M)2	N°	Time	W/(M)2
1	06:01:43	0.00	1766	11:25:18	932.90	3880	17:52:52	14.50
2	06:01:54	0.00	1767	11:25:29	255.70	3881	17:53:03	14.30
3	06:02:05	0.00	1768	11:25:40	251.00	3882	17:53:14	14.30
4	06:02:16	0.00	1769	11:25:51	455.60	3883	17:53:25	15.20
5	06:02:27	0.00	1770	11:26:02	821.90	3884	17:53:36	15.00
6	06:02:38	0.00	1771	11:26:13	761.30	3885	17:53:47	15.70
7	06:02:49	0.00	1772	11:26:24	563.40	3886	17:53:58	15.80
8	06:03:00	0.00	1773	11:26:35	554.90	3887	17:54:09	15.70
9	06:03:11	0.00	1774	11:26:46	551.00	3888	17:54:20	15.90
10	06:03:22	0.00	1775	11:26:57	369.60	3889	17:54:31	16.40
11	06:03:33	0.00	1776	11:27:08	480.10	3890	17:54:42	16.60
12	06:03:44	0.00	1777	11:27:19	1,022.00	3891	17:54:53	16.80
13	06:03:55	0.00	1778	11:27:30	960.20	3892	17:55:04	17.40
14	06:04:06	0.00	1779	11:27:41	378.10	3893	17:55:15	17.20
15	06:04:17	0.00	1780	11:27:52	319.60	3894	17:55:26	17.70
16	06:04:28	0.00	1781	11:28:03	982.90	3895	17:55:37	18.00
17	06:04:39	0.00	1782	11:28:14	1,027.00	3896	17:55:48	18.00
18	06:04:50	0.00	1783	11:28:25	1,021.00	3897	17:55:59	17.70
19	06:05:01	0.00	1784	11:28:36	1,015.00	3898	17:56:10	18.20
20	06:05:12	0.00	1785	11:28:47	1,013.00	3899	17:56:21	18.40
21	06:05:23	0.00	1786	11:28:58	1,011.00	3900	17:56:32	18.40
22	06:05:34	0.20	1787	11:29:09	1,010.00	3901	17:56:43	18.00
23	06:05:45	0.00	1788	11:29:20	1,011.00	3902	17:56:54	17.60
24	06:05:56	0.20	1789	11:29:31	1,011.00	3903	17:57:05	17.60
25	06:06:07	0.10	1790	11:29:42	1,012.00	3904	17:57:16	17.90
26	06:06:18	0.20	1791	11:29:53	1,013.00	3905	17:57:27	17.70
27	06:06:29	0.10	1792	11:30:04	1,014.00	3906	17:57:38	17.40
28	06:06:40	0.00	1793	11:30:15	1,015.00	3907	17:57:49	17.10
29	06:06:51	0.00	1794	11:30:26	1,014.00	3908	17:58:00	16.60
30	06:07:02	0.00	1795	11:30:37	1,011.00	3909	17:58:11	17.10
31	06:07:13	0.10	1796	11:30:48	1,012.00	3910	17:58:22	16.30
32	06:07:24	0.30	1797	11:30:59	1,011.00	3911	17:58:33	15.80
33	06:07:35	0.30	1798	11:31:10	995.30	3912	17:58:44	15.50
34	06:07:46	0.30	1799	11:31:21	996.90	3913	17:58:55	15.90
35	06:07:57	0.20	1800	11:31:32	994.70	3914	17:59:06	15.50
36	06:08:08	0.60	1801	11:31:43	984.20	3915	17:59:17	15.80
37	06:08:19	0.70	1802	11:31:54	977.20	3916	17:59:28	14.90
38	06:08:30	0.50	1803	11:32:05	972.60	3917	17:59:39	15.20
39	06:08:41	0.70	1804	11:32:16	974.90	3918	17:59:50	14.90
40	06:08:52	0.30	1805	11:32:27	985.90	3919	18:00:01	14.60

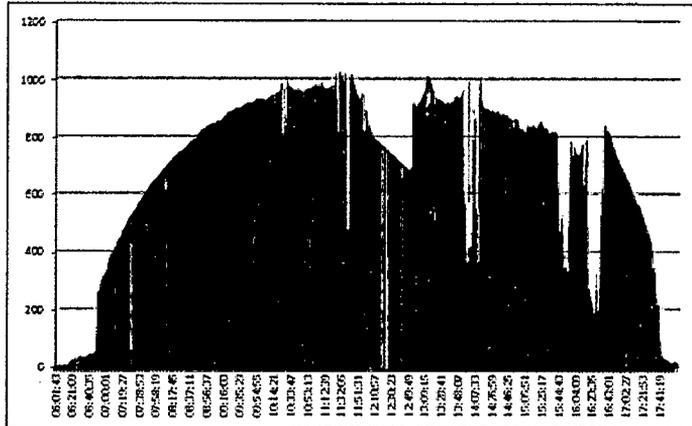


## ANEXO III – J: Irradiación solar en la Comunidad Cerro Blanco

Resumen de datos tabulado de la irradiación del 14 abril cada media hora

hora	Irradiación (w/m <sup>2</sup> )		
	promedio	max	min
06:00	15.31	36.60	0.00
06:30	154.38	353.30	32.90
07:00	458.64	543.50	357.20
07:30	613.64	673.80	545.00
08:00	725.90	768.20	674.20
08:30	812.28	845.80	767.50
09:00	873.58	900.50	844.40
09:30	919.22	932.10	899.40
10:00	918.59	996.40	570.20
10:30	964.59	979.60	955.00
11:00	933.85	1027.00	251.00
11:30	824.63	1019.00	289.80
12:00	773.88	839.40	731.60
12:30	771.97	532.10	679.30
13:00	927.83	1010.00	765.20
13:30	743.31	991.80	287.50
14:00	781.79	1006.00	246.90
14:30	851.67	880.30	729.70
15:00	630.39	854.10	607.70
15:30	594.04	821.00	222.70
16:00	460.97	794.10	180.20
16:30	712.28	840.60	214.20
17:00	515.10	631.10	325.50
17:30	70.01	319.90	13.90

