



UNIVERSIDAD CÉSAR VALLEJO

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

TÍTULO:

**FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA LA INSTALACION
DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2 MW CONECTADO A LA RED
EN LA PROVINCIA DE BELLAVISTA – SAN MARTIN**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

AUTOR:

FERNÁNDEZ QUISPE JHORDÍN

ASESOR:

ING. PAREDES ROSARIO RAUL R.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN:

**ENERGÍA - GENERACION, TRANSMISION Y
DISTRIBUCION**

TRUJILLO – PERÚ

2018

PAGINA DEL JURADO

FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA LA INSTALACION DE
CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2 MW CONECTADO A LA RED EN LA
PROVINCIA DE BELLAVISTA – SAN MARTIN

AUTOR:

FERNÁNDEZ QUISPE, JHORDÍN

Ing. Carlos Sánchez Huertas.
Presidente

Ing. Jorge A. Inciso Vásquez.
Secretario

Ing. Raúl Paredes Rosario
Vocal

DEDICATORIA

Mi tesis está dedicada a mis padres, quienes me formaron inculcándome buenos valores y principios lo cual hace que en la actualidad me permita alcanzar nuevos logros en mi día a día. También se lo dedico a mi familia en general, que siempre me brindaron su apoyo constante en el transcurso de mi carrera profesional.

AGRADECIMIENTO

Primeramente agradezco a Dios por la vida y la salud, que es lo primordial para poder conseguir las metas trazadas.

Seguidamente agradecer a mis padres Porfirio Fernández Campos y Felicita Quispe Vásquez por brindarme su apoyo incondicional en todo momento haciendo posible tener hoy en día una excelente educación.

Además, un agradecimiento profundo a todos los docentes de la Universidad Cesar Vallejo que gracias a sus enseñanzas contribuyeron a mi formación profesional.

DECLARACION DE AUTENTICIDAD

Yo, FERNÁNDEZ QUISPE, JHORDÍN con DNI N° 70094704, a efecto de cumplir con las disposiciones vigentes consideradas en el Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad Cesar Vallejo, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, declaro bajo juramento que toda la documentación que acompaño es veraz y auténtica.

Así mismo, declaro también bajo juramento que todos los datos e información que se presenta en la presente tesis son auténticos y veraces.

En tal sentido asumo la responsabilidad que corresponda ante cualquier falsedad, ocultamiento u omisión tanto de los documentos como de información aportada por los cual me someto a lo dispuesto en las normas académicas de la Universidad Cesar Vallejo.

Trujillo, Julio del 2018

FERNÁNDEZ QUISPE, JHORDÍN

PRESENTACIÓN

Señores miembros del Jurado:

En cumplimiento del Reglamento de Grados y Títulos de la Universidad Cesar Vallejo, presento antes ustedes la Tesis titulada **“FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA PARA LA INSTALACION DE CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2 MW CONECTADO A LA RED EN LA PROVINCIA DE BELLAVISTA – SAN MARTIN”**, la misma que someto a vuestra consideración y espero que cumpla con los requisitos de aprobación para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico Electricista.

El Autor.

INDICE

I. INTRODUCCIÓN.....	11
1.1 Realidad problemática.....	11
1.2 Trabajos previos	12
1.3 Teorías relacionadas al tema.....	13
Energía solar:.....	13
Radiación solar:	13
El efecto fotoeléctrico:	13
La célula solar fotovoltaica:	14
Potencia de la célula solar	14
La eficiencia de conversión de los distintos tipos de células.....	14
El módulo solar fotovoltaico	15
Características eléctricas	15
Factor de forma (ff).....	16
Inclinación de los paneles solares.....	16
Efecto sombras	16
Sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica	17
Inversores para conexión de sistemas fotovoltaicos a la red eléctrica.....	17
El dimensionado del inversor:	18
Dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.....	18
Número de paneles conectados en serie.	19
Número de paneles conectados en paralelo.....	19
Dimensionamiento y elección de conductores eléctricos	20
Calculo de caída de tensión.	20
Caída de tensión para sistemas trifásicos.....	21
Huella de carbono.....	22
Cálculo de la huella de carbono.....	22
Análisis económico.	23
Retorno operacional de la inversión:	23
Valor actual neto:	23
Tasa interna de retorno:	23
1.4 Formulación del problema.....	24
1.5 Justificación del estudio	24
1.6 Hipótesis.....	24
1.7 Objetivos.	25
II. MÉTODO	26
2.2. Variables, operacionalización.....	27
2.3 Operacionalización de variables:.....	28
2.4 Población y muestra	29
2.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.....	29
2.6 Métodos de análisis de datos	29
2.7 Aspectos éticos.....	30

III RESULTADOS	31
Estudio energetico en la ubicación latitud: -7.050 longitud: -76.55.	31
Selección de modulos solares	32
Selección del invector:	34
Dimensionamiento del campo fotovoltaico.	35
Estructuras fotovoltaicas fijas.....	36
Inclinación y orientación de los paneles solares.....	37
Separación entre módulos solares.....	38
Caja de conexiones (string box)	38
Disposicion de modulos fotovoltaicos para cada caja combinadoras.	40
Calculo de conductores de modulos fv /cajas combinadoras.....	41
Calculo de conductores de cajas combinadoras/ invector.	43
Sistemas de proteccion integrados en el invector y caja de conexiones:	45
Calculo de conductores invector/transformador.	46
Centro de transformacion bt/mt.....	47
Calculo de conductores transformador / barra s.e 22.9 kv.....	48
Seccionador cut-out.	49
Interruptor de recierre automático (recloser)- modelo nova.....	49
Transformador mixto de medicion.	50
Sistema de puesta a tierra.	50
Calculo de puesta a tierra.	51
Puesta a tierra con electrodo vertical.....	51
Cálculo de resistencia de puesta a tierra para electrodo único:	52
Resistencia equivalente para “n” electrodos en paralelo.	52
Puesta a tierra con electrodo tipo malla.....	52
Produccion des sistema fotovoltaico	53
Analisis economico.	56
Análisis financiero.....	59
IV. DISCUSIÓN	60
V. CONCLUSIONES.....	61
VI. RECOMENDACIONES	62
VIII. REFERENCIAS	63
ANEXOS.....	65
Estudios energetico en el lugar del proyecto.	66
Sistema electrico actual de la subestacion bellavista.....	71
Disposición de terreno asumido para el proyecto.....	72
Calculos electricos y mecanicos.	72
Fichas tecnicas.....	79
Implementación de programa excel para procesamiento de cálculos.....	91
Planos.....	92

RESUMEN

La presente investigación es de tipo Pre-experimental, porque no habrá manipulación alguna sobre la variable independiente y Aplicada, porque está dirigido a generar, modificar o ampliar conocimientos destinados a gestionar soluciones en problemas prácticos; desarrollado con el fin de determinar la factibilidad técnica y económica para la instalación de central fotovoltaica de 2 Mw en la provincia de Bellavista-San Martín. Durante el desarrollo se hizo uso de herramientas de cálculo y procesamiento de datos (Microsoft Office Excel), para la obtención de datos se hizo mediante un análisis documental y el procesamiento de planos mediante software de diseño. En este estudio se lleva a cabo el diseño y dimensionamiento de una central fotovoltaica para que esta entregue una potencia de 2 Mw, en primer lugar se dimensionó el parque fotovoltaico, tomando en cuenta la potencia requerida, consiguiendo un total de 6660 paneles solares; la configuración de estos dependió de las tensiones requeridas por los dos inversores de 1 Mw cada uno, con tensiones de entrada de 580-850 V que fue seleccionado según el mercado actual y sus respectivas fichas técnicas. Seguidamente se seleccionó el transformador de 2500 MVA y sus respectivos equipos de seguridad y protección, así mismo se dimensionó los conductores para cada tramo: Tramo paneles solares - cajas combinadoras (6 mm^2), tramo cajas combinadoras – Inversor (70 mm^2), tramo Inversor – Transformador con tres conductores por fase (300 mm^2), tramo Transformador – Barra de entrega (16 mm^2), incluyendo la parte de media tensión tomando en cuenta los límites de caída de tensión permisible. Luego se realiza una evaluación económica y financiera, obteniendo una inversión total de S/3,480,150, con un beneficio bruto de 1'022,238.36 Soles/año y un retorno de inversión en 34 meses. Finalmente se determinó que la huella de carbono evitada para 3574.26 MW/año se sería de 2198169.9 Kg* CO₂/año

Palabras claves: Paneles solares, inversor, transformador, radiación solar.

ABSTRACT

The present investigation is of Pre-experimental type, because there will not be any manipulation on the independent and Applied variable, because it is directed to generate, modify or expand knowledge destined to manage solutions in practical problems; developed in order to determine the technical and economic feasibility for the installation of a 2 Mw photovoltaic power plant in the province of Bellavista-San Martin. During the development, calculation and data processing tools were used (Microsoft Office Excel), to obtain data was done through a documentary analysis and the processing of plans through design software. In this study the design and dimensioning of a photovoltaic power plant is carried out so that it delivers a power of 2 Mw, first the photovoltaic park was sized, taking into account the required power, achieving a total of 6660 solar panels; the configuration of these depended on the voltages required by the two inverters of 1 Mw each, with input voltages of 580-850 V that was selected according to the current market and their respective technical data sheets. The 2500 MVA transformer and its respective safety and protection equipment were then selected, and the conductors for each section were dimensioned: Section solar panels - combiner boxes (6 mm²), combiner boxes section - Inverter (70 mm²), Inverter section - Transformer with three conductors per phase (300 mm²), Transformer section - Delivery bar (16 mm²), including the medium voltage part taking into account the limits of allowable voltage drop. Then an economic and financial evaluation is carried out, obtaining a total investment of S / 3,480,150, with a gross profit of 1'022,238.36 Soles / year and a return on investment in 34 months. Finally, it was determined that the carbon footprint avoided for 3574.26 MW / year would be 2198169.9 Kg * CO₂ / year

Keywords: Solar panels, inverter, transformer, solar radiation.

I. INTRODUCCIÓN

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

Según OSINERMINING el 42% del total de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel del mundo pertenecen al sector eléctrico, en el Perú el 18% del total de emisiones de gases de efecto invernadero pertenece al sector eléctrico; todo esto en cuanto a centrales que hacen uso de combustibles fósiles.

Según los factores de emisión de Kg*CO₂ proporcionados por el MINAM para la generación de energía eléctrica por medio de combustibles fósiles por cada Kw*h se produce una emisión de 0.615 Kg*CO₂.

Según el boletín mensual del COES La producción de energía eléctrica del SEIN en el mes de julio 2017 fue de 4 042,55 GW*h; de los cuales 2 034,37 GW*h pertenecen al sistema de generación térmico, RER. Con lo que se puede concluir que solo en el mes de julio de dicho año hubo una emisión aproximada de 1' 251' 137 550 kilogramos de dióxido de carbono.

El Perú, según el MINEM es un país con un alto índice de radiación solar; esto dependiendo de la ubicación. La provincia de Bellavista está ubicada en el departamento de San Martín exactamente en las coordenadas, Latitud: -7.05614 Longitud: -76.591. La cual cuenta con un índice de radiación solar promedio anual de 4.37 Kwh/m² (Atlas solar del Perú)

En el Perú el 02 de mayo del 2008 se publicó el decreto legislativo N° 1002, el cual promociona la aplicación de recursos renovables para la producción de energía eléctrica. desde entonces a la actualidad ya van 4 subastas RER realizadas; la última subasta se dio en el año 2015 – 2016 en la cual se dio la aprobación de la central fotovoltaica actualmente CENTRAL SOLAR RUBÍ (144,48 MW) (Osinermining).

Es por eso que se realizó esta investigación de Factibilidad Técnica y Económica Para la Instalación de Central Fotovoltaica De 2 MW Conectada a la Red en la Provincia de Bellavista – San Martín con el fin de generar energía eléctrica y poder contribuir con el cuidado del medio ambiente a través del recurso renovable como es la radiación solar, para así poder abastecer la demanda eléctrica de la población que año tras año se va incrementando.

1.2 TRABAJOS PREVIOS

JIMÉNEZ SÁNCHEZ, Macarena. (2012). En su tesis para obtener el título profesional de ingeniero industrial titulada: “Diseño De Planta Solar Fotovoltaica de 20MW en California y Conexión a la Red de Distribución” el objetivo de este proyecto es realizar el estudio completo del diseño, financiación, adquisición, instalación, explotación y mantenimiento de una central solar fotovoltaica con una potencia nominal de 20 MW, que estará conectada a la red de distribución eléctrica de la Compañía “Pacific Gas & Electric” (PG&E) de media tensión, en California (Estados Unidos). Llegando a la conclusión de que, a lo largo de todo el proyecto, la fiabilidad técnica queda completamente demostrada, ya que se ha diseñado con los criterios de seguridad necesarios para que la planta tenga una durabilidad amplia a la par que se optimiza el diseño de la misma. El proyecto presenta una rentabilidad atractiva para los futuros posibles inversores al obtenerse un Período de Retorno de la inversión (PR) de 6 años como se demuestra en los cálculos realizados en el Estudio Económico. A partir del sexto año de operación los ingresos obtenidos por ventas de electricidad no deberán ser invertidos en el pago de los intereses bancarios del préstamo solicitado para realizar la inversión inicial, sino que reportarán en beneficio de los propietarios de la central.

MUÑOZ ANTICONA, Delfor Flavio (2005). En su tesis titulada: “Aplicación De La Energía Solar Para electrificación Rural En Zonas Marginales Del País”, con el objetivo de dar a conocer la conveniencia y viabilidad del uso de la energía solar mediante los sistemas fotovoltaicos para solucionar la falta de energía eléctrica de las comunidades rurales que se encuentran apartadas del sistema interconectado nacional, con el propósito fundamental de promover la elaboración de proyectos destinados a atender las necesidades eléctricas básicas de los poblados marginales, con el uso de los sistemas solares fotovoltaicos. Llegando a la conclusión de que, Las desventajas del uso de esta energía son despreciables al compararla con el inmenso beneficio de la explotación de esta misma, por lo tanto, debemos considerarla como una buena alternativa al momento de elegir y así contribuiremos con un planeta más limpio y podremos aprovechar un recurso natural y de fácil procesamiento.