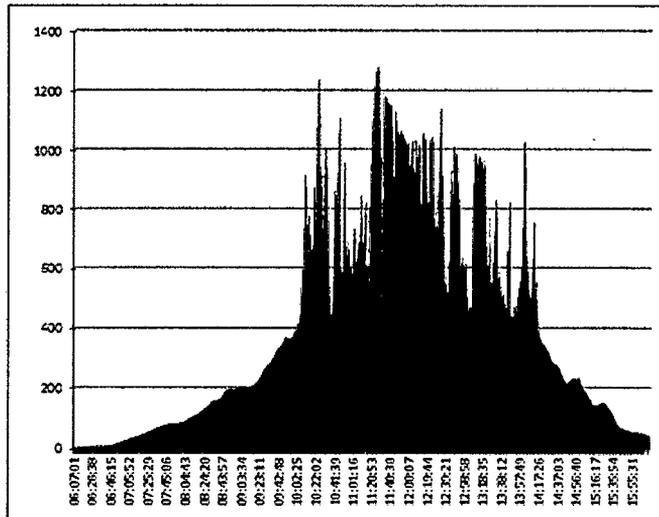
Grafico de la irradiación tomado el 14 abril 2010 desde las 6:00 hasta 18:00



Resumen de datos tabulado de la irradiación del 30 abril cada media hora

horas	Irradiación (w/m <sup>2</sup> )		
	promedio	max	min
06:00	5.28	8.30	0.10
06:30	18.90	35.50	7.90
07:00	52.97	73.70	35.20
07:30	65.62	100.10	75.90
08:00	130.80	161.00	100.40
08:30	191.69	204.90	161.10
09:00	243.52	309.50	197.70
09:30	382.57	596.30	310.30
10:00	772.86	1240.00	437.70
10:30	677.99	1109.00	465.30
11:00	955.37	1278.00	559.10
11:30	1008.64	1150.00	785.30
12:00	836.55	1138.00	509.40
12:30	662.83	1011.00	405.20
13:00	724.04	990.20	484.90
13:30	553.84	1026.00	432.30
14:00	367.17	756.50	254.10
14:30	217.24	253.20	167.90
15:00	135.52	167.00	79.90
15:30	58.49	78.80	46.50
16:00	128.03	178.10	41.70
16:30	70.62	104.40	43.90
17:00	29.30	43.90	17.60
17:30	10.20	17.70	3.20

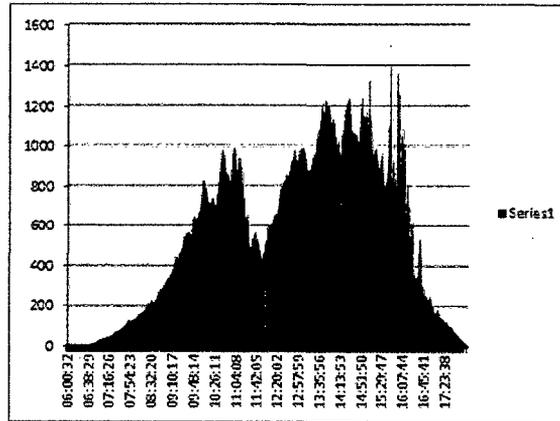
Gráfico de la irradiación tomado el 30 abril 2010 desde las 6:00 hasta 18:00



Resumen de datos tabulado de la irradiación del 17 mayo cada media hora

horas	Irradiación (w/m2)		
	promedio	max	min
06:00	0.38	3.78	0.00
06:30	18.71	37.49	1.58
07:00	55.69	77.49	37.49
07:30	111.64	137.97	76.85
08:00	180.81	228.69	134.82
08:30	273.84	342.09	217.04
09:00	440.08	555.98	343.35
09:30	628.09	807.03	547.79
10:00	751.31	842.00	693.67
10:30	907.69	990.05	821.52
11:00	724.88	943.11	487.94
11:30	510.30	600.71	431.87
12:00	704.88	854.28	593.78
12:30	926.55	989.10	843.57
13:00	951.59	1080.77	873.18
13:30	1151.58	1226.93	1023.12
14:00	1090.42	1237.01	950.99
14:30	1101.76	1241.73	1007.69
15:00	962.14	1321.74	793.49
15:30	966.04	1497.83	676.31
16:00	575.32	1085.18	321.93
16:30	281.99	535.82	167.90
17:00	138.50	185.17	99.54
17:30	45.72	99.54	0.00

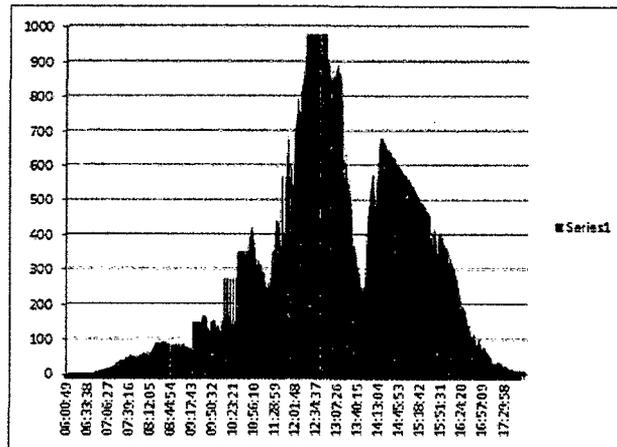
Gráfico de la irradiación tomado el 17 mayo 2010 desde las 6:00 hasta 18:00



Resumen de datos tabulado de la irradiación del 30 mayo cada media hora

horas	Irradiación (w/m2)		
	promedio	max	min
05:00	0.01	0.50	0.00
05:30	6.12	13.90	0.10
07:00	26.97	40.60	13.90
07:30	50.69	59.20	40.60
08:00	75.04	94.70	54.90
08:30	86.03	94.70	83.70
09:00	111.21	153.40	69.40
09:30	145.00	167.40	119.10
10:00	212.38	350.40	127.90
10:30	355.32	419.20	310.20
11:00	315.02	445.10	238.00
11:30	529.28	748.60	346.60
12:00	899.27	975.70	544.00
12:30	923.40	975.70	836.50
13:00	638.07	891.20	355.80
13:30	357.24	574.70	231.30
14:00	615.85	680.50	463.80
14:30	581.53	625.10	537.90
15:00	491.03	541.66	356.10
15:30	373.69	422.70	315.10
16:00	233.02	328.30	156.80
16:30	90.09	142.16	55.30
17:00	32.07	54.70	18.10
17:30	10.74	17.40	5.20

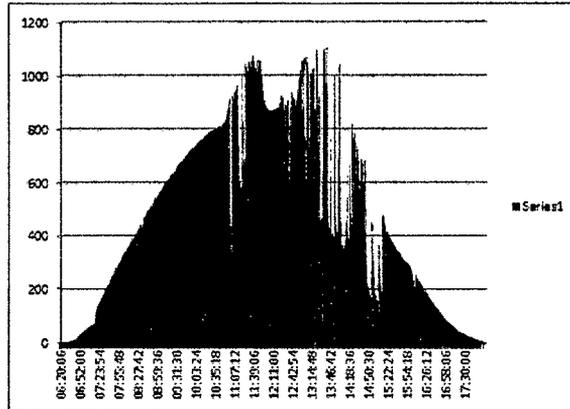
Gráfico de la irradiación tomado el 30 mayo 2010 desde las 6:00 hasta 18:00



Resumen de datos tabulado de la irradiacion del 2 junio cada media hora

horas	irradiacion		
	promedio	max	min
06:00	10.83	32.60	0.70
06:30	66.94	143.80	33.00
07:00	213.22	280.30	144.50
07:30	344.06	400.90	280.30
08:00	457.91	524.10	397.60
08:30	577.16	632.60	517.70
09:00	671.04	719.00	582.80
09:30	751.12	783.90	718.70
10:00	804.88	838.40	783.80
10:30	708.46	1008.00	263.30
11:00	933.73	1076.00	422.90
11:30	875.46	956.20	554.70
12:00	816.41	972.50	383.10
12:30	849.02	1096.00	386.90
13:00	628.86	1106.00	399.50
13:30	461.77	1044.00	349.80
14:00	492.75	788.10	170.20
14:30	289.80	484.40	144.20
15:00	343.36	401.30	295.10
15:30	231.98	297.30	116.50
16:00	143.70	194.40	97.80
16:30	64.52	97.10	37.40
17:00	22.77	37.30	6.70
17:30	6.82	9.70	4.30

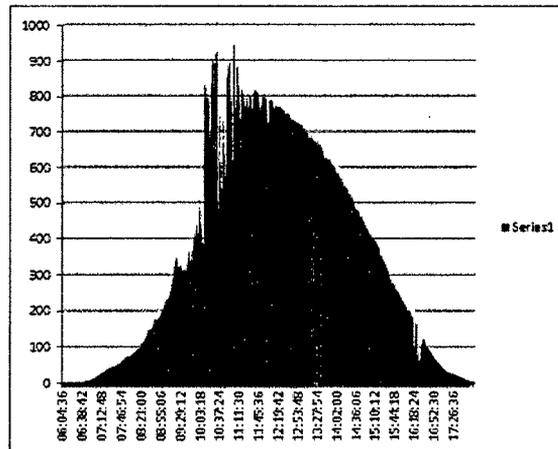
Grafico de la irradiacion tomado el 2 junio 2010 desde las 6:00 hasta 18:00



Resumen de datos tabulado de la irradiacion del 13 junio cada media hora

horas	Irradiacion		
	promedio	max	min
06:00	0.26	1.70	0.00
06:30	8.95	21.50	1.20
07:00	35.93	47.60	21.30
07:30	65.12	81.70	47.60
08:00	109.58	150.40	82.00
08:30	184.96	233.30	142.10
09:00	296.90	348.50	230.60
09:30	377.29	512.10	307.90
10:00	671.85	926.00	382.20
10:30	681.85	943.40	493.10
11:00	762.76	881.50	549.60
11:30	783.55	817.40	630.40
12:00	764.18	789.30	745.90
12:30	723.91	* 749.10	699.70
13:00	674.79	702.80	645.10
13:30	606.72	646.70	569.20
14:00	524.50	570.50	390.30
14:30	436.27	482.10	397.50
15:00	343.73	397.80	279.60
15:30	239.18	282.10	181.00
16:00	126.55	199.70	53.30
16:30	71.58	106.50	41.90
17:00	28.73	41.50	19.00
17:30	10.58	19.00	3.50

Grafico de la irradiacion tomado el 13 junio 2010 desde las 6:00 hasta 18:00



# **ANEXOS IV**

ANEXO IV A: DATOS DE CAMPO Y SELECCIÓN DE ACCESORIOS PARA ENERGIA EOLICA

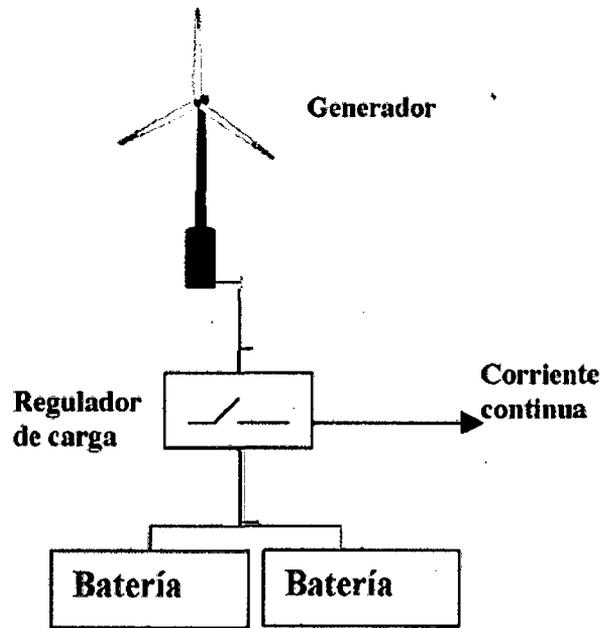
DATOS DE CAMPO								
ITEM	DESCRIPCION	FORMULA	SIMBOLO	foco	Radio	Tv	POR ABONADO	
							Total	Unidad
1	Número			3	1	1		
	Potencia		P =	15	20	70		w
	Voltaje del sistema demandado		Vsist =	12	12	12	12	v
	Potencia Total		w =	45	20	70	135	w
	Corriente		i =	3.8	1.7	5.8	11.25	A
	Tiempo de Utilización		h/día =	5	6	2		h/día
	Consumo Carga		Ah/día =	18.8	10.0	11.7	40.42	Ah/día
	Consumo		Wh/día =	225	120	140	455.00	Wh/día
	Velocidad del viento en campo (*)		V =				4.25	m/s
	Tiempo de viento estimado (**)		Ted =	7.5	h/día		2,700.00	h/año

(\*) Para cálculo de diseño se uso la velocidad promedio tomado en la comunidad (V = 4.25 m/s).

También este valor se puede comprobar con el mapa eólico del SENAMHI donde en la zona tiene un rango (4 - 5) m/s.