LÓPEZ ARGUMEDO, Esther (2009). En su tesis titulada: “Estudio Técnico-Económico de una Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red de 5kw”, con el objetivo de determinar tanto la viabilidad económica como técnica de una instalación fotovoltaica conectada a red, es decir de una instalación fotovoltaica destinada a la venta de la totalidad de la energía, a la red de transporte de energía eléctrica español. Llegando a la conclusión

de que, para el estudio solar, elegir unas localidades dispares para un buen análisis era el punto de partida. Desde ahí, con un programa que nos ofrezca datos de radiación y teniendo en cuenta las fórmulas teóricas, se deduce la energía producida por cada sistema. Saber que los Sistemas FV no consiguen alcanzar el 100% de rendimiento. La energía inyectada a la red es siempre inferior a la energía solar incidente debido a las pérdidas energéticas, ya que hay varios factores que actúan en contra, desde las pérdidas por polvo y suciedad en las placas solares, sombras, rendimiento de los elementos de la instalación.

1.3 TEORÍAS RELACIONADAS AL TEMA.

Energía Solar:

La energía solar es una energía renovable, que se obtiene mediante las radiaciones electromagnéticas producidas por el Sol. (MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS, 2003)

Radiación Solar:

La radiación solar es la energía radiante emitida por el sol a partir de una reacción de fusión nuclear que crea energía electromagnética. El espectro de radiación solar es similar al de un cuerpo negro con una temperatura de aproximadamente 6000 K. Alrededor de la mitad de la radiación se encuentra en la parte visible de onda corta del espectro electromagnético. La otra mitad se encuentra principalmente en la parte del infrarrojo cercano, con algunos en la parte ultravioleta del espectro. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiación, que mide la potencia por unidad de superficie alcanza a la Tierra y su unidad es el W/m^2 (MENDEZ MUÑIS, 2009)

El Efecto Fotoeléctrico:

El resultado fotoeléctrico es la liberación de electrones de algunas materia por la otra radiación electromagnética. Los distintos efectos fotoeléctricos son los siguientes:

- **Foto emisivo o foto externo:** causa en el material la liberación de los electrones.
- **Foto conductivo o foto interno:** cambia la conductividad eléctrica del material. El aumento en la conductividad eléctrica es igual a la intensidad de luz recibida.
- **Fotovoltaico:** genera un campo electromotriz en el material. En los paneles solares, esa fuerza electromotriz que aparece genera un paso de corriente proporcional al flujo luminoso que reciben. (DELGADO AVEDAÑO, 2008)

La Célula Solar Fotovoltaica:

Para la elaboración de las cédulas fotovoltaicas se hace uso de materiales semiconductores, cuyas propiedad es que la energía necesaria para algunos de sus electrones de su núcleo se puedan separar es similar a los fotones que emite la radiación solar. Se le llama semiconductores debido a su comportamiento eléctrico. (ALONSO ABELLA, 2006)

Potencia De La Célula Solar

La potencia generada por una célula solar está en torno a 1 o 2 watts, por lo que generalmente se asocia al propósito de generar la potencia requerida por el sistema fotovoltaico conocidos como panel fotovoltaico. Según la conexión eléctrica que hagamos de las células, nos podemos encontrar con diferentes posibilidades:

- La conexión en serie de las células permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.
- La conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto. (ALONSO ABELLA, 2006)

La Eficiencia De Conversión De Los Distintos Tipos De Células

Es el resultado entre la potencia eléctrica que genera la célula y la cantidad de la radiación solar que se proyecta sobre esta.

En 1954 se crearon las primeras células fotovoltaicas obteniendo en ese entonces un 6% de eficiencia, en la actualidad ya se puede apreciar eficiencias de 10% y 18%. (ALONSO ABELLA, 2006)


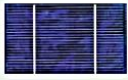
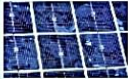
Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocristalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocristalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Fig.1: Contrastes entre los paneles depende del material de fabricación.

Fuente: (Ó. Perpiñán, 2012)

El Módulo Solar Fotovoltaico

Es el conjunto de células solares que el fabricante opta por unirlos para facilitar su comercialización y poder alcanzar potencias de generación más altas, estas son selladas al vacío para poder protegerlos de los agentes climatológicos. (ALONSO ABELLA, 2006)

Las tensiones generadas por el modulo fotovoltaico dependerá del tipo de combinaciones internas que estos tengan, ya sea conexiones en serie o paralelo.(ALONSO ABELLA, 2006)

Características Eléctricas

La cantidad de energía eléctrica generada por los paneles fotovoltaicos dependerá de la cantidad de radiación que se proyecte sobre la superficie de los módulos. (ALONSO ABELLA, 2006)

Los paneles fotovoltaicos son medidos en las siguientes condiciones:

- Condiciones CEM (condiciones estándar de medición). Aquí se calculan la energía máxima (P_{MAX}) que logra proveer el panel, la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) y la tensión de circuito abierto (V_{OC}).
- Condiciones TONC (temperatura de operación nominal de la célula). El valor TONC de muchos módulos del mercado actual se encuentra entre 40 °C y 46 °C.

Las mediciones en condiciones TONC son:

- Intensidad de cortocircuito (I_{SC})
- Intensidad en el momento de máxima potencia (I_{MAX})
- Tensión de circuito abierto (V_{OC})
- Tensión en el momento de máxima potencia (V_{MAX})
- Potencia pico (P_{MAX})
- Las condiciones de operación.

Corriente de iluminación (I_L): la corriente generada cuando incide la radiación solar sobre la célula.

- **Corriente de oscuridad:** es debida a la recombinación de los pares electrón-hueco que se produce en el interior del semiconductor.
- **Tensión de circuito abierto (V_{OC}):** la máxima tensión que se obtiene en los extremos de la célula solar, que se da cuando no está conectada a ninguna carga. Es una característica del material con el que está construida la célula.

• **Corriente de cortocircuito (I_{sc}):** máximo valor de corriente que puede circular por la célula solar. Se da cuando sus terminales están cortocircuitados.

Cuando la célula solar es conectada a una carga, los valores de tensión e intensidad varían. Existirán dos de ellos para los cuales la potencia entregada sea máxima: V_m (tensión máxima) e I_m (intensidad máxima), que siempre serán menores que V_{oc} e I_{sc}. En función de estos valores, la potencia máxima que puede entregar la célula solar será:

Factor De Forma (FF)

Es la eficiencia con la que el modulo fotovoltaico puede entregar la máxima energía generada. (ALONSO ABELLA, 2006)

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} * V_{OC}} \text{-----} (1)$$

Inclinación de los paneles solares

Conocer la inclinación optima del panel fotovoltaico es fundamental, mucho más aún si se está hablando de una instalación con estructuras fijas, este valor de inclinación dependerá directamente de la latitud donde se encuentra ubicado la instalación fotovoltaica.

(VALDIVIEZO SALAS, 2014)

En la actualidad existen software que ayuda a determinar cálculos fotovoltaicos, así como es la inclinación de los módulos solares entre los más usados tenemos el programa PVsyst el cual está enfocado en el dimensionamiento y elaboración de proyectos fotovoltaicos.

Efecto sombras

Las sombras son perniciosas para la generación de energía eléctrica a través de paneles fotovoltaicos, dado que no permite aprovechar al máximo la radiación solar emitida por el sol en las horas solares pico. (VALDIVIEZO SALAS, 2014)

Como recomendación, la distancia mínima que debe existir entre un muro, árbol o panel y un panel solar debe ser la siguiente:

$$d = L \left(\frac{\text{sen}\beta}{\text{tang}(61 - \text{lat.})} + \cos(\beta) \right) \text{-----} (2)$$

Dónde: d: Distancia de paneles solares.

β : Angulo de inclinación de los módulos solares.

Lat: latitud de la ubicación donde se desarrolló el proyecto.

Esta distancia ayudara a mantener los paneles solares libre de sombras durante el día, durante la mayoría de tiempo durante el periodo de funcionamiento. (VALDIVIEZO SALAS, 2014)

Sistemas Fotovoltaicos Conectados A La Red Eléctrica

Los sistemas fotovoltaicos acoplados a la red eléctrica poseen como objeto primordial extender cada año la producción de energía eléctrica administrada a la red. (ALONSO ABELLA, 2006)

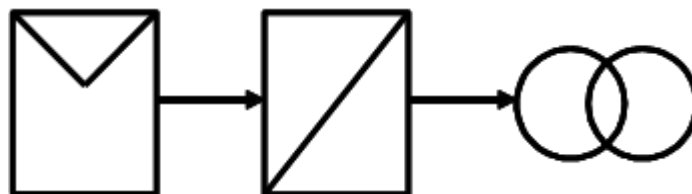


Fig. 1: Bosquejo básico de un sistema fotovoltaico acoplado a la red eléctrica.

Fuente: Propia.

Las instalaciones fotovoltaicas de enlace a red son las centrales FV de generación eléctrica, con potencias nominales superiores a los 100 KW_p, estas conexiones pueden darse en media o alta. Las compañías eléctricas pueden construir centrales FV en un tiempo mucho menor que las centrales convencionales debido a la facilidad de instalación y conexión del generador FV. Las centrales FV, además de generar energía eléctrica, también pueden ser utilizadas para laminar los picos de demanda de consumo eléctrico que normalmente ocurren simultáneamente con los picos de generación FV, al mediodía. En otros pueden ser utilizadas para mejora de la calidad de la red en redes locales muy alejadas de los puntos de generación o incluso para el control voluntario de generación de energía reactiva. (Ó. Perpiñán, 2012)

Inversores Para Conexión De Sistemas Fotovoltaicos A La Red Eléctrica

En cuanto a las configuraciones del sistema, se pueden clasificar en:

- Inversores centrales
- Inversores modulares o “string inverters”
- Inversores integrados en módulos FV o módulos AC

Para conexiones a la red el inversor más usado suele ser el central puesto que permite un ámbito más variable la configuración de sus componentes dentro de la central fotovoltaica. (Ó. Perpiñán, 2012)

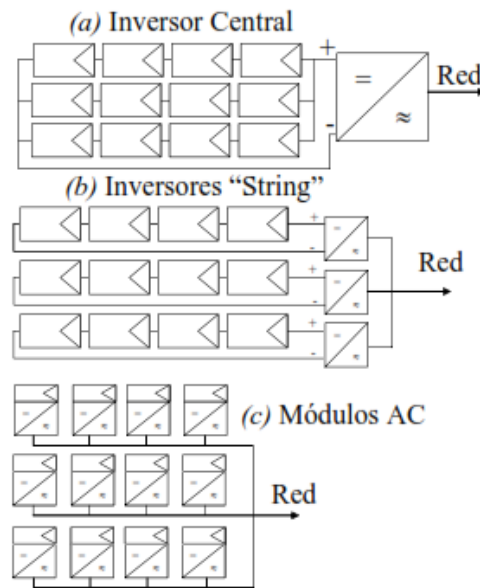


Fig. 2.1: Sistemas fotovoltaicos de enlace a red con diferentes conceptos de inversor.

Fuente: *Sistemas fotovoltaicos*

El dimensionado del inversor: El inversor se debe de dimensionar teniendo en cuenta un factor de sobredimensionamiento que nos permita obtener un producto final sin inconvenientes en el proceso. (Ó. Perpiñán, 2012)

$$P_{inv} = \sum \text{potencias simultaneas receptores maxima} \times 1.25 \text{ ----- (3)}$$

Dimensionamiento De La Instalación Fotovoltaica

El tamaño del parque fotovoltaico.

este se dimensiona tomando como referencia las horas solar pico, que en nada más que el tiempo que se produce un promedio de radiación solar mínima de 1000 W/m² que es lo necesario para que un módulo fotovoltaico funcione en condiciones nominales (Ó. Perpiñán, 2012)

$$HSP = G_d \left(\frac{KWh}{m^2} \right) \text{----- (4)}$$

Dónde: G_d= Radiación solar

Se hará uso de las horas sol pico más desfavorables al momento de hacer el cálculo para así poder garantizar el funcionamiento de la instalación en las peores condiciones. (Ó. Perpiñán, 2012)

La energía real necesaria, L:

La energía real requerida, será igual a la demanda que se requiere para el sistema fotovoltaico Así: (Ó. Perpiñán, 2012)

$$L = \frac{L_{cc}}{\eta_g} + \frac{L_{ca}}{\eta_g \eta_{inv}} \text{-----}(5)$$

donde:

- L_{cc} : carga diaria en corriente continua
- L_{ca} : carga diaria en corriente alterna
- η_g : eficiencia carga descarga de la batería
- η_{inv} : eficiencia media diaria del inversor (Ó. Perpiñán, 2012)

Número De Paneles Conectados En Serie.

Para calcular el número de paneles en serie se tiene que hacer las siguiente comprobaciones:

$$V_{max}(T_{max}) = V_{mp} * N_s(1 + \alpha * (T_{max} - T_{amb})) \text{-----}(6)$$

$$V_{max}(T_{min}) = V_{mp} * N_s(1 + \alpha * (T_{min} - T_{amb})) \text{-----}(7)$$

Donde:

V_{mp} : voltaje máximo en condiciones óptimas.

V_{oc} : Voltaje de paneles en circuito abierto

N_s : Numero de paneles en serie.

α : coeficiente de temperatura de VOC de los módulos fotovoltaicos.

T_{max} : Temperatura máxima de los paneles.

T_{min} : Temperatura mínima de los paneles.

$T_{amb.}$: 25°C = Temperatura optima de los paneles solares en condiciones STC.

Número De Paneles Conectados En Paralelo

El método usado para llevar acabo el cálculo de las los números de paneles en paralelo se calcula tomando la ecuación que se muestra a continuación: (RAMIREZ P., 2009)

$$N_P = \frac{P_{max}}{N_s * P_{pico-panel}} \text{-----}(8)$$

Donde:

$P_{maxtotal}$ =potencia máxima requerida por el sistema.

$P_{pico-panel}$ =potencia pico que suministra el módulo fotovoltaico.

N_s = Numero de paneles en serie.

Dimensionamiento Y Elección De Conductores Eléctricos

El dimensionamiento del conductor dependerá de la caída de tensión límite que se quiere alcanzar, así como también de la corriente y la longitud del tramo que recorrerá dicho conductor eléctrico. Para hallar la sección del cable a utilizar se utilizará la siguiente fórmula: (RAMIREZ P., 2009)

$$S = 2 \frac{L * I}{k * (V_a - V_b)} [mm^2] \text{-----} (9)$$

Donde:

S = Sección en mm²

L = Longitud en metros hasta el receptor

I = Intensidad en amperios

V_a-V_b = Caída de tensión en voltios

K = conductividad del cobre = 44 Sm/mm²

Calculo De Caída De Tensión.

Primero se tiene que conocer la intensidad de diseño I_d:

$$I_d = \frac{I_n \times 1.25}{F.C} \text{-----} (10)$$

Donde:

I_n = intensidad nominal (A)

FC = Factor de corrección total.

Calculo de la intensidad nominal I_n:

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \cos \phi} \text{-----} (11)$$

Donde:

P = Potencia (KW)

V = tensión (V)

Cosφ = factor de potencia

Caída de Voltaje para CC

La caída de Voltaje es la variación de tensión a la salida de un conductor de una distancia determinada, esto dependerá del tipo de material del conductor. Este valor se mide en voltios y se calcula con la siguiente fórmula: (RAMIREZ P., 2009)

$$\Delta U (V) = 2 \times I \times \frac{1}{\gamma} \times \frac{L}{S} \text{-----} (12)$$

Donde:

ΔU (V) = Caída de tensión (V).

I = Corriente eléctrica (A)

γ = Conductividad del cobre = 44 m/ohm.mm²

S = sección del conductor (mm²)

$$\Delta U (\%) = \frac{\Delta U (V)}{U_{string}} \times 100 \text{-----(13)}$$

Donde:

ΔU (V) = Caída de tensión (V).

ΔU (%) = Caída de tensión (%).

U_{String} = tensión a la salida de cada string (V). (RAMIREZ P., 2009)

Caída de tensión para sistemas trifásicos.

Resistencia eléctrica de conductores a la temperatura de operación:

$$R_{real} = R_{20} [1 + 0.0036(t_{max} - 20)] \text{-----(14)}$$

Donde:

R₂₀=Resistencia del conductor a 20 °C.

t_{max} = temperatura máxima de operación del conductor.

Reactancia inductiva:

$$X_L = 377(0.5 + 4.6 * \log\left(\frac{DMG}{r}\right)) \times 10^{-4} \text{-----(15)}$$

Donde:

DMG =Distancia media geométrica. 2.20 para media tensión según DGE. (m)

r = radio del conductor (m)

Caída de tensión (%):

$$\Delta V_{(\%)} = \frac{P(Kw) \times L(Km) (R\left(\frac{\Omega}{Km}\right) + X_L\left(\frac{\Omega}{Km}\right) \times tg(\phi))}{10 \times V_L^2(Kv)} \text{-----(16)}$$

P = Potencia (KW)

L = longitud (Km)

R = resistencia del conductor.

X_L = Reactancia inductiva.

Φ = Angulo de factor de potencia (°)

V_L = Voltaje de línea (V)

Caída de tensión (V)

$$\Delta V_{(V)} = \Delta V_{(\%)} \times V_{nom} \text{-----(17)}$$

Donde:

ΔV = caída de tensión (%)

V_{nom} = Tensión nominal o voltaje de línea.

Huella De Carbono.

Es la cantidad de CO₂ generado por una entidad, a lo largo de su operación o funcionamiento, este cálculo es importante puesto que nos mostrara que tan amigable es nuestro proyecto de tesis con el ambiente.

Cálculo De La Huella De Carbono

Para deducir las muestras de CO₂ se utiliza la siguiente fórmula :

$$\text{Emisiones (kg CO}_2\text{)} = \text{consumo de energía (un)} * \text{factor de emisión (kg } \frac{\text{CO}_2}{\text{un}}\text{)} \text{ (18)}$$

Donde:

Consumo de energía: es la cantidad de energía generada por un sistema haciendo de diversos combustibles.

Factor de emisión es un valor de nido que expresa la cantidad de CO₂ emitido por cada unidad del combustible (MINAM, 2011)

Existe una tabla con los factores de emisión para distintas fuentes proporcionada por el Minen:

Tabla 1: factores de emisión de co2

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

Fuente: La huella de carbono y la eficiencia energética

Análisis Económico.

Retorno operacional de la inversión:

Es el tiempo que se toma para recuperar la inversión hecha en el proyecto. (SOWELL, 2013)

$$ROI = \frac{I[\$/]}{B[\frac{\$/}{año}]} \text{-----}(19)$$

Dónde:

I: Inversión para la ejecución del proyecto.

B: Beneficio logrado por el proyecto.

Valor Actual Neto:

Es un procedimiento de valoración de inversiones que puede interpretarse como la discrepancia entre el importe renovado de las recaudaciones y de los desembolsos creados por una inversión, (SOWELL, 2013)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+r)^t} - I_0 \text{-----}(20)$$

Dónde:

- VAN: Valor actual neto [\$]
- V_t : Flujos de caja en cada tiempo [\$]
- r: Interés [%]
- n: Número de períodos considerados [años]
- I_0 : Valor del desembolso inicial de la inversión [\$]

Tasa interna de retorno:

Es la tasa efectiva anual conformado por el de regreso o tasa de descuento que hace que el importe actual neto de todos los flujos de efectivo (tanto positivos, como negativos) de una determinada inversión sean igual a cero(SOWELL, 2013)

Las tasas internas de retorno se usan para valorar el beneficio de las inversiones o proyectos. Cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto. (SOWELL, 2013)

$$\sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+TIR)^t} - I_0 = 0 \text{-----}(21)$$

Dónde:

- TIR : Tasa interna de retorno
- VAN : Valor actual neto
- V_t : Flujos de caja en cada tiempo
- t : Número de períodos considerados [años]
- I_0 : Valor del desembolso inicial de la inversión [€]

1.4 Formulación del problema

¿Será factible técnica y económicamente la instalación de una central fotovoltaica de 2 MW en la Provincia de Bellavista-San Martín?

1.5 Justificación del estudio

En el Aspecto Económico:

La producción de energía eléctrica, contribuirá desde el punto de vista económico tanto con la población como con el SEIN. La población podrá tener acceso al suministro eléctrico a un costo mucho menor que el costo actual (0.575 KW/h); por otro lado, el SEIN aumentará su producción para que este pueda contrarrestar las demandas de suministro eléctrico haciendo uso de energías renovables.

En el Aspecto Tecnológico:

Implementar tecnologías innovadoras y modernas con la incorporación y uso de equipos que mejoren el rendimiento de proceso de generación de energía eléctrica .

En el Aspecto Ambiental

Con una central fotovoltaica se estaría evitando emisiones de CO₂, puesto que su funcionamiento usa como recurso la energía solar contribuyendo al cuidado del medio ambiente.

1.6 Hipótesis

La instalación de una central fotovoltaica de 2 MW en la ciudad de Bellavista – San Martín si será factible tanto técnica como económica, puesto que por la parte técnica en la actualidad existe un mercado que ofrece una gran variedad de componentes fotovoltaicos con distintas tecnologías, además de que dicha ciudad tiene un alto índice de radiación solar y por la parte económica se obtendrá un pronto retorno de inversión dado debido a la venta de energía eléctrica.

1.7 Objetivos.

Objetivo general.

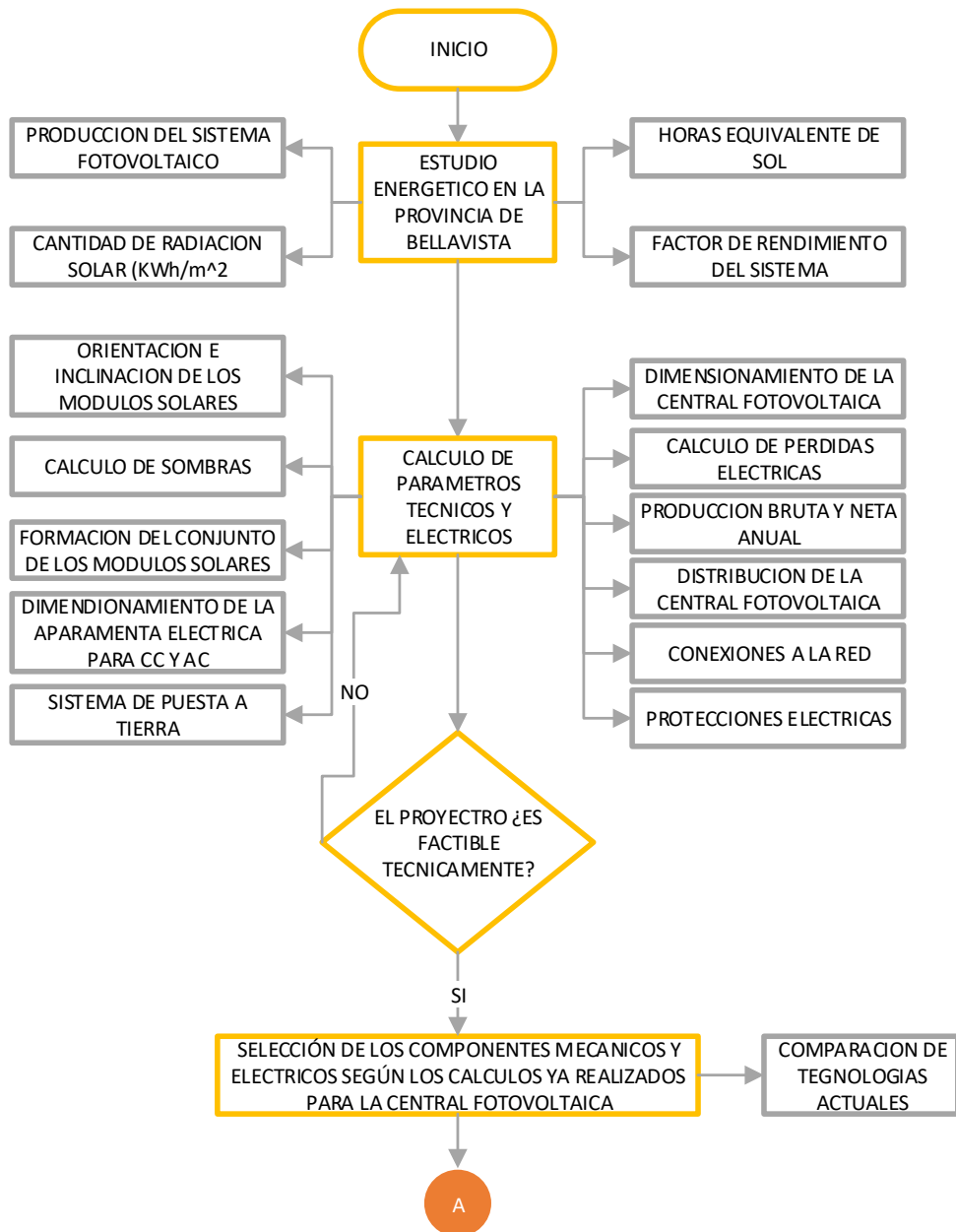
- Determinar la Factibilidad Técnica y Económica para la Instalación de Central Fotovoltaica de 2 MW Conectado a la Red en la Provincia de Bellavista – San Martín.

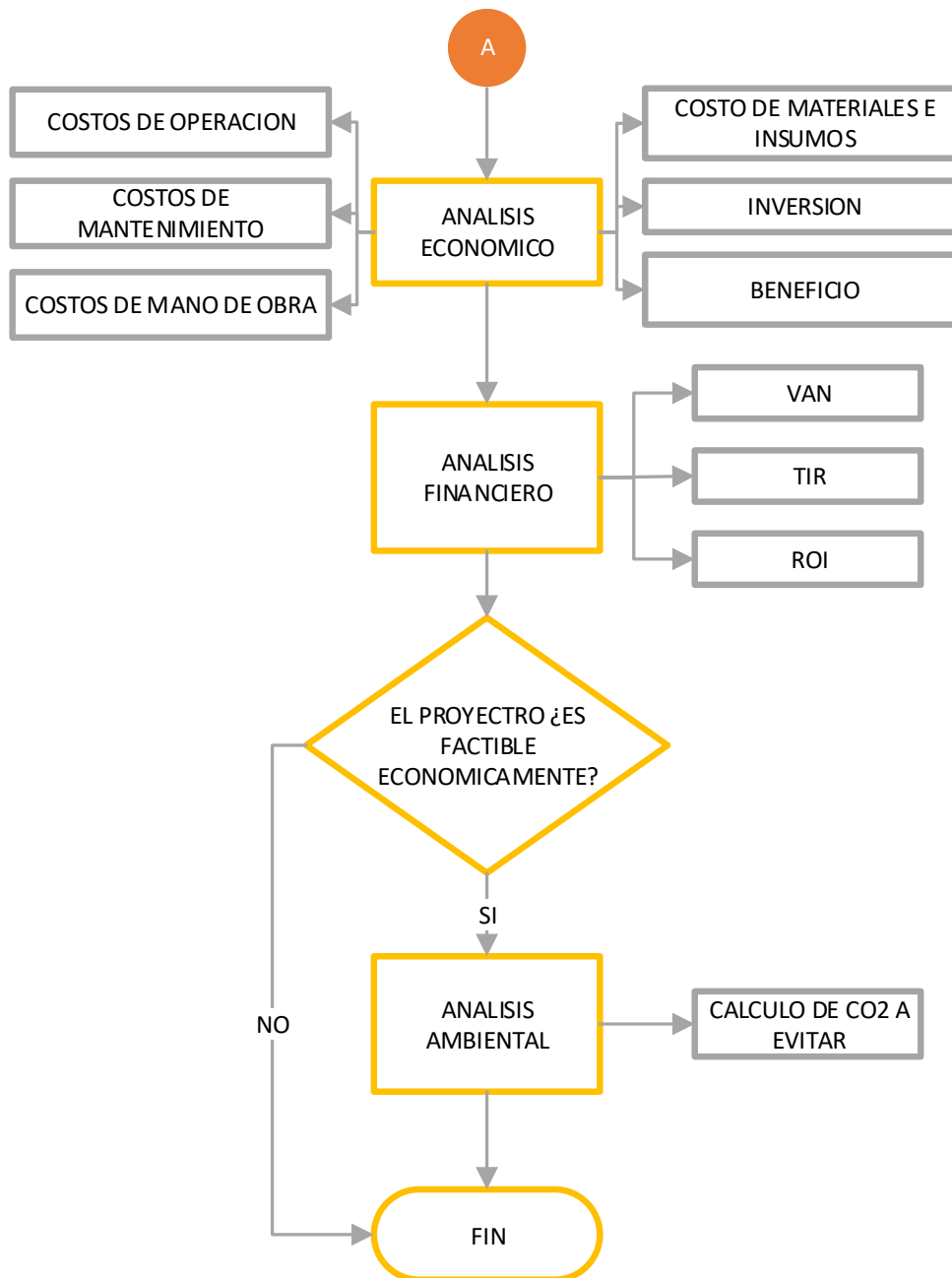
Objetivos específicos.