SELECCIÓN DE ACCESORIOS PARA ENERGIA SOLAR										
2	DESCRIPCION	FORMULA	SIMBOLO	CALCULO				Unidad	POR ABONADO	POR LOCALIDAD (T=0)
A	N° Eolicos		Npanel						1 pza	14.00 pza
	Coefficiente de potencia, su valor varía por el diseño (0.25)		Cp =				0.25			
	Densidad del aire		=				1	kg/m3		
	Diámetro del hélice		D =	2.7	3.2	3.6	4	m		
	Potencia del aerogenerador		Paerom =	750	1500	2000	3000	w		
	Energía eólica		Pea =	54.94	77.17	97.67	120.58	w		
	Energía del sistema demandado		Eaolica =	148.34	208.37	263.72	325.58	wh/año		
			ES =	2093.66	2093.66	2093.66	2093.66	kwh/año		2093.66 kwh/año
			Npanel =	14.114	10.048	7.939	6.431	pza		
	N° baterías									
	Voltaje de batería nominal		Vbat =					12 v		
Capacidad nominal de batería		Cnom =					85 Ah			
Corriente total diario		Ctd =					48.50 Ah/día			
Corriente del consumo diario		Carga =					40.42 Ah/día			
Factor de seguridad (1.2)		Fseg =					1.2			
Corriente de reserva en el sistema		Crese =					97 Ah			
Número de días de reserva		Nrese =					2 días			
Capacidad corregida		Ccoir =					194.0 Ah			
Factor de profundidad de descarga (< 1), se asume 0.5.		Fpdesc =					0.5			
Arreglo de batería en paralelo		Abpar =					2.28	pza	2 pza	
Arreglo de batería en serie		Ndser =					1	pza	1 pza	
Selección de conductores y caída de tensión desde la batería a caja de conexiones del panel fotovoltaico.										
Caída de tensión, será menor al 5% de 12V (0.6v).		ΔV =						0.61 v		
Longitud del cable		L =						10 m	140 m	
Corriente de demanda		I =						11.25 A		
Cosφ		Cosφ =						1		
Para el cobre es		K =						56		
Sección del cable (Anexo de cable)		S =						6.62 mm		
Cable NMT 2X12										
D Selección de controlador de carga			Icont =	62.50	A				1 pza	14 pza

CALIBRE N°xAVG	SECCION NOMINAL mm²	NUMERO HILOS	DIAMETRO HILO mm	ESPEORES		DIAMETRO EXTERIOR mm	PESO Kg/Km	AMPERAJE A
				AISLAMIE NTO mm	CUBIERTA mm			
<b>CORDON PORTATIL NLT (SVTO)-SERVICIO MEDIO PESADO</b>								
2x20	2x0,52	10	0,254	0,5	0,6	5,5	41	7
2x18	2x0,82	18	0,254	0,5	0,6	5,9	51	10
2x16	2x1,31	26	0,254	0,6	0,6	7,4	79	15
2x14	2x2,08	41	0,254	0,6	0,6	8,4	120	20
<b>CORDON PORTATIL NMT (SJTO)-SERVICIO MEDIO PESADO</b>								
2x14	2x2,08	41	0,254	0,7	0,8	8,9	122	8
2x12	2x3,31	65	0,254	0,8	1,0	10,7	180	25
2x10	2x5,26	105	0,254	0,8	1,0	12,9	261	30
3x14	3x2,08	41	0,254	0,7	0,8	9,3	143	15
3x12	3x3,31	65	0,254	0,8	1,0	11,4	220	20
3x10	3x5,26	105	0,254	0,8	1,0	13,6	320	25



**ANEXO IV-B: PRESUPUESTO  
PRECIOS PRIVADOS CON ENERGIA EOLICA**

ITEM	DESCRIPCION	CANTIDAD	COSTO UNITARIO (US\$)	CANTIDAD TOTAL	SUB TOTAL (US\$)	SUB TOTAL (S/.)	TOTAL S/.
1	INTANGIBLE*	I =	25.00	14.00	350.00	980.00	980.00
2	COSTO DIRECTO	AF =			35,932.40	100,810.72	100,810.72
	<u>Suministro de Materiales</u>						
	Aerogenerador de 750 w con Soporte	1	1,280.00	14.00	18,060.00	50,568.00	
	Controlador de Carga	1	380.00	14.00	5,320.00	14,898.00	
	Bateria	2	210.00	28.00	5,880.00	16,484.00	
	Luminaria c/lampara	3	4.00	42.00	168.00	470.40	
	Interruptor de un polo	3	2.00	42.00	84.00	235.20	
	Caja de Conexiones	1	25.00	14.00	350.00	980.00	
	Cable electrico (m)	10	1.20	140.00	168.00	470.40	
	<u>Montaje Electromecanico</u>						
	Instalacion de un Aerogenerador	1	250.00	14.00	3,500.00	9,800.00	
	Transporte (8%)		171.80		2,402.40	6,728.72	
3	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES	GG + U =	513.32		7,188.48	20,122.14	20,122.14
4	Total Costos Incluye Gastos Preoperativos	AF+G.G.+U.III =			43,118.88	120,732.88	
5					0.00	0.00	
6	SUPERVISION Y LIQUIDACION	S =	154.00		2,155.94	6,036.84	6,036.84
7	COSTO INVERSION (SIN IGV)	CI=I+AF+G.G.+U+S =			45,824.82	127,749.81	127,749.81
8	IMPREVISTOS			1	3,193.74	8,942.47	
	SUB TOTAL				48,818.56	136,691.97	
9	IGV(18%)				8,787.34	24,604.56	
10	SUB TOTAL				67,605.90	161,296.53	

Intangibles\* : saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros. Considera la Evaluación de Estudios Complementarios de Ingeniería y el Expediente Técnico. Estimados de la DEP del MEM.

Gastos Generales	20%
Gastos Preoperativos	0%
Imprevistos	7%
Supervision y liquidacion	5%
Tasa de IGV	18%
Tipo de Cambio	2.8 S/./\$

**ANEXO IV - C: COSTOS INCREMENTALES ENERGIA EOLICA**

COSTO PRIVADO (S/.)

RUBRO	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																					
1. Intangibles	980.00																				
2. Inversión																					
Inversión en Suministro de Materiales																					
Aerogenerador con Soporte	50,568.00						3,612										3,612				
Controlador de Carga	14,896.00						1,064										2,128				
Batería	18,464.00				16,464		1,176		16,464		14,886				16,464		1,176		1,176	504	34
Luminaria o/ampara	470.40			470			504			504				504							
Interruptor de un polo	235.20						17														
Caja de Conexiones	980.00						70														
Cable eléctrico (m)	470.40						33.6														
Instalación de un Módulo Aerogenerador	9,800.00						700										700				
Transporte	6,726.72						480										480				
3. Capital de Trabajo inicial																					
4. Valor Residual (-)																					
5. Gastos generales y utilidades	20,122.14						20,122										20,122				
6. Supervisión y liquidación	6,036.64						431										431				
Subtotal costos de inversión	127,749.51	0	0	470	16,464	0	28,210	0	16,464	504	16,072	0	16,968	0	1,176	504	45,268	0	1,680	34	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>																					
1. Costos de operación y mantenimiento																					
Costo subtotal Costo de inversión x 2% = MyO =		2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555
2. Impuesto a la renta (*)		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>	127,749.51	2,555	2,555	3,025	19,019	2,555	30,765	2,555	19,019	3,059	18,627	2,555	19,523	2,555	3,731	3,059	47,823	2,555	4,235	2,589	2,555
<b>D) IMPREVISTOS (**)</b>	8,942.47	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS (C + D)</b>	136,691.97	2,555	2,555	3,025	19,019	2,555	30,765	2,555	19,019	3,059	18,627	2,555	19,523	2,555	3,731	3,059	47,823	2,555	4,235	2,589	2,555

**OBSERVACIONES**

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

Las partidas incluyen Gastos Generales y Utilidades.

NOTA: Se han programado las reposiciones necesarias en el horizonte del proyecto. Ver Reposiciones.

(\*\*) Se considera el 7%

(\*) En este análisis se considera que cuando la empresa tiene pérdidas, no se le descuenta el impuesto a la renta.

Variables Importantes:

Costos de operación y mantenimiento:

(\*) Impuesto a la Renta

Valoración

2.00%

30%

Fuente de información:

Fabricante. Empresas de servicio eléctrico rural.

SUNAT

**REPOSICIONES**

Periodo de reposición de baterías

Periodo de reposición de Controladores

Periodo de reposición de Luminarias

Periodo de reposición de Interruptor de un Polo

Periodo de reposición de Caja de Conexiones

VALOR

4 años

10 años

3 años

20 años

20 años

FUENTE

Fabricante

Fabricante

Fabricante

Fabricante

Fabricante

**ANEXO IV - D: COSTOS INCREMENTALES ENERGIA EOLICA**  
COSTO SOCIAL (S/.)

RUBRO	Factor de corrección	PERIODO																				
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>A) COSTOS DE INVERSION</b>																						
1. Intangibles	1.00	880																				
2. Inversión		0																				
Inversión en Suministro de Materiales		0																				
Panel Solar con Soporte	0.9643	48,762						3,612										3,612				
Controlador de Carga	0.9643	14,364						1,064										2,128				
Bateria	0.9643	15,876						1,176		16,464		14,898						17,640		1,176		
Luminaria c/lampara	0.9643	454			470			504			504			16,464		1,176		34		504	34	
Interruptor de un polo	0.9643	227						17									504					
Caja de Conexiones	0.9643	945						70														
Cable eléctrico (m)	0.9643	454						34														
Instalación de un Módulo Fotovoltaico	0.9091	8,909						700														
Transporte	1.00	6,727						480														
3. Capital de Trabajo inicial		0						0														
4. Valor Residual (-)		0						0														
5. Gastos generales y utilidades	1.00	20,122						20,122														
6. Supervisión y liquidación	1.00	6,037						431														
Subtotal costos de inversión		123,856	0	0	470	16,464	0	28,210	0	16,464	504	18,072	0	16,968	0	1,176	504	45,268	0	1,680	34	0
<b>B) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO CON PROYECTO</b>																						
1. Costos de operación y mantenimiento			2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555	2,555
<b>C) TOTAL COSTOS CON PROYECTO (A + B)</b>		123,856	2,555	2,555	3,025	19,019	2,555	30,765	2,555	19,019	3,059	18,627	2,555	19,523	2,555	3,731	3,059	47,823	2,555	4,235	2,589	2,555
<b>D) COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO SIN PROYECTO</b>			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>E) TOTAL COSTOS INCREMENTALES</b>		123,856	2,555	2,555	3,025	19,019	2,555	30,765	2,555	19,019	3,059	18,627	2,555	19,523	2,555	3,731	3,059	47,823	2,555	4,235	2,589	2,555

**OBSERVACIONES**

Intangibles: saneamiento de tierras, estudios complementarios de ingeniería, expedientes técnicos, franquicias, permisos, entre otros.

Inversión en Activos Fijos: obras civiles, maquinarias y equipo, terrenos, entre otros.

NOTA: Se han programado las reposiciones necesarias en el horizonte del proyecto. Ver Reposiciones.

$$F.C. = \frac{1}{(1+0.12)^t} * 1.08 = 0.9642857$$

Arancel módulos fotovoltaicos= 0.12  
Factor conversión divisa= 1.08  
Los precios privados están sin IGV

**ANEXO IV - E: BENEFICIOS INCREMENTALES ENERGIA EOLICA**  
INGRESOS PRIVADO (S/.)

	PERIODO																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>1.- Situación con Proyecto</b>																					
Ingresos por cuotas anual reguladas		1,000	1,031	1,047	1,064	1,080	1,097	1,114	1,132	1,150	1,168	1,186	1,205	1,223	1,243	1,262	1,282	1,302	1,323	1,344	1,365
<b>2.- Situación sin Proyecto</b>																					
Beneficios sin proyecto		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>3.- Beneficios Incrementales (1) - (2)</b>																					
Ingresos por cuotas mensuales reguladas		1,000	1,031	1,047	1,064	1,080	1,097	1,114	1,132	1,150	1,168	1,186	1,205	1,223	1,243	1,262	1,282	1,302	1,323	1,344	1,365

Variables importantes: Tarifa sin FOSE (Privado)      Valoración: 0.474 S/./kwh      Fuente de información: Asumiendo una tarifa igual Tarifa de Eléctrica Rural para Sistemas Fotovoltaicos (No incluye IGV)

**ANEXO IV - F: BENEFICIOS INCREMENTALES PARA ENERGIA EOLICA**  
INGRESOS SOCIALES (S/.)

	Beneficios Totales																				
	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.- Situación con Proyecto</b>																					
Beneficio económico iluminación		4,165	4,228	4,260	4,282	4,324	4,357	4,390	4,423	4,457	4,490	4,525	4,558	4,594	4,628	4,664	4,700	4,736	4,772	4,809	4,846
Voluntad de pago por radio y televisión		3,004	3,049	3,072	3,095	3,119	3,142	3,166	3,190	3,214	3,238	3,263	3,288	3,313	3,338	3,364	3,390	3,416	3,442	3,468	3,495
Sub total beneficios económicos		7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
<b>Beneficios Incrementales</b>																					
Beneficios económicos incrementales		7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341

Variables importantes:      Valor      Fuente de información

Beneficio anual por iluminación: 124.0 US\$/ abonado      Trabajo de campo, NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.

Beneficio anual por radio y televisión: 89.4 US\$/ abonado      Trabajo de campo, NRECA International, Ltd. – SETA. "Estrategia Integral de Electrificación Rural". 1999.