- Determinar los niveles irradiación solar que se registran en la provincia de Bellavista – San Martín.
- Conocer el sistema eléctrico existente en la provincia de Bellavista – San Martín.
- Definir la cantidad y configuración para el conjunto de paneles solares.
- Determinar la infraestructura eléctrica y mecánica de la central fotovoltaica.
- Definir las principales características y los costos de los equipos para generación fotovoltaica disponibles actualmente en el mercado.
- Elaboración de planos unifilar de distribución de la central fotovoltaica.
- Calcular la huella de carbono a evitar.
- Realizar un análisis económico: Inversión, beneficio y retorno operacional de la inversión.
- Realizar un estudio financiero a través de las herramientas financieras VAN y TIR.

II. MÉTODO

2.1 Diseño de investigación





2.2. Variables, operacionalización.

- **Variables independientes:**

- Radiación solar
- Demanda Eléctrica

- **Variables dependientes:**

- Numero de paneles solares
- Costo de implementación de la central fotovoltaica.

- **Variables intervinientes.**

- Temperatura ambiental.

2.3.Operacionalización de variables:

TABLA 2

Operacionalización de variables.

VARIABLES	DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	INDICADORES	ESCALA DE MEDICIÓN
Radiación solar	La irradiación es la cantidad de energía de luz de una cosa que golpea un metro cuadrado de otra por segundo.	La cantidad de radiación que emite el sol para que los paneles solares puedan generar energía eléctrica.	cantidad de radiación emitida	INTERVALO (W/m ²)
Potencia 2 MW	Demanda máxima generada por una instalación generadora de energía eléctrica.	Demanda máxima de energía eléctrica requerida para poder electrificar las viviendas sin este recurso.	Cantidad de energía eléctrica utilizada	RAZON (Watts (W))
Numero de Paneles Solares	Conjunto de paneles conformados con el fin de alcanzar una tensión y potencia requerida.	Conjunto de paneles solares en serie y/o paralelo según requiera el sistema	Numero de paneles solares	RAZON
Costos de inversión	Los costos de inversión, incumben a aquellos que se inciden en la ganancia de los activos precisos para colocar el plan en marcha.	Precio necesario para poder llevar a cabo la ejecución del proyecto	Valoración de costos promedios en el mercado nacional.	RAZON ((s./))
Temperatura Ambiental	Estado del ambiente que se manifiesta en el aire y en los cuerpos en forma de calor, en una gradación que fluctúa entre dos extremos que, convencionalmente, se denominan: caliente y frío	Temperatura que influirá en la producción de energía eléctrica en las horas de luz solar	Temperatura transferida entre la luz solar y los paneles solares	INTERVALO (°C - °K - °F)

FUENTE: *Elaboración propia*

2.4 Población y muestra

POBLACION

Las Provincias del Departamento de San Martin

MUESTRA

La Provincia de Bellavista del Departamento de San Martin

MUESTREO:

Se aplicó el tipo de muestreo no probabilístico ya que la selección se hará por conveniencia, ya que es un lugar que no tiene como antecedentes estudios realizados de este tipo además de ser mi ciudad de origen.

2.5 Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad.

TABLA 3

Técnicas e instrumentos de recolección de datos, validez y confiabilidad

TECNICA DE RECOLECCIÓN DE DATOS	INSTRUMENTO DE RECOLECCION DE DATOS	VALIDACION
Análisis Documental	Ficha de registro	Especialista
Simulación	Software	Especialista

2.6 Métodos de análisis de datos

Se extraerá datos de radiación solar emitidos por el SENAMHI, mediante la técnica de análisis documental y se registrará en una ficha de registro. El cual servirá para luego llevar a cabo la selección de los paneles solares y la cantidad de estos que permitan generar la potencia eléctrica requerida en la investigación.

Se calculará el factor de forma, con la cual se definirá cuan eficiente es cada panel solar.

Para determinar la inclinación se hará uso del programa PVsyst el cual está diseñado con el objetivo de agilizar los cálculos de centrales fotovoltaicas..

Se llevará acabo el cálculo de sombras, lo cual asegurará que los paneles solares se encuentren sin sombras durante todas las horas de luz solar.

Se dimensionará el inversor y se seleccionara realizando la comparación con otros inversores, esto sevirá para poder agrupar los paneles fotovoltaicos según convenga.

Se calculará la energía real necesaria, con eso calcularemos el número total de paneles solares para ello se tiene que conocer las horas sol pico que se obtendrá de las fichas de registro (anexo) extraídos de los documentos.

Para determinar el conjunto de paneles solares en paralelo se hará uso de la de las teorías, en este punto se tendrá en cuenta los transformadores, e inversores que hay actualmente en el mercado para así poder alcanzar la potencia requerida a un costo accesible.

La determinación y selección de los paneles solares. inversor, transformador, y sistemas de protección se llevará a cabo mediante análisis de fichas técnicas de equipos actualmente en el mercado teniendo en cuenta potencias, voltajes y corrientes dentro del sistema fotovoltaico.

El cálculo de la huella de carbono se realizará con la ecuación de las teorías, esto servirá para ver la cantidad de mitigación de dióxido de carbono al hacer uso de una central fotovoltaica de 2 MW.

Luego se llevará a cabo el análisis financiero con las ecuaciones de las teorías, con esto se determinará el beneficio, el tiempo del retorno de la inversión, el valor actual neto y la tasa interna de retorno.

Finalmente se hará la comparación del análisis económico y el análisis ambiental para determinar la factibilidad técnica y económica del proyecto.

2.7 . Aspectos éticos

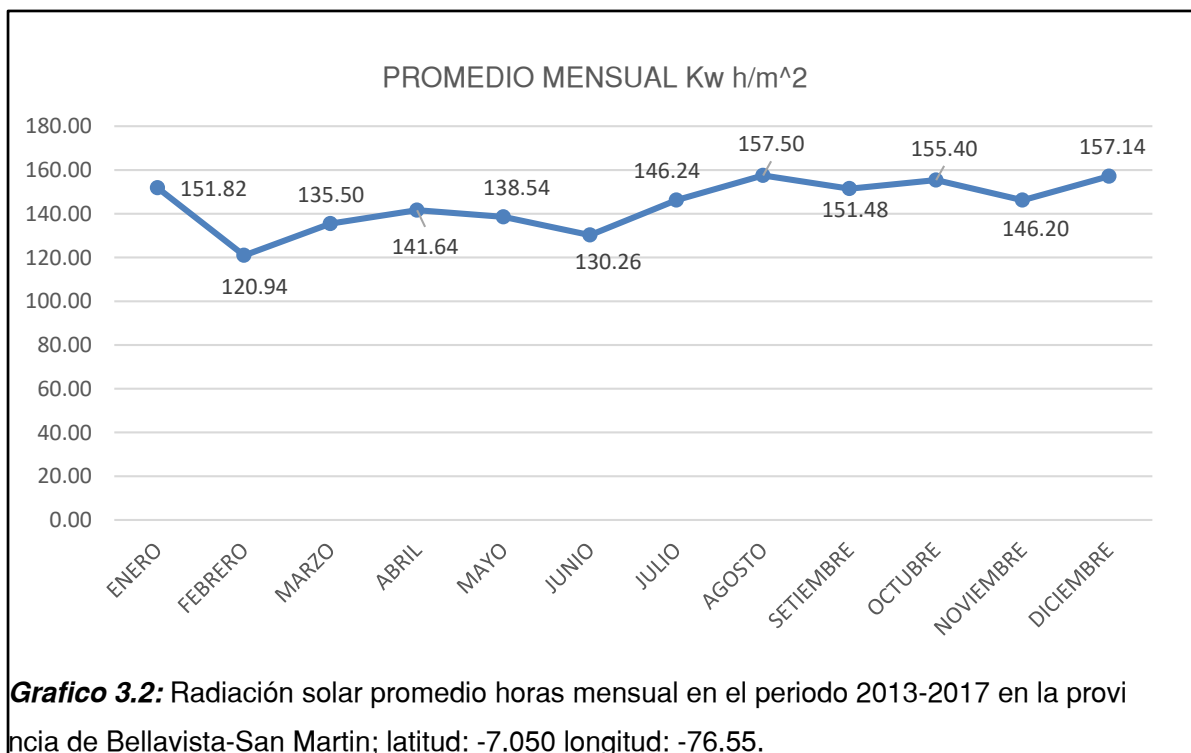
En el proceso de la investigación se ha hecho uso de información de otros autores los cuales serán referenciados según normas ISO-690 según corresponda, los textos que no están citados por otros autores son de autoría propio del tesista encargado de llevar acabo el desarrollo del proyecto.

III RESULTADOS

ESTUDIO ENERGETICO EN LA UBICACIÓN latitud: -7.050 longitud: -76.55.



Fuente: Senamhi – San Martín



Fuente: Senamhi – San Martín

- Los valores de radiación solar de la tabla 3.1 y 3.2 nos servirán para así poder conocer el número de horas sol pico (HSP) mediante la ecuación (4):

$$HSP = G_d \left(\frac{KWh}{m^2} \right)$$

La cual nos indica que las horas de sol pico es igual a la radiación solar necesaria para el funcionamiento en condiciones estándar de los módulos solares lo cuales indican un valor de 1000 w/m².

SELECCIÓN DE MODULOS SOLARES

Tabla 3.1:

Datos técnicos de módulos solares de 320 Wp Amerisolar AS-6P, MaxPower CS6U, 330PJKM320M

	Amerisolar AS-6P	MaxPower CS6U-330P	JKM320M
PROPIEDADES MECANICAS			
Células	72(6 x 12)	72(6 x 12)	72(6 x 12)
Proveedor	Ameri Solar	Canadian Solar	Jinkosolar
Tipo de célula	Poli cristalina	Poli cristalina	Poli cristalina
Dimensiones de celda	156 x 156 mm	156 x 156 mm	156 x 156 mm
Dimensiones (L x A x e)	1956 x 992 x 50mm	1960 x 992 x 40 mm	1956 x 992 x40mm
PROPIEDADES ELECTRICAS (STC)			
Potencia máxima (Pmax)	330 W	330 W	320
Voltaje MPP (Vmpp)	37.3 V	37.2 V	37.8 V
Corriente de MPP (Impp)	8.85 A	8.88 A	8.47 V
Voltaje de circuito abierto (Voc)	45.9 V	45.6 V	46.4 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	9.16 A	9.45 A	8.98 A
Eficiencia del modulo	17.01%	16.57%	16.49%
Temperatura de operación	(-40 °C ~ +85°C)	(-40 °C ~ +85°C)	(-40 °C ~ +85°C)
Voltaje máximo del sistema	1000 V DC	1500 V	1000 V DC
Máxima clasificación de fusibles de la serie	15 A	15 A	15 A
Tolerancia de potencia		0 ~ +5 W	
PROPIEDADES ELECTRICAS (NOCT)			
Potencia máxima (Pmax)	243 W	239 W	238
Voltaje MPP (Vmpp)	34 V	33.9 V	35.9
Corriente de MPP (Impp)	7.15 A	7.05 A	6.62
Voltaje de circuito abierto (Voc)	42.2 V	41.9 V	44.1
Corriente de cortocircuito (Isc)	7.42 A	7.66 A	7.15

	CARACTERISTICA DE LA TEMPERATURA		
Coefficiente de temperatura de Isc	(0.056%/°C)	(0.053%/°C)	(0.05%/°C)
Coefficiente de temperatura de Voc	(-0.33%/°C)	(-0.31%/°C)	(-0.29%/°C)
Coefficiente de temperatura de Pm (%)	(-0.43%/°C)	(-0.41%/°C)	(-0.40%/°C)
NOCT	45°C±2°C	45°C±2°C	45°C±2°C

Fuente: ficha de datos del fabricante.

Tabla 3.2:

Calculo y comparación del factor forma para ambos paneles solares.

CALCULO DE FACTOR DE FORMA				
	Pmax	Isc	Voc	F.F
Amerisolar AS-6P	330	9.16	45.9	0.78
MaxPower CS6U-330P \$ 244.20	330	9.45	45.6	0.76
PJKM320M	320	8.98	46.4	0.76

Fuente: Elaboración propia.

- En la **tabla 3.1** se muestra las características de tres fabricantes con valores similares y se colocó en negrita los datos que se asumieron para la selección del panel solar, de los cuales se puede apreciar lo siguiente:

Primeramente se requiere de paneles de 330 W de potencia pico ya que esa es la máxima potencia hallada en el mercado para paneles poli cristalinos, además de estar dentro de las potencias más usadas en las centrales fotovoltaicas que hay hoy en día en el Perú. Además los precios de fabricación-venta está rondando por los 3.20 S./Wp por lo que los precios serán similares.

El modulo fotovoltaico que se usara para este proyecto será del fabricante **Amerisolar AS-6P** el cual se seleccionó porque tiene una mayor eficiencia a comparación de los otros paneles, otro punto también es que en condiciones NOCT: Irradiación 800W / m², temperatura ambiente 20 ° C, velocidad del viento 1 m/s; la potencia sigue siendo superior afirmando que su capacidad de producción es más eficiente con respecto a las demás marcas.

SELECCIÓN DEL INVERSOR:

Tabla 3.3:

Comparación de inversores

TABLA COMPARATIVA	SMA	POWER ELECTRONICS	SCHNEIDER ELECTRIC
	SC1000CP	FS1000VH	PV Box ST 1260
Input (DC)			
Potencia Max. DC	1,122 kW	1080 kW	1260 kW
Tensión de entrada Max.	1,000 V	1,000V	1,000V
Tensión MPP (50°C)	596 to 850 V	584V to 820V	510 - 800 V (at PF=1)
Corrientes Max. de entrada	1,635 A	1,740 A	1536
Corrientes de cortocircuito max.	2,500 A	2,260 A	2 x 1280 A
Número de entradas de CC	9	7	2
Output (AC)			
Potencia Max. AC	1,100 kVA	9,060 kVA	1200 Kva
Tensión Nominal AC/ Rango de Tensión Nominal	405V ±10%	400V ±10%	
Rango de frecuencia	47 Hz to 63 Hz	50/60Hz	50/60 Hz
Rendimiento Máximo	98.70%	98.40%	98.50%
Protección general de CA y desconexión	Circuit breaker	Circuit Breaker	Circuit Breaker
Protección General	Motor-driven load-break switch	Need a External Disconnecting Unit Cabinet	Need a External Disconnecting Unit Cabinet

Fuente: Ficha de datos del fabricante.

- En la **tabla 3.3** se llevó a cabo una comparación de tres inversores con potencias similares de los fabricantes SMA, POWER ELECTRONICS y SCHNEIDER ELECTRIC.

Analizando la tabla se puede apreciar que las potencias son diferentes, el inversor FS1000VH ofrece un servicio de potencia más bajo de lo requerido puesto que se busca una potencia de diseño de 1100 kw, por lo que queda descartado, por otro lado el inversor PV Box ST 1260 estaría sobredimensionado para nuestra instalación y ya que la potencia que este inversor maneja es de 1260 KW lo que implica un costo mayor.

Se optó por seleccionar el inversor SMA, primeramente por la potencia que entrega que es la requerida, también por el amperaje de cortocircuito máximo que permite este inversor que es superior con respecto al otro inversor, por otro lado tenemos que el inversor SMA es un inversor que por sus nuevas tecnologías cuenta con interruptor de seccionamiento accionado por motor esto permite un control a distancia.

DIMENSIONAMIENTO DEL CAMPO FOTAVOLTAICO.

Tabla 3.4:

Búsqueda número de paneles Amerisolar AS-6P en serie.

BUSQUEDA NUMERO DE PANELES EN SERIE			
Nº Paneles en Serie	VMAX (T-min)	VMAX (T-max)	VALIDEZ
2	90.6017	59.8292	NO
3	135.90255	89.7438	NO
4	181.2034	119.6584	NO
5	226.50425	149.573	NO
6	271.8051	179.4876	NO
7	317.10595	209.4022	NO
8	362.4068	239.3168	NO
9	407.70765	269.2314	NO
10	453.0085	299.146	NO
11	498.30935	329.0606	NO
12	543.6102	358.9752	NO
13	588.91105	388.8898	NO
14	634.2119	418.8044	NO
15	679.51275	448.719	NO
16	724.8136	478.6336	NO
17	770.11445	508.5482	NO
18	815.4153	538.4628	SI
19	860.71615	568.3774	NO
20	906.017	598.292	NO
21	951.31785	628.2066	NO
22	996.6187	658.1212	NO
23	1041.91955	688.0358	NO
24	1087.2204	717.9504	NO
25	1132.52125	747.865	NO

Fuente: Elaboración propia

- En la **tabla 3.4** se llevó a cabo la búsqueda del número de paneles solares en serie tomando en cuenta las tensiones mínimas y máximas admitidas por el inversor, para ello se hizo uso de las ecuaciones (6) y (7) con las que encontraremos voltajes generados tomando en cuenta las pérdidas por temperaturas máximas y mínimas.

Entonces reemplazando los valores en la ecuación (8) apoyándonos de la ley de OHM obtenemos el número de paneles Amerisolar AS-6P en paralelo que será:

$$N_p = 185$$

Con esto ya podemos conocer el número total de paneles solares Amerisolar AS-6P para generar 1 Mw, que se hallara haciendo uso de la siguiente ecuación:

$$N_{total\ de\ paneles} = N_S * N_P = 185 * 18 = 3330\ unid.$$

ESTRUCTURAS FOTOVOLTAICAS FIJAS.

La selección de la estructura se hizo tomando en cuenta la libertad para poder acondicionar el Angulo de inclinación y el grado de adaptación para distintas configuraciones entre otras características mecánicas, como: tipo de material, y resistencia ante vientos.

Tabla 3.5: Datos técnicos estructura fija para módulos fotovoltaicos.

DIMENSIONES	STI-F3	STI-F5	SUNFER
Largo	En función de la configuración. Estructura modular		De 4 a 40
Ancho	Hasta 4m	Hasta 8m	módulos
Altura	2.5m aprox.	3m. aprox.	fotovoltaicos
Distancia del panel al suelo	>0.5m		Dispuestos en 2 filas en vertical
Inclinación	5° a 30° (otras posibilidades)		Estándar 20° o 30°
ANÁLISIS ESTRUCTURAL ESPECIFICACIONES MECÁNICAS			
Velocidad max. viento	Standard 140km/h*		
Materiales de estructura	Acerogalvanizado		Aluminio - EN AW 6005A T6
Tornillería	Aceero de calidad 10.9 y 8.8 con Zinc níquel o Geomet Grado B (ISO 9227)		Tornillería - Acero Inoxidable
Fijación de los módulos	Unión atornillada, remache o grapas		
CIMIENOTOS			
Hinca directa	Terrenos cohesivos consistencia media-firme y granulares de consistencia media a densa		Sobre zapatas de hormigón
MANTENIMIENTO			
Mantenimiento	Mínimo (revisión anual)		Mínimo (revisión anual)
GARANTÍA			
Estándar	20 años		8 años

Fuente: Ficha técnica del fabricante.

En la tabla 3.5 se muestra datos para tres tipos de estructuras fijas para soportar los módulos fotovoltaicos, donde se puede apreciar que el soporte **SUNFER** tiene valores bajos en cuanto al tiempo de garantía debido al material de fabricación, por otro lado tenemos que no permite ángulos de inclinación menores a 20°.

Se usara la estructura STI-F3 puesto que su configuración permite una mejor accesibilidad a los módulos fotovoltaicos, además de poder adecuarse a las

configuraciones que se requiera, aparte de eso esta marca ya ha proporcionado estructuras para las centrales fotovoltaicas en Perú tales como la central fotovoltaica Moquegua.

INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS PANELES SOLARES

La inclinación de los paneles dependerá directamente de la ubicación geográfica donde se desarrolla el proyecto, en este caso será para las coordenadas: latitud: $-7^{\circ} 2' 60''$ longitud: $7^{\circ} 32' 59''$

Tabla 3.6:

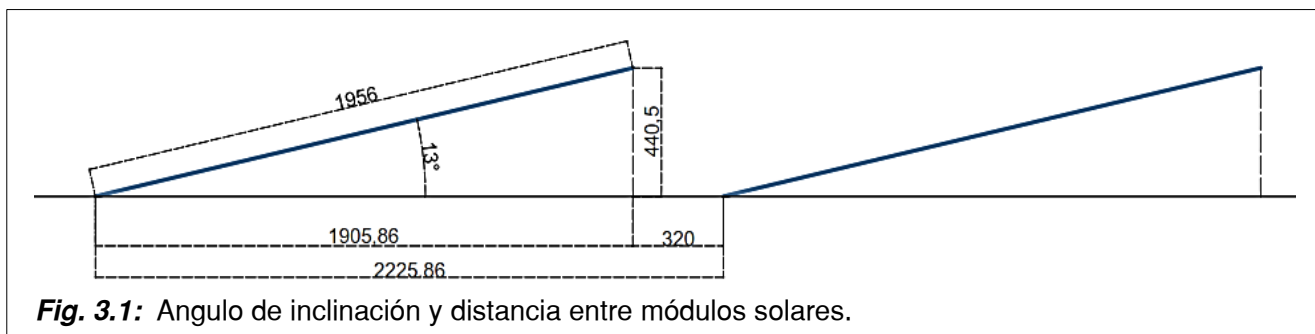
Selección del Angulo óptimo de inclinación con respecto a la latitud.

ANGULO DE INCLINACION	RADIACION GLOBAL EN EL PLANO RECEPTOR (KW*h/m ²)	PERDIDAS CON RESPECTO AL OPTIMO (%)
10°	1627	0
11°	1628	0
12°	1628	0
13°	1628	0
14°	1628	0
15°	1627	0
16°	1626	-0.1
17°	1625	-0.2
18°	1623	-0.3
19°	1621	-0.4
20°	1618	-0.6
21°	1615	-0.7
22°	1612	-1

Fuente: PVSyst

- Entonces la inclinación que se usara para los paneles solares será la inclinación media que permita obtener pérdidas de 0% con respecto a la inclinación optima obteniendo como resultado final 13° de inclinación con orientación norte ya que la ubicación del proyecto se encuentra en el hemisferio sur del planeta.

SEPARACIÓN ENTRE MÓDULOS SOLARES.



Fuente: Elaboración propia.

La distancia entre paneles solares se determinó con la ecuación (2) obteniendo una distancia de 2225.56 mm.

CAJA DE CONEXIONES (String box)

Tabla 3.7:

Características de cajas combinadoras o strings box

Especificaciones	SMA STRING-COMBINER PARA 1000 VDC
De entrada (DC)	
tensión nominal	1000V
Número de entradas de string / porta fusibles por polo	32
corriente nominal	12.5 A
Tipo de fusible *	10.3 x 38 - 1000VDC
cadena de conexión	En el porta fusibles
Sellado de gama de la entrada de cable	5 mm a 8 mm
Salida (DC)	
corriente nominal	360 A
reducción de temperatura (corriente nominal)	>50 ° C Temperatura de operación = reducción de 1% por K
interruptor de CC (seccionadores)	400 A / 1000 V
oleada	Tipo 2, In = 15 kA; I _{max} = 40 kA
salida de CC	Barra colectora (terminal de anillo M12)
Número de salidas de CC	1 o 2
sección transversal del conductor	70 mm ² a 400 mm ²
Sellado de las glándulas de cable de área	17 mm a 38.5 mm
Parámetros de la caja / medio ambiente	
protección IP IEC 60529	IP 54 / autoventilado
Dimensiones (/ H / D W), incl. Soporte de pared y arnés cuerdas	590/790/285 mm
Máx. Peso	34 kg
montaje	montaje en pared
temperatura ambiente durante el funcionamiento / Almacenamiento	- 25 ° C to +60 ° C / -40 ° C to +70 ° C
Max. Altura sobre el nivel medio del mar	4000 m

Fuente: Ficha de datos del fabricante (SMA string-combiner para 1000 vdc datasheet)

- En la tabla 3.7 la selección de esta caja combinadora se debe a que nos permite la entrada de 32 strings fotovoltaicos lo cual facilita la instalación unifica el sistema eléctrico, además que al ser de la misma marca del inversor se tendrá una mayor seguridad y rendimiento sin afectar la garantía de este.

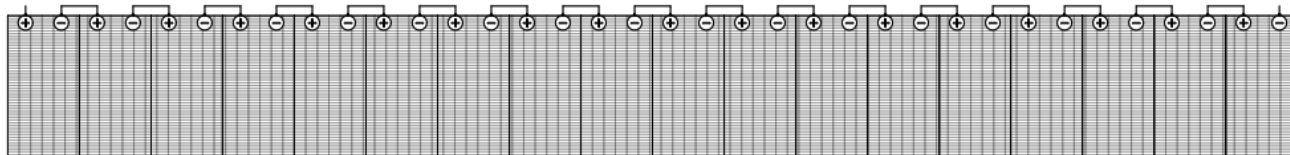


Fig. 3.2: Disposición de los paneles en serie para un string.

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 3.8:

Datos eléctricos principales del string conformado por 18 paneles en serie.

Potencia Pmpp (W)	5940
Voc (V)	826.2
Icc (A)	7.19
Id = (Icc * 1.25) (A)	8.98
Sección del conductor. (mm ²)	2 x 6 mm ² + 10 mm ² (T) N2XY 0,6/1 kV

Fuente: Elaboración propia.

- Puesto que la caja de combinación permite la conexión de 32 strings en paralelo se usaran 32 strings box de las características ya antes mencionada en la **tabla: 3.7** O similares; haciendo un total para toda la central fotovoltaica de 12 strings box; 6 por cada Mw.

Tabla 3.9:

Longitud total de conductor de cobre de 6 mm² N2XY 0,6/1 kV Unipolar desde los módulos generadores hasta las cajas combinadoras.

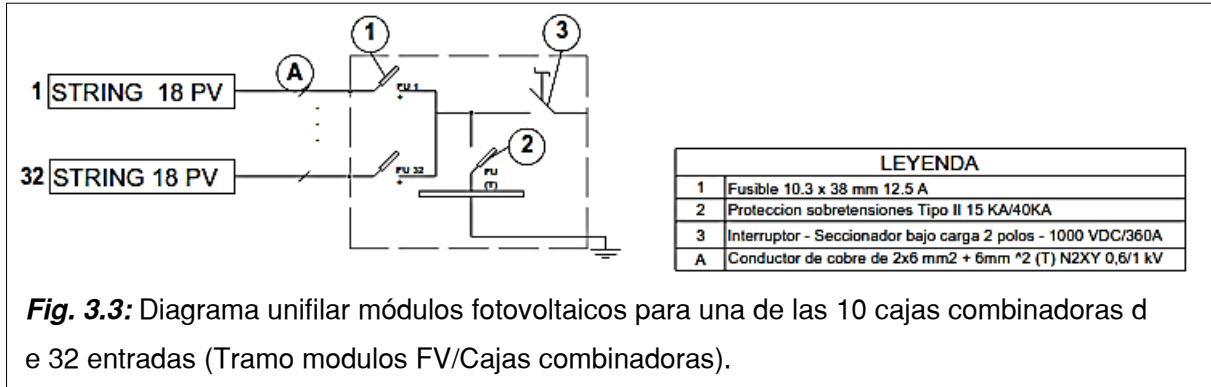
		LONGITUD (m)
CONDUCTORES (+) DE DC	PARCELA 1	10247.07
MODULOS/STRING BOX	PARCELA 2	10247.07
SUB TOTAL		20494.14
CONDUCTORES (-) DE DC	PARCELA 1	7135
MODULOS/STRING BOX	PARCELA 2	7135
SUB TOTAL		14270
TOTAL (m)		34764.14
TOTAL (m Línea tierra)		20494.14

Fuente: Elaboración propia.