Tasa de IGV: 18%      SUNAT

Tipo de cambio (S/./US\$) 2.8 S/./US\$

## Anexo: IV – G: Tarifa Eléctrica Rural para sistemas Fotovoltaicos

Vigente a partir del 17 de Agosto de 2010

Inversiones	Region	Tipo de Módulo	Energía Promedio Mensual Disponible (kW.h)	Carga Fijo Equivalente por Energía Promedio (ctn.S/kW.h)		
				Sin FOSE	Con FOSE	
100% Estado	Costa	BT8-050	7.32	409.97	153.74	
		BT8-080	11.75	308.68	115.76	
		BT8-160	16.73	291.81	109.43	
		BT8-240	24.92	266.06	100.52	
	Sierra	BT8-320	33.14	255.04	95.64	
		BT8-050	7.24	424.72	159.27	
		BT8-080	11.54	320.71	120.27	
		BT8-160	16.51	300.18	112.57	
	Selva	BT8-240	24.51	276.13	103.55	
		BT8-320	32.81	260.47	97.68	
		BT8-050	6.07	579.24	217.22	
		BT8-080	9.66	446.79	167.55	
	Amazonía (1)	BT8-160	13.11	440.50	165.19	
		BT8-240	21.19	377.25	141.47	
		BT8-320	29.65	341.32	125.48	
		BT8-050	6.07	636.39	239.40	
	100% Empresa	Costa	BT8-080	9.66	497.72	186.65
			BT8-160	13.11	494.81	185.55
			BT8-240	21.19	426.57	159.96
			BT8-320	29.65	387.45	142.44
Sierra		BT8-050	7.32	621.86	233.20	
		BT8-080	11.75	474.30	177.86	
		BT8-160	16.73	493.31	184.99	
		BT8-240	24.92	467.50	175.31	
Selva		BT8-320	33.14	451.90	195.22	
		BT8-050	7.24	640.47	240.18	
		BT8-080	11.54	490.64	183.99	
		BT8-160	16.51	505.27	189.48	
Amazonía (1)		BT8-240	24.51	479.97	179.99	
		BT8-320	32.81	460.16	197.19	
		BT8-050	6.07	841.35	315.51	
		BT8-080	9.66	653.21	244.95	
Amazonía (1)		BT8-160	13.11	702.06	263.27	
		BT8-240	21.19	616.38	231.14	
		BT8-320	29.65	564.96	211.86	
		BT8-050	6.07	934.10	350.29	
Amazonía (1)	BT8-080	9.66	730.95	274.11		
	BT8-160	13.11	792.52	297.20		
	BT8-240	21.19	698.68	262.01		
	BT8-320	29.65	642.29	240.86		

(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

### Cargos de Corte y Reconexión - S/.

(No incluye IGV)

Vigente a partir del 17 de Agosto de 2010

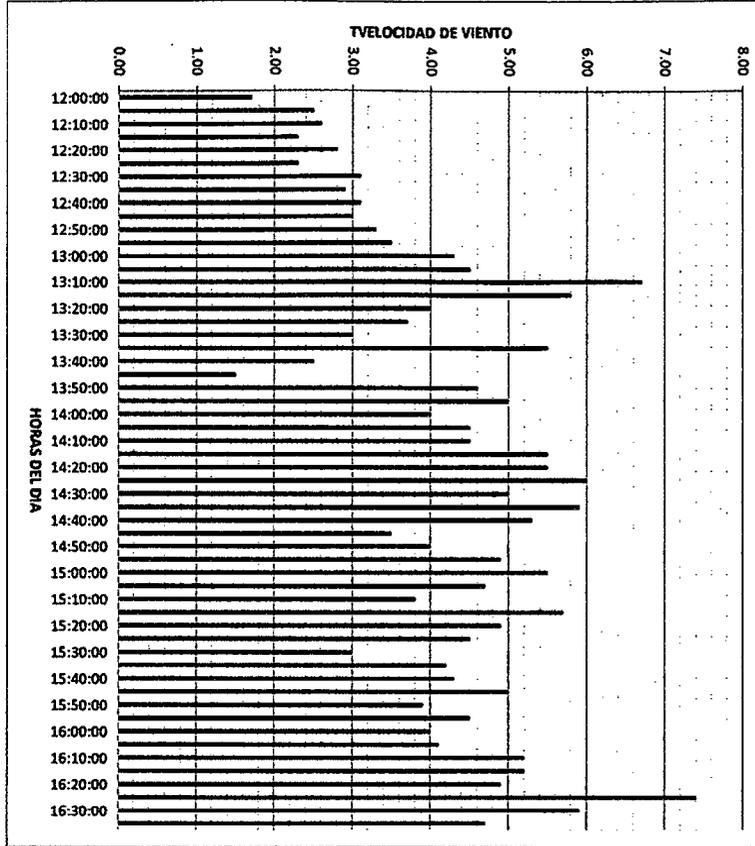
Cargo	Costa	Sierra	Selva	Amazonía (1)
Corte	1.85	2.28	2.62	2.62
Reconexión	2.76	3.78	3.93	3.93

(1) Aplicable en zonas de la amazonía bajo el ámbito de la Ley N° 27037

**ANEXO IV - H: SELECCIÓN DE AEROGENERADOR PARA LA COMUNIDAD**

HORAS (13/04/2010)	Velocidad de viento (m/s)		Potencias según diámetro del aerogenerador (w)			
	Velocida puntual	Velocidad promedio	φrotor (m)= 2.70	φrotor (m)= 3.20	φrotor (m)= 3.60	φrotor (m)= 4.00
12:00:00	1.70					
12:05:00	2.50					
12:10:00	2.60					
12:15:00	2.30					
12:20:00	2.60					
12:25:00	2.30					
12:30:00	3.10					
12:35:00	2.90					
12:40:00	3.10					
12:45:00	3.00					
12:50:00	3.30					
12:55:00	3.50					
13:00:00	4.30					
13:05:00	4.50					
13:10:00	6.70					
13:15:00	5.80					
13:20:00	4.00					
13:25:00	3.70					
13:30:00	3.00					
13:35:00	5.50					
13:40:00	2.50					
13:45:00	1.50					
13:50:00	4.60					
13:55:00	5.00					
14:00:00	4.00					
14:05:00	4.50					
14:10:00	4.50					
14:15:00	5.50					
14:20:00	5.50	4.25	55.08	77.37	97.92	120.89
14:25:00	6.00					
14:30:00	5.00					
14:35:00	5.90					
14:40:00	5.30					
14:45:00	3.50					
14:50:00	4.00					
14:55:00	4.90					
15:00:00	5.50					
15:05:00	4.70					
15:10:00	3.80					
15:15:00	5.70					
15:20:00	4.90					
15:25:00	4.50					
15:30:00	3.00					
15:35:00	4.20					
15:40:00	4.30					
15:45:00	5.00					
15:50:00	3.90					
15:55:00	4.50					
16:00:00	4.00					
16:05:00	4.10					
16:10:00	5.20					
16:15:00	5.20					
16:20:00	4.90					
16:25:00	7.40					
16:30:00	5.90					
16:35:00	4.70					
<b>Promedio</b>		<b>4.25</b>	<b>55.08</b>	<b>77.37</b>	<b>97.92</b>	<b>120.89</b>
<b>Energía del aerogenerador en 7.5 horas</b>	<b>(Wh/año)</b>		<b>148,714.53</b>	<b>208,893.93</b>	<b>264,381.38</b>	<b>326,396.77</b>
<b>Energía demandada por el usuario al día</b>	<b>(Wh/año)</b>		<b>2,093,680.00</b>	<b>2,093,680.00</b>	<b>2,093,680.00</b>	<b>2,093,680.00</b>
<b>Nº aerogenerador</b>			<b>14.08</b>	<b>10.02</b>	<b>7.92</b>	<b>6.41</b>

Diametro de relacion de aspa del aerogenerador



# **ANEXOS V**

**ANEXO V-A: VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS  
INGRESOS PRIVADO (S/.)**

	Beneficios Netos Totales																				
	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>Beneficios Incrementales</b>																					
EOLICA	0	1,000	1,031	1,047	1,064	1,080	1,097	1,114	1,132	1,150	1,168	1,186	1,205	1,223	1,243	1,262	1,282	1,302	1,323	1,344	1,365
SOLAR	0	1,000	1,031	1,047	1,064	1,080	1,097	1,114	1,132	1,150	1,168	1,186	1,205	1,223	1,243	1,262	1,282	1,302	1,323	1,344	1,365
RED ELECTRICA	0	249	257	261	265	269	273	278	282	286	291	295	300	305	310	314	319	324	330	335	340
<b>Costos Incrementales</b>																					
EOLICA	136,692	2,555	2,555	3,025	19,019	2,555	30,765	2,555	19,019	3,059	18,627	2,555	10,523	2,555	3,731	3,059	47,823	2,555	4,235	2,589	2,555
SOLAR	55,918	1,118	1,118	1,589	17,582	1,118	5,513	1,118	17,582	1,622	6,998	1,118	18,086	1,118	2,294	1,622	21,842	1,118	2,798	1,152	1,118
RED ELECTRICA	377,680	7,816	7,824	7,828	7,833	7,837	11,389	7,846	7,850	7,855	7,860	7,865	7,869	7,874	7,879	7,885	11,437	7,895	7,901	7,906	7,912
<b>Beneficios Netos Totales</b>																					
EOLICA	-136,692	-1,555	-1,524	-1,978	-17,955	-1,475	-29,668	-1,441	-17,887	-1,909	-17,459	-1,369	-18,318	-1,332	-2,488	-1,797	-46,541	-1,252	-2,912	-1,245	-1,190
SOLAR	-55,918	-118	-87	-541	-16,519	-38	-4,416	-4	-16,451	-473	-5,831	68	-16,882	105	-1,052	-360	-20,560	184	-1,475	192	247
RED ELECTRICA	-377,680	-7,567	-7,567	-7,567	-7,568	-7,568	-11,115	-7,568	-7,568	-7,569	-7,569	-7,569	-7,569	-7,570	-7,570	-7,570	-11,118	-7,571	-7,571	-7,571	-7,571

	VAN (11%)	TIR
EOLICA	-201,397	na
SOLAR	-88,239	na
RED ELECTRICA	-440,513	na

n.a.: no aplicable el cálculo de la TIR  
n.a.: no aplicable el cálculo de la TIR  
n.a.: no aplicable el cálculo de la TIR

**ANEXO V-B: VALOR ACTUAL DE BENEFICIOS NETOS  
INGRESOS SOCIAL (S/.)**

	Beneficios Netos Totales																				
	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>Beneficios Incrementales</b>																					
EOLICA	0	7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
SOLAR	0	7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
RED ELECTRICA	0	7,169	7,277	7,332	7,387	7,443	7,499	7,556	7,613	7,671	7,729	7,788	7,847	7,907	7,967	8,028	8,090	8,152	8,214	8,278	8,341
<b>Costos Incrementales</b>																					
EOLICA	123,856	2,555	2,555	3,025	19,019	2,555	30,765	2,555	19,019	3,059	18,627	2,555	10,523	2,555	3,731	3,059	47,823	2,555	4,235	2,589	2,555
SOLAR	54,408	1,118	1,118	1,589	17,582	1,118	5,513	1,118	17,582	1,622	6,998	1,118	18,086	1,118	2,294	1,622	21,842	1,118	2,798	1,152	1,118
RED ELECTRICA	320,084	7,816	7,824	7,828	7,833	7,837	10,350	7,846	7,850	7,855	7,860	7,865	7,869	7,874	7,879	7,885	10,398	7,895	7,901	7,906	7,912
<b>Beneficios Netos Totales</b>																					
EOLICA	-123,856	4,614	4,722	4,306	-11,632	4,888	-23,286	5,001	-11,406	4,612	-10,898	5,233	-11,876	5,352	4,236	4,969	-39,733	5,597	3,979	5,889	5,786
SOLAR	-54,408	6,051	6,159	5,743	-10,195	6,324	1,986	6,437	-9,970	6,048	731	6,669	-10,239	6,789	5,673	6,406	-13,753	7,033	5,416	7,126	7,223
RED ELECTRICA	-320,084	-647	-547	-497	-446	-394	-2,851	-290	-238	-184	-131	-77	-22	32	88	144	-2,309	257	314	372	430

(\*) Se sumarán los costos de operación y los costos de inversión.