- En la **tabla 3.9** se puede apreciar la cantidad de metros requeridos para interconectar los módulos fotovoltaicos con las cajas combinadoras, sumado a ello la masa de cada uno de

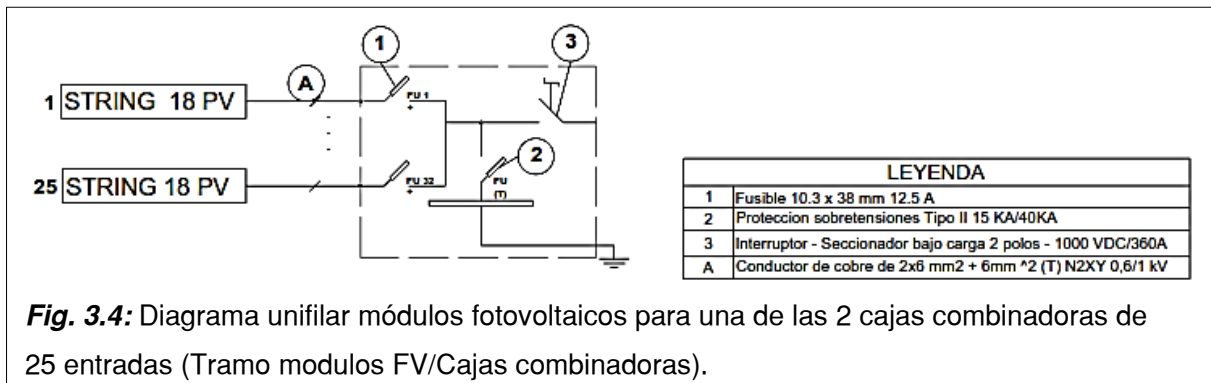
los paneles solares, esta llegara hasta las cajas en las cuales se conectaran a su respectiva barra colectora para luego ponerse a tierra.

DISPOSISION DE MODULOS FOTOLTAICOS PARA CADA CAJA COMBINADORAS.



Fuente: Elaboración propia.

- En la Fig. 3.3 se muestra el diagrama unifilar para cada una de las cajas combinadoras de 32 entradas. Cada entrada conformada por 18 paneles en serie, como se muestra en la Fig. 3.2.



Fuente: Elaboración propia.

- En la Fig. 3.4 se muestra el diagrama unifilar para cada una de las cajas combinadoras que solo tendrán 25 entradas. Cada entrada conformada por 18 paneles en serie, como se muestra en la Fig. 3.2.

CALCULO DE CONDUCTORES DE MODULOS FV /CAJAS COMBINADORAS.

Tabla 3.10:

Calculo de caída de tensión para los 5 primeros strings conectados en paralelo en la caja combinadora.

STRING COMUN x 5	longitud (m)	Amperaje (A) x 1.25	Calibre (mm ²)	ΔU (%)
MODULO 1	17.822	8.97	6	0.117333429
MODULO 2	20.322	8.97	6	0.1337925
MODULO 3	22.822	8.97	6	0.150251572
MODULO 4	25.322	8.97	6	0.166710643
MODULO 5	27.822	8.97	6	0.183169715
MODULO 6	30.322	8.97	6	0.199628786
MODULO 7	32.822	8.97	6	0.216087858
MODULO 8	35.322	8.97	6	0.232546929
MODULO 9	37.822	8.97	6	0.249006
MODULO 10	40.322	8.97	6	0.265465072
MODULO 11	42.822	8.97	6	0.281924143
MODULO 12	45.322	8.97	6	0.298383215
MODULO 13	47.822	8.97	6	0.314842286
MODULO 14	50.322	8.97	6	0.331301358
MODULO 15	52.822	8.97	6	0.347760429
MODULO 16	55.322	8.97	6	0.364219501
MODULO 17	57.822	8.97	6	0.380678572
MODULO 18	60.322	8.97	6	0.397137644
MODULO 19	62.822	8.97	6	0.413596715
MODULO 20	65.322	8.97	6	0.430055787
MODULO 21	67.822	8.97	6	0.446514858
MODULO 22	70.322	8.97	6	0.46297393
MODULO 23	72.822	8.97	6	0.479433001
MODULO 24	75.322	8.97	6	0.495892073
MODULO 25	77.822	8.97	6	0.512351144
MODULO 26	80.322	8.97	6	0.528810215
MODULO 27	82.822	8.97	6	0.545269287
MODULO 28	85.322	8.97	6	0.561728358
MODULO 29	87.822	8.97	6	0.57818743
MODULO 30	90.322	8.97	6	0.594646501
MODULO 31	92.822	8.97	6	0.611105573
MODULO 32	95.322	8.97	6	0.627564644
TOTAL (m)	1810.304		Promedio ΔU (%)	0.372449036

Fuente: Elaboración Propia.

- En la tabla 3.10 se muestra la caída de tensión para cada STRING cada uno de los 32 módulos conectados a la caja combinadora; los cuales fueron calculados con los datos de la tabla 3.8 además de considerar las longitudes de cada uno de los conductores de cada

string. Además se tuvo que hacer uso de la ecuación (14) y (15) para poder calcular la caída de tensión en %.

Tabla 3.11:

Calculo de caída de tensión para el strings 6 conectado en paralelo la caja combinadora.

STRING UNICO	longitud (m)	Amperaje (A) x 1.25	Calibre (mm ²)	ΔU (%)
MODULO 1	17.822	8.97	6	0.117333429
MODULO 2	20.322	8.97	6	0.1337925
MODULO 3	22.822	8.97	6	0.150251572
MODULO 4	25.322	8.97	6	0.166710643
MODULO 5	27.822	8.97	6	0.183169715
MODULO 6	30.322	8.97	6	0.199628786
MODULO 7	32.822	8.97	6	0.216087858
MODULO 8	35.322	8.97	6	0.232546929
MODULO 9	37.822	8.97	6	0.249006
MODULO 10	40.322	8.97	6	0.265465072
MODULO 11	42.822	8.97	6	0.281924143
MODULO 12	45.322	8.97	6	0.298383215
MODULO 13	47.822	8.97	6	0.314842286
MODULO 14	50.322	8.97	6	0.331301358
MODULO 15	52.822	8.97	6	0.347760429
MODULO 16	55.322	8.97	6	0.364219501
MODULO 17	57.822	8.97	6	0.380678572
MODULO 18	60.322	8.97	6	0.397137644
MODULO 19	62.822	8.97	6	0.413596715
MODULO 20	65.322	8.97	6	0.430055787
MODULO 21	67.822	8.97	6	0.446514858
MODULO 22	70.322	8.97	6	0.46297393
MODULO 23	72.822	8.97	6	0.479433001
MODULO 24	75.322	8.97	6	0.495892073
MODULO 25	77.822	8.97	6	0.512351144
TOTAL (m)	1195.55		Promedio ΔU (%)	0.314842286

Fuente: Elaboración propia.

- En la tabla 3.11 se muestra la caída de tensión para cada STRING cada uno de los 25 módulos conectados a la caja combinadora; los cuales fueron calculados con los datos de la tabla 3.8 además de considerar las longitudes de cada uno de los conductores de cada string. Además se tuvo que hacer uso de la ecuación (13) y (14) para poder calcular la caída de tensión en %.

La caída de tensión para cada tipo de caja combinadora de la tabla 3.10 y 3.11 serán usados para conocer la caída de tensión promedio a la salida de caja combinadora. La caída de tensión máxima permisible es de hasta $\pm 5\%$ de las tensiones nominales según

El Código Nacional De Electricidad (SUMINISTRO)

CALCULO DE CONDUCTORES DE CAJAS COMBINADORAS/ INVERSOR.

Tabla 3.12

Datos eléctricos principales a la salida de cada caja combinadora de 32 entradas.

Potencia P _{mpp} (W)	189388.775
V _{oc} (V)	823.14
I _{cc} (A)	230.08
I _d = (I _{cc} * 1.25) (A)	287.6
Sección del conductor. (mm ²)	2 x 70 mm ² + 70 mm ² (T) N2XY 0,6/1 kV

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.13

Datos eléctricos principales a la salida de cada caja combinadora de 25 entradas.

Potencia P _{mpp} (W)	147959.5
V _{oc} (V)	823.14
I _{cc} (A)	179.75
I _d = (I _{cc} * 1.25) (A)	224.6875
Sección del conductor. (mm ²)	2 x 70 mm ² + 70 mm ² (T) N2XY 0,6/1 kV

Fuente: Elaboración propia.

- Los datos eléctricos de la tabla 3.12 y 3.13 nos sirven para poder hallar la sección del conductor, la cual se seleccionara de la tablas de ampacidad para conductores N2XY de baja tensión de la marca INDECO. En estas tabla la tensión a la salida de cada caja es menor que la tensión de la tabla 3.8 puesto que ya se procedió a descontar la caída de tensión en el tramo módulos FV/caja combinadora.

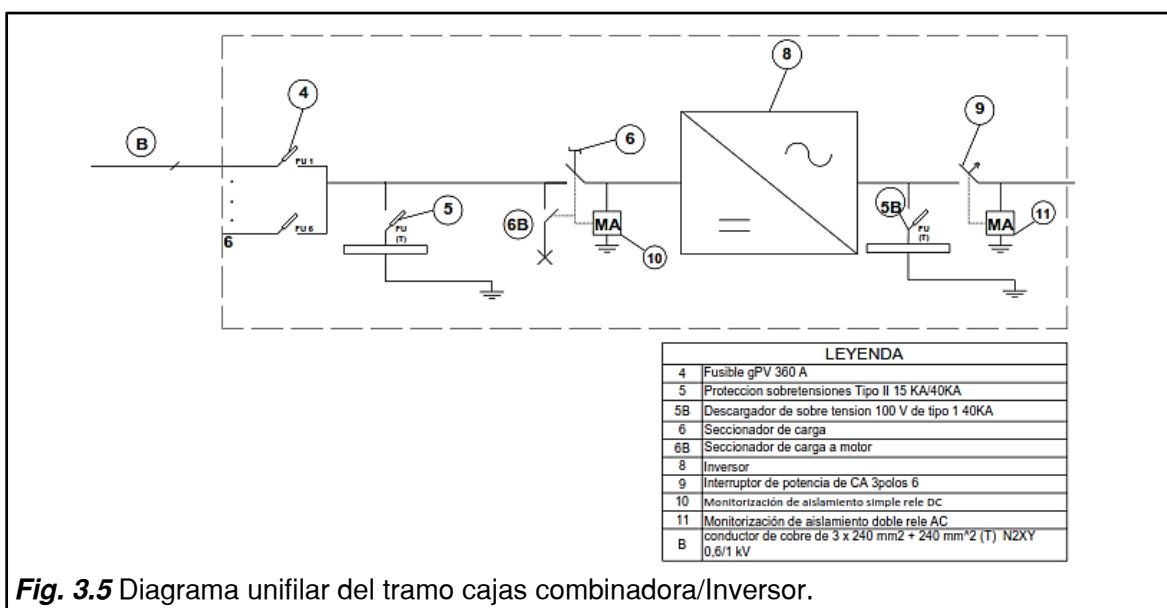


Fig. 3.5 Diagrama unifilar del tramo cajas combinadora/Inversor.

Fuente: Elaboración propia.

- En la Fig. 3.5 se muestra el diagrama unifilar para cada inversor del cual se estarán usando 6 de las 9 entradas disponibles. Cada inversor cuenta con sus sistemas de protección y de seccionamiento manual y remoto lo cual facilita su maniobrabilidad.

Tabla 3.14

Calculo de caída de tensión para los conductores desde la caja combinadoras hasta el inversor.

STRINGS	POTENCIAS	AMPERAJE		LONGITUD (m)	SECCION DE CONDUCTOR (mm ²)	ΔU PROM. A ENTRAR EN EL INVERSOR (%)
		AMPERAJE POR STRING SIN F.S (A)	AMPERAJE POR STRING (A)x 1.25 F.S			
A	STRING 1	230.08	287.6	24.22695	70	1.63261411
	STRING 2	230.08	287.6	45.20295	70	
	STRING 3	230.08	287.6	66.17895	70	
	STRING 4	230.08	287.6	87.15495	70	
	STRING 5	230.08	287.6	108.13095	70	
	STRING 6	179.75	224.6875	129.10695	70	
B	STRING 7.1	230.08	287.6	28.01629	70	1.7167288
	STRING 8.2	230.08	287.6	49.02229	70	
	STRING 9.3	230.08	287.6	70.02829	70	
	STRING 10.4	230.08	287.6	91.03429	70	
	STRING 11.5	230.08	287.6	112.04029	70	
	STRING 12.6	179.75	224.6875	133.04629	70	
LONG. (m)				943.18944		

Fuente: Elaboración propia.

- En la tabla 3.14 se muestra la caída de tensión para cada STRING tanto para los de 32 y 25 entradas; los cuales fueron calculados con los datos de la tabla 3.12 y 3.13 además de considerar las longitudes de cada uno de los conductores de cada string.

Además se tuvo que hacer uso de la ecuación (13) y (14) para poder calcular la caída de tensión en %. La caída de tensión promedio para cada uno de los strings A y B de la tabla 3.14 serán usados para conocer la caída de tensión promedio a la salida cada conjunto de strings A y B. La caída de tensión máxima permisible es de hasta $\pm 5\%$ de las tensiones nominales según **El Código Nacional De Electricidad (SUMINISTRO)**

Tabla 3.15

Longitud total de conductor de cobre de 70 mm² N2XY 0,6/1 kV Unipolar desde las cajas combinadoras hasta los inversores.

	Longitud (m)	Conductor (mm ²)
PARCELA A	460.0017	70
	460.0017	70
PARCELA B	483.18774	70
	483.18774	70
Total(m)	1886.37888	70

Fuente: Elaboración propia.

- En la **tabla 3.15** se puede apreciar la cantidad de metros requeridos para interconectar las cajas combinadoras con los inversores.

SISTEMAS DE PROTECCION INTEGRADOS EN EL INVERSOR Y CAJA DE CONEXIONES:

Algunos de los equipos de protección de las cajas combinadoras, inversores ya vienen incluido.

Sistemas De Protección Dc.

- Fusible 10.3 x 38 mm 12 A
- Protección sobre tensiones Tipo SPD II 15 kA/40 Ka
- Interruptor-seccionador bajo carga - 2 polos - 1,000 VDC/360 A
- Fusible gPV 360 A
- Descargador de sobre tensión de tipo 1
- Seccionador de carga
- Seccionador de carga a motor

Sistemas de protección AC.

- Interruptor de potencia de CA
- Monitorización de aislamiento simple relé AC
- Monitorización de aislamiento doble rele DC

CALCULO DE CONDUCTORES INVERSOR/TRANSFORMADOR.