	VAN (11%)	TIR
EOLICA	-137,196	na
SOLAR	-35,364	na
RED ELECTRICA	-324,088	na

n.a.: no aplicable el cálculo de la TIR

**ANEXO V-C: DETERMINACION DEL COSTO DE ENERGIA PARA LA COMUNIDAD CERRO BLANCO.  
INGRESOS PRIVADO (S/.)**

DESCRIPCION	COSTO FIJO (S/.)	COSTO VARIABLE (S/.)																			
		AÑO																			
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Costos Incrementales</b>																					
EOLICA	136,692	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734	2,734
SOLAR	55,918	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118	1,118
RED ELECTRICA	377,680	15,369	15,378	15,382	15,386	15,391	18,942	15,399	15,404	15,409	15,413	15,418	15,423	15,428	15,433	15,438	18,991	15,449	15,454	15,460	15,465

DESCRIPCION	INTERES	COSTO DE INVERCION (S/.)	COSTO VARIABLE (S/.)	COSTO TOTAL DE LA COMUNIDAD EN 20 AÑOS (S/.)	NUMERO DE LOTES	NUMERO DE MESES EN 20 AÑO.	COSTO TOTAL POR LOTE AL MES DURANTES LOS 20 AÑOS (S/./mes-lote)	CONSUMO DE ENERGIA POR LOTE (kwh/mes-lote)	COSTO DE ENERGIA (S./kwh)
EOLICA	11%	136,692	21,770.46	158,462	12	240	55	12.11	4.54
SOLAR	11%	55,918	8,905.85	64,824	12	240	23	12.11	1.86
RED ELECTRICA	11%	377,680	125,209.28	502,889	12	240	175	12.11	14.42

**ANEXO V-D: DETERMINACION DEL COSTO DE ENERGIA PARA LA COMUNIDAD CERRO BLANCO.  
INGRESOS SOCIAL (S/.)**

DESCRIPCION	COSTO FIJO (S/.)	COSTO VARIABLE (S/.)																			
		AÑO																			
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
<b>Costos Incrementales</b>																					
EOLICA	123,856	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477	2,477
SOLAR	54,408	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088	1,088
RED ELECTRICA	320,084	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402	6,402

DESCRIPCION	INTERES	COSTO DE INVERCION (S/.)	COSTO VARIABLE (S/.)	COSTO TOTAL DE LA COMUNIDAD EN 20 AÑOS (S/.)	NUMERO DE LOTES	NUMERO DE MESES EN 20 AÑO.	COSTO TOTAL POR LOTE AL MES DURANTES LOS 20 AÑOS (S/./mes-lote)	CONSUMO DE ENERGIA POR LOTE (kwh/mes-lote)	COSTO DE ENERGIA (S./kwh)
EOLICA	11%	123,856	19,726.06	143,582	12	240	50	12.11	4.12
SOLAR	11%	54,408	8,665.38	63,073	12	240	22	12.11	1.81
RED ELECTRICA	11%	320,084	50,978.67	371,063	12	240	129	12.11	10.64

# **ANEXOS VI**



# **ANEXOS VII**

# ANEXO VII – A: TOMAS DE MEDICION DE VELOCIDAD DE VIENTO EN ALTO PERU



## OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA

ESTACION : ALTO PERU / 004430 / DRE-04

LAT. : 9° 4' S

DPTO. : ANCASH

PARAMETRO : DIRECCION PREDOMINANTE Y VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO REGISTRADA EN EL MES ( M/S)

LONG. : 77° 36' W

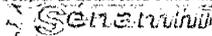
PROV. : SANTA

ALT. : 86 msnm

DIST. : SANTA

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2000	S/O	S/O	-3.3	-3.4	SE-3.0	SE-2.4	SE-1.8	SE-1.8	SE-2.3	SE-2.0	SE-1.7	SE-1.8
2001	SE-1.4	SE-1.4	SW-1.3	SE-1.3	SE-1.3	SW-1.1	SE-1.0	SE-1.1	SE-1.2	SE-1.1	SE-1.2	SE-1.2
2002	SE-1.2	SE-1.2	SE-1.1	SE-1.1	SE-1.1	SE-1.2	SE-1.1	SE-1.1	SE-1.2	SE-1.2	SE-1.5	SE-1.3
2003	SW-0	SW-0	SW-0	SW-1.0	SW-1.1	SE-1.0	NE-1.0	NE-1.1	NE-1.0	NE-1.2	NE-1.1	NE-1.0

SENAMHI  
Oficina General de Estadística e Informática



## OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA

ESTACION : HUACABAMBO / 000410 / DRE 04

LAT. : 8° 14' S

DPTO. : ANCASH

PARAMETRO : HORAS DE SOL TOTAL MENSUAL

LONG. : 76° 25' W

PROV. : SANTA

ALT. : 37 msnm

DIST. : NEPESA

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2000	181.8	182.2	243.2	225.5	204.6	193.7	182.4	178.5	169.3	208.0	233.9	201.1

PROMEDIO DE VELOCIDAD DEL VIENTO  
PARCELAS 1 Y 2

## ANEXO VII – B: TOMAS DE HORAS DE SOL EN HUACATAMBO

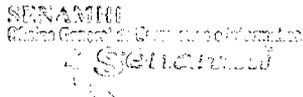


### OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA

ESTACION : HUACATAMBO / 000418 / DRE-04  
 PARAMETRO : HORAS DE SOL TOTAL MENSUAL

LAT. : 9° 14' S  
 LONG. : 78° 25' W  
 ALT. : 35 msnm  
 DPTO. : ANCASH  
 PROV. : SACTA  
 DIST. : NEPEÑA

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
1999	187.4	152.7	239.0	235.7	239.3	188.7	123.4	165.2	155.1	230.0	228.3	231.4
2000	189.4	201.3	202.3	209.0	194.2	90.0	96.3	154.9	175.9	226.4	232.0	204.4
2001	207.7	209.5	207.8	203.9	163.7	78.0	105.7	128.4	180.6	195.0	194.0	244.4
2002	285.1	169.8	212.4	195.5	209.0	143.0	133.3	145.4	167.0	209.9	209.5	214.9



### OFICINA GENERAL DE ESTADISTICA E INFORMATICA

ESTACION : HUACATAMBO / 000418 / DRE-04  
 PARAMETRO : DIRECCION PREDOMINANTE Y VELOCIDAD MEDIA DEL VIENTO REGISTRADA EN EL MES (M/S)

LAT. : 9° 14' S  
 LONG. : 78° 25' W  
 ALT. : 35 msnm  
 DPTO. : ANCASH  
 PROV. : SACTA  
 DIST. : NEPEÑA

AÑO	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SET.	OCT.	NOV.	DIC.
2004	14.0	18.0	5.0	5.0	8.0	11.0	16.0	11.0	11.0	11.0	11.0	11.0

# **ANEXOS VIII**

## VIII: INFORME FOTOGRAFICO DE LA COMUNIDA CERRO BLANCO



Foto N°1.- De lo alto se observa el rio Santa y algunas casas de la comunidad.



Foto N°2.- De lo alto se observa algunas casas de la comunidad.



Foto N°3.- Recolección de datos de velocidad de viento a lo alto de la comunidad.



Foto N°4.- Toma de datos con instrumento de precisión (Anemómetro).