Tabla 3.16

Selección de conductor teniendo en cuenta los factores de corrección para instalaciones subterráneas

CRITERIOS TERMICOS PARA SELECCIÓN DE SECCION DE CONDUCTOR		
SALIDA AC		
In		1514 A
In*1.25		1892.5 A
Coef.de agrup	3	0.87
Coef. de T °C	25° C	1
Fact. Profundidad	0.70 m	1
Icond.		2175 A
Sección del cond.		3(3_1x300) mm ²

Fuente: Elaboración propia

- Los datos eléctricos de la tabla 3.16 nos sirven para poder hallar la sección del conductor, la cual se seleccionara de la tablas de ampacidad para conductores N2XY de baja tensión de la marca INDECO. En estas tabla se tuvo que aplicar factores de corrección para asi poder calcular la intensidad de diseño de manera correcta y efectiva.

Puesto que la intensidad a la salida del inversor es mayor de 1000 A y no se encontró conductores unipolares para dicho amperaje mostrado en la tabla 3.16 por lo que se optó por llevar acabo la agrupación de 3 conductores de 300 mm² por fase obteniendo como resultado lo siguiente:

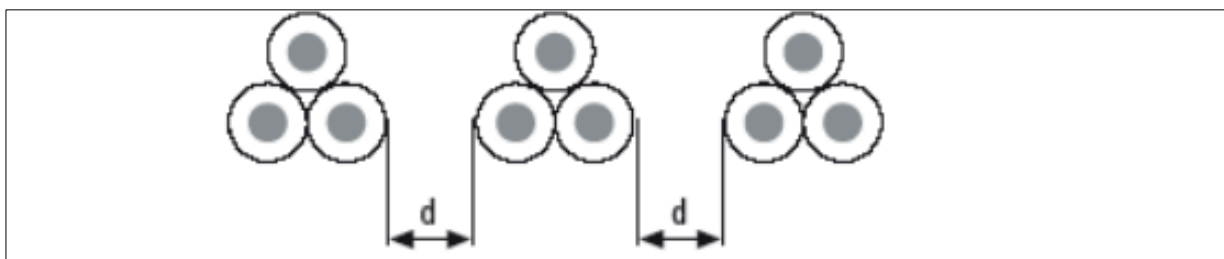


Fig. 3.5 Disposición de conductores a la salida de cada inversor, con una distancia entre fase de 20 cm.

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3.17

Longitud total de conductor de cobre de 300 mm² N2XY 0,6/1 kV Unipolar desde los inversores hasta el transformador.

	Longitud (m)	Conductor (mm ²)
Inversor A	27	300
Inversor B	27	300
Total(m)	54	300

Fuente: Elaboración propia.

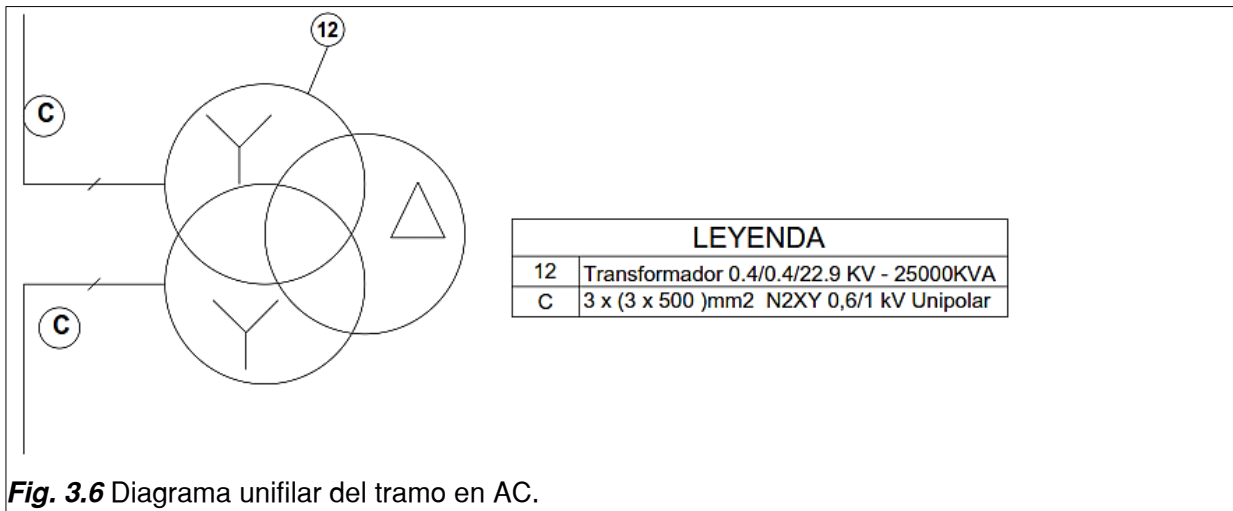


Fig. 3.6 Diagrama unifilar del tramo en AC.

Fuente: Elaboración propia.

CENTRO DE TRANSFORMACION BT/MT

Tabla 3.18

Datos principales del transformador Seco encapsulado para media tensión.

DATOS TECNICOS Y ELECTRICOS TRANSFORMADOR	PROMELSA	I y T ELECTRIC
· Potencia nominal	2500 kVA.	2500 kVA.
· Tensión primario	22.9 KV	22.9 KV
· Tensión secundario	400 V	400 V
· Nivel de aislamiento Primario	24 kV	24 kV
· Nivel de aislamiento Secundario	1.1 kV	1.1 kV
· Grupo de conexión	Dyn5	Dyn5
· Refrigeración	ONAN	AN 60076- 11
· Nivel de ruido	62 dB (1m)	
· Dimensiones	(2330 m x 2650 m x 1270 m)	

Fuente: Datos de ficha técnica transformador Seco encapsulado para media tensión. 22.9 kV/460 V.

- En cuanto a la selección del transformador se optó por el fabricante Promelsa el cual elabora sus transformadores de acuerdo a la normativa peruana. Se hizo la selección teniendo en cuenta los datos eléctricos de salida de los inversores.

Se seleccionó un transformador de tipo seco por las siguientes razones:

- Se puede usar cerca a otros equipos eléctricos.
- El mantenimiento es más económico.

CALCULO DE CONDUCTORES TRANSFORMADOR / BARRA S.E 22.9 KV.

Tabla 3.19

Datos eléctricos calculados en la línea de media tensión.

DATOS ELECTRICOS CALCULADOS	
potencia (Kw)	2200
Tensión (V)	22.9
Factor de corrección	0.9
Intensidad (A)	61.62
Intensidad de diseño (A)	85
sección del conductor (mm ²)	16
Longitud (Km)	3 km
Resistencia (Ω /Km)	2.5
Reactancia inductiva	0.52
ΔV (%)	3.46
ΔV (v)	0.79 Kv

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.19 se muestra resultados de cálculos realizados hasta llegar a encontrar la caída de tensión, entre los cálculos realizados tenemos:

La intensidad nominal y de diseño la cual se calculó con la ecuación (14) y (15).

El factor de corrección que se obtuvo de un catálogo de información técnica para llevar acabo la caída de tensión, con este valor en conjunto con la ecuación (14) se llegó a calcula la corriente de diseño.

La reactancia inductiva se calculó con el valor de la resistencia a la temperatura de operación; este valor fue reemplazado en la ecuación (19) para finalmente encontrar el valor de la reactancia inductiva.

La caída de tensión se calculó mediante la ecuación (20), en la que se obtuvo un valor por debajo del límite que establece las normas de electrificación que es 5%.

DIMENSIONAMIENTO Y SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE PROTECCIÓN Y MEDIDA PARA MEDIA TENSIÓN.

Los datos eléctricos que se tomaran en cuenta para llevar acabo la selección de los equipos de protección son los de la tabla 3.19.

Seccionador cut-out.

Tabla 3.20

Datos eléctricos y técnicos seccionador CUT-OUT

DATOS TECNICOS Y ELECTRICOS SECCIONADOR	ABB 24 Kv/ Fusible de100 A	Seccionador STCOR-27- 38
Tension	27 Kv	27 Kv-38Kv
Distancia de fuga Porcelana	325 mm	235 mm
Distancia de fuga Silicon	480 mm	675 mm
Corriente nominal	100 A	100 A
Capacidad de interrupcion	8 KA	8 KA
Tipo de tapa	solida	
Cortacircuito correspondiente	AM12	AN 60076-11

Fuente: Fichas técnicas Del fabricante.

En la tabla 3.20 se aprecia la comparación de dos fabricante de seccionadores cut-out, La selección de estos equipos dependerá del inversionista ya que los datos eléctricos son muy similares y cualquiera de los dos seccionadores cumplirán la misma función.

INTERRUPTOR DE RECIERRE AUTOMÁTICO (RECLOSER)- MODELO NOVA

Tabla 3.21:

Datos técnicos recloser

Descripción	NOVA 27	Rec25_AI_1
CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS		
Voltaje nominal (KV)	27	27 Kv
Corriente nominal (A)	630	630
Tensión de prueba en seco 60Hz, 1 minuto.(KV)	60	60
Tensión de prueba en húmedo 60Hz, 10 segundos. (KV)	50	50
Tensión soportada al impulso tipo rayo, BIL, (KV)	125 o 150	125
Corriente de ruptura de cortocircuito (kA)	12.5	16
Frecuencia nominal de operación (Hz)	60	50/60
Vida mecánica (operaciones de C-O)	10000	
Tiempo de cierre (ms)	45	70
Tiempo de apertura (ms)	35	35
Tipo de mecanismo de actuación	Actuador magnético	actuador magnético monoestable

Fuente: Ficha técnica del fabricante.

En la tabla 3.21 se pasó a seleccionar el recloser Nova 27 por que el tiempo de reconexión es menos al del recloser Rec 25_AI_1.

TRANSFORMADOR MIXTO DE MEDICION.

Tabla 3.22:

Datos técnicos de transformadores mixtos.

DATOS TECNICOS Y ELECTRICOS TRAFOMIX	PROMELSA	I y T ELECTRIC
Tensión primario	22.9 Kv	22.9 Kv
Tensión secundario	220 V	220 V
Corriente nominal Primaria	0.5 a 300 A	5 a 300 A
Corriente nominal Secundario	5, 2, 1 A	5A
Tensión máxima de servicio	24 Kv	24 Kv
Nivel de aislamiento BT	1.1/3 Kv	1.1/3 Kv
Rango de altura de operación	1000-5000 msnm	1000-5000 msnm
Frecuencia	50/60 Hz	50/60 Hz

Fuente: Fichas técnicas del fabricante.

En la tabla 3.22 se pasó a comparar datos técnicos y eléctricos pudiendo verificar que ambos fabricantes ofrecen datos similares excepto que el transformador mixto de Promelsa ofrece una mayor variedad de corrientes en el secundario lo cual hace mucho más amplio su rango de trabajo con diferentes tipos de medidores.

SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Existen tres esquemas normalizados de conexión distintos para la elaboración de una instalación de puesta a tierra eléctrica: TN, TT y IT.

El sistema que se usó para este proyecto es el sistema IT el cual que tiene como característica principal que en un fallo de aislamiento no causa ningún tipo de desconexión al sistema, además de que el fabricante del inversor recomienda el uso de este sistema.

El sistema de puesta a tierra IT solo permite poner a tierra las masas de los equipos y estructuras metálicas dentro de la instalación.

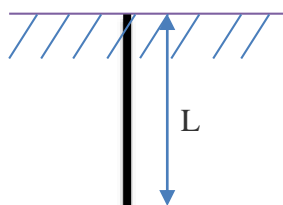
- Según el código nacional de electricidad- en su apartado 060-202 Conexiones de Puesta a Tierra para Sistemas de Corriente Continua; indica lo siguiente : “En los sistemas de corriente continua puestos a tierra, la conexión de la puesta a tierra debe efectuarse en una o más de las estaciones de alimentación, pero no en las acometidas individuales, ni en otra parte de los alambrados interiores.”
- Según el código nacional de electricidad - en su apartado 060-712 Resistencia de Electrodo establece que el valor de resistencia de puesta a tierra no debe de ser mayor

de 25 Ω , de darse el caso se tiene que proceder a la instalación de otro electrodo a una distancia de por lo menos 3m o a una distancia equivalente al electrodo.

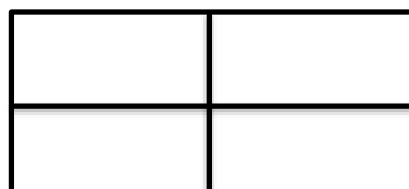
- Según el código nacional de electricidad- en su apartado 060-810 Dimensionamiento del Conductor de Puesta a Tierra en Circuitos de Corriente Continua, indica que la sección mínima del conductor debe ser mayor a 10mm².
- La parte de baja tensión se debe de realizar la puesta a tierra con electrodos verticales y para la parte de media tensión en el área de centro de transformación se dispondrá de electrodos tipo malla.

CALCULO DE PUESTA A TIERRA.

Electrodo vertical.



Electrodo tipo malla.



Resistividades típicas de terrenos según sus características:

Tabla 3.23:

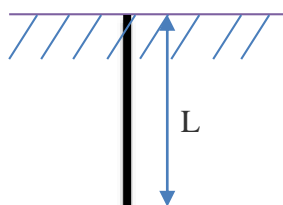
Resistividad promedio del terreno según su naturaleza.

Naturaleza del terreno	Valor medio de la resistividad Ohm-m
Terrenos cultivables y fértiles, Terraplenes compactos y Húmedos	50
Terreno cultivables poco fértiles, terraplenes en general	500
Suelos pedregosos desnudos, arenas secas permeables	3000

Fuente: <http://www.osinergminorienta.gob.pe/documents/54705/340006/capitulo+7.pdf>

- De la tabla 3.24 seleccionamos la resistividad media del terreno de 50 ohm-m considerando que se cuenta con un terreno cultivable y fértil, terraplén compacto y Húmedo.
- **PUESTA A TIERRA CON ELECTRODO VERTICAL.**

Electrodo vertical.



Cálculo de resistencia de puesta a tierra para electrodo único:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \times \ln \frac{2 * L}{a}$$

Donde:

a : Radio de la barra (m)

R : Resistencia a tierra de la barra (Ohm)

L : Longitud de la barra (m)

ρ : Resistividad equivalente del terreno (Ω - m)

Datos a tomar en cuenta en el cálculo:

$$L = 2.4 \text{ (m)}$$

$$a = 0.008 \text{ (m)}$$

$$\rho = 100 \text{ Ohm-m}$$

$$R = \frac{50}{2\pi 2.4} \times \ln \frac{2 * 2.4}{0.008}$$

$$R = 21.21 \Omega$$

Resistencia equivalente para “n” electrodos en paralelo.

La resistencia de puesta a tierra para “n” electrodos está dada por la siguiente ecuación tomando en cuenta para una separación entre si igual al diámetro del cilindro protector.

$$R_n = \frac{R_1}{n} \times (2 - e^{-0.17(n-1)})$$

Donde:

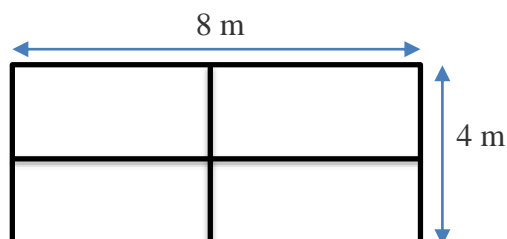
R_1 : Resistencia a tierra para 1 electrodo (Ohm)

n : número de electrodos en paralelo = 6

$$R_n = \frac{21.21}{6} \times (2 - e^{-0.17(6-1)})$$

$$R_n = 5.5 \Omega$$

PUESTA A TIERRA CON ELECTRODO TIPO MALLA.



Método aproximado de Laurent y Nieman:

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L}$$

Donde:

r : Radio medio de la malla (m)

R: resistencia a tierra de la malla (ohm)

L: longitud del conductor de la malla (m)

ρ: resistividad equivalente del terreno (ohm-m)

$$R = \frac{\rho}{4 * r} + \frac{\rho}{L}$$

$$R = \frac{50}{4 * \left(\sqrt{\frac{8x4}{\pi}} \right)} + \frac{50}{(8x3) + (4x3)}$$

$$R = 5.30 \Omega$$

PRODUCCION DES SISTEMA FOTOVOLTAICO

Tabla 3.24:

Potencia generada por el sistema fotovoltaico

POTENCIA DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO	
V	22.9 KV
I	61.62 V
COS φ	0.9
POTENCIA	2199.68 KW

Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3.24 se muestra la potencia entregada por el sistema fotovoltaico calculado con la tensión (V) y corriente(A) de entrega.

Tabla 3.25:

Horas mensuales de sol pico para una evaluación de 5 años.

	HSP (h/mes)					
	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	PROMEDIO
ENERO	158.2	137.5	144.8	182.1	136.5	151.82
FEBRERO	124.9	113.9	124.4	118.2	123.3	120.94
MARZO	142	125	140.7	136.3	133.5	135.5
ABRIL	161.1	126.6	129.5	147.6	143.4	141.64
MAYO	135.8	145.5	133	136.9	141.5	138.54
JUNIO	124.9	136.8	124.8	131.1	133.7	130.26

JULIO	144.3	147.7	142.2	151.2	145.8	146.24
AGOSTO	147.5	154.6	164.8	158.7	161.9	157.5
SETIEMBRE	164.9	150	159	144.6	138.9	151.48
OCTUBRE	153.4	154.1	162.6	149.7	157.2	155.4
NOVIEMBRE	140.8	143.7	142.1	158.7	145.7	146.2
DICIEMBRE	161.8	146	163.3	158.7	155.9	157.14
TOTAL	1759.6	1681.4	1731.2	1773.8	1717.3	Promedio= 1732.66/12

Fuente: Senamhi-San Martin

En la tabla 3.25, se aprecia la comparación de horas mensuales de radiación solar de las que se obtiene un valor máximo de 182.1 h al mes, un mínimo de 113.9 h al mes, un promedio de 144.39 horas de radiación solar al mes y un valor de 4.813 horas diarias.

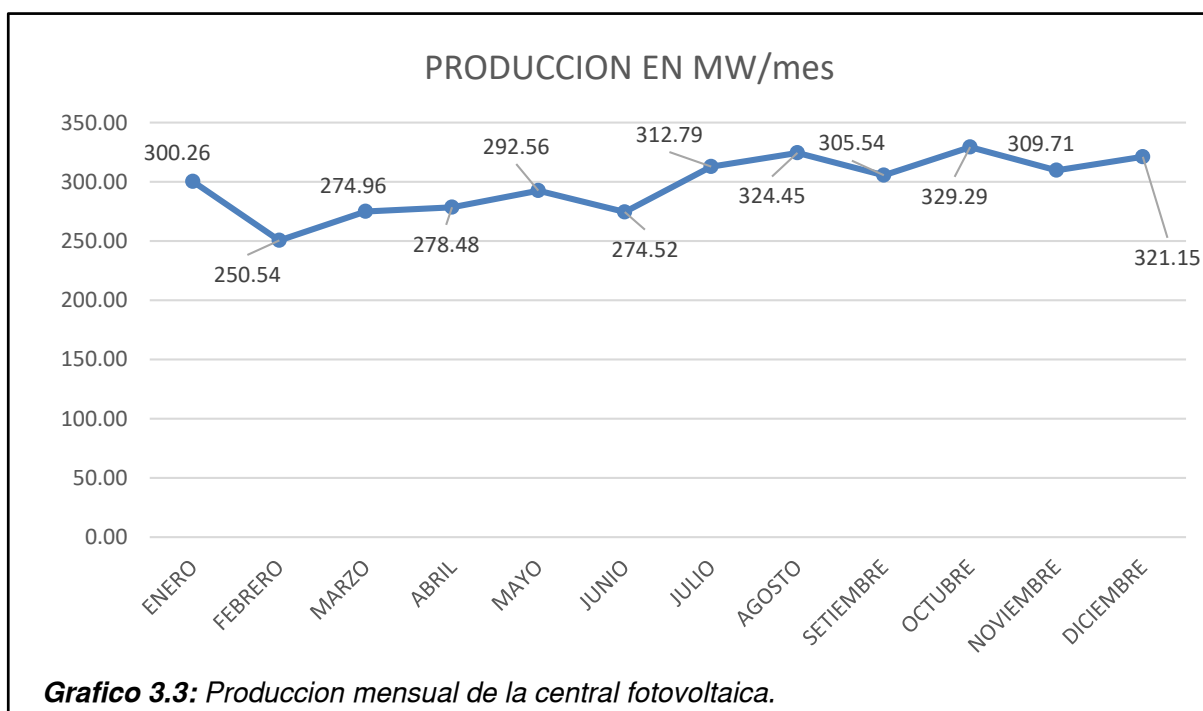
Tabla 3.26:

Producción en (Mw/mes) mensual, anual y promedio para un periodo de 5 años.

	PRODUCCION EN MW/mes					
	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	PROMEDIO
ENERO	347.989376	302.456	318.513664	400.561728	300.25632	333.955418
FEBRERO	274.740032	250.543552	273.640192	260.002176	271.220544	266.029299
MARZO	312.35456	274.96	309.494976	299.816384	293.65728	298.05664
ABRIL	354.368448	278.479488	284.85856	324.672768	315.434112	311.562675
MAYO	298.716544	320.05344	292.55744	301.136192	311.25472	304.743667
JUNIO	274.740032	300.916224	274.520064	288.378048	294.097216	286.530317
JULIO	317.413824	324.892736	312.794496	332.591616	320.713344	321.681203
AGOSTO	324.4528	340.070528	362.507264	349.089216	356.128192	346.4496
SETIEMBRE	362.727232	329.952	349.74912	318.073728	305.535552	333.207526
OCTUBRE	337.430912	338.970688	357.667968	329.292096	345.789696	341.830272
NOVIEMBRE	309.714944	316.094016	312.574528	349.089216	320.493376	321.593216
DICIEMBRE	355.908224	321.15328	359.207744	349.089216	342.930112	345.657715
TOTAL	3870.55693	3698.54195	3808.08602	3901.79238	3777.51046	3811.29755/12

Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 3.26 se muestra las potencias generadas para cada mes en un periodo de 5 años obteniendo un valor máximo de 400.56 Mw/mes, un valor mínimo de 250.54 Mw/mes y un valor promedio mensual de 317.61 Mw/mes.



Fuente: Elaboración propia.

- De la tabla 3.26 se tomaron los valores mínimos para cada mes del periodo de evaluación que son 5 años y se formó grafica 3.3 en la que se observa la producción para cada mes durante el año obteniendo un total de producción anual de 3574.26 Mw/año.

Tabla 3.27: Producción en (Mw/mes) mensual, anual y promedio para un periodo de 5 años, factor planta.

	HSP (h/mes)	PRODUCCI ON EN MW*h/mes	Precio Maximo 88 USD/Mw*h	HSP ideales por mes	PRODUCCI ON IDEAL	F.P
ENERO	136.50	300.26	26422.56	248.00	545.52	0.55
FEBRERO	113.90	250.54	22047.83	224.00	492.73	0.51
MARZO	125.00	274.96	24196.48	248.00	545.52	0.50
ABRIL	126.60	278.48	24506.19	240.00	527.92	0.53
MAYO	133.00	292.56	25745.05	248.00	545.52	0.54
JUNIO	124.80	274.52	24157.77	240.00	527.92	0.52
JULIO	142.20	312.79	27525.92	248.00	545.52	0.57
AGOSTO	147.50	324.45	28551.85	248.00	545.52	0.59
SETIEMBRE	138.90	305.54	26887.13	240.00	527.92	0.58
OCTUBRE	149.70	329.29	28977.70	248.00	545.52	0.60
NOVIEMBRE	140.80	309.71	27254.92	240.00	527.92	0.59
DICIEMBRE	146.00	321.15	28261.49	248.00	545.52	0.59
TOTAL	1624.90	3574.26	314534.88	2920.00	6423.07	0.56

Fuente: Elaboración propia.

- Según la última subasta RER organizada en el Perú, el precio máximo aprobado en esa subasta el precio máximo presentado en dicha subasta fue de 88 USD/Mw*h; considerando estos precios en

la tabla 3.28 se muestra el costo total mensual y anual para ambos precios obteniendo el precio de 314534.88 USD/año o lo que es mismo en soles 1'022,238.36 S./año

- Además se calculó el factor planta, que es el coeficiente de rendimiento de la planta obteniendo un valor promedio de 56%.

ANALISIS ECONOMICO.

- Inversiones

Tabla 3.28:

Costos de inversión.

Inversiones en activos, MO, Obras civiles y accesorios eléctricos instalación Central Eléctrica Fotovoltaica en Empresa					
Item	Denominación	Cantidad	U. M.	Costo unit.	Sub Total
				Soles/UM	Soles
1	Módulos Fotovoltaicos Policristalinos, 330 w	6660	Piezas	275	S/1,831,500
	Estructura fija de acero galvanizado, para módulos	185	Piezas	615	S/113,775
2	Caja combinadora para 32 módulos	12	Piezas	12500	S/150,000
3	Interruptor termomagnético de caja moldeada, 1250 A	2	Piezas	3500	S/7,000
4	Inversor de Tensión, 1000 CPxT	2	Piezas	18500	S/37,000
6	Transformador de tensión trifásico, seco, 2500 KVA	1	Piezas	79500	S/79,500
7	Mano de obra instalación equipos y accesorios eléctricos	1	Glb	80000	S/80,000
8	Capacitación del personal en circuitos y operación de sistemas de control de módulos fotovoltaicos	1	Glb	5000	S/5,000
9	Preparación de planos nuevos unifilares, en Auto Cad	1	Glb	1500	S/1,500
10	Obras civiles instalación Sistemas fotovoltaicos	1	Glb	150000	S/150,000
11	Conductor trifásico BT N2XY 0.6/1 Kv, 3 x 6 mm ²	34764	m	10.64	S/370,000
12	Conductor trifásico BT N2XY 0.6/1 Kv, 3 x 10 mm ²	20494	m	23.2	S/475,450
13	Conductor trifásico BT N2XY 0.6/1 Kv, 3 x 70 mm ²	1886	m	33.8	S/63,750
14	Conductor trifásico BT N2XY 0.6/1 Kv, 3 x 300 mm ²	50	m	135.5	S/6,775
15	Conductor trifásico BT N2XY 0.6/1 Kv, 3 x 16 mm ²	2000	m	20.75	S/41,500
16	Seccionador cut out	2	Unidades	1200	S/2,400
17	Recloser, 27 Kv, 630 A	1	Pieza	45000	S/45,000

18	Transformador mixto para medición de energía	1	Pieza	12500	S/12,500
19	Celdas de energía	3	Piezas	2500	S/7,500
				Total	S/3,480,150

Fuente: Elaboración propia.

- En la tabla 3.28 se muestra los precios de los equipos y mano de obra, los cuales son datos considerando los precios mínimos ofrecidos directamente por el fabricante puesto que si a compra de equipos es realizado por terceros los costos se incrementarían desfavorablemente para el proyecto. Al final el precio total de la inversión es de **S/3,480,150. Soles.**

- Beneficio bruto:

Son los ingresos por venta de energía eléctrica a la red nacional:

Potencia promedio: 2.19968 Mw

Tiempo de generación: 1624.90 h/año

Precio de venta: 286 soles/Mw-h.

Energía eléctrica a vender a la Red nacional

$$EE_{\text{Venta a Red Nacional}} \left(\frac{\text{Mw-h}}{\text{año}} \right) = P_{\text{venta}} (\text{Mw}) * T_{\text{po}} \text{Generación EE} \left(\frac{\text{h}}{\text{año}} \right)$$

$$EE_{\text{Venta a Red Nacional}} = 2.19968(\text{Mw}) * 1624.90 \frac{\text{h}}{\text{año}} = 3574.26 \frac{\text{Mw-h}}{\text{Año}}$$

Ingresos económicos brutos por venta de EE a la Red Nacional

$$\text{Ingresos brutos}_{EE} = EE \left(\frac{\text{Mw-h}}{\text{año}} \right) * P_{\text{venta-EE}} \left(\frac{\text{Soles}}{\text{Mw-h}} \right)$$

$$\text{Ingresos brutos}_{EE} = 3574.26 \left(\frac{\text{Mw-h}}{\text{año}} \right) * 286 \left(\frac{\text{Soles}}{\text{Mw-h}} \right) = 1'022,238.36 \frac{\text{Soles}}{\text{año}}$$

Tabla 3.29:

Inversión y financiamiento bancario.

Inversión y financiamiento bancario		
Descripción		Monto (S/.)
Equipos, insumos y MO		3,480,150.00
Otros		-
Total de Costos Estimados		3,480,150.00
Total de Inversión del Proyecto		S/. 3,480,150.00
Financiamiento		
Descripción		Monto (S/.)
Aporte propio, % Inversión total	15%	S/. 522,022.50
Financiamiento		S/. 2,958,127.50
Total inversión		S/. 3,480,150.00
Condiciones del Financiamiento		

Descripción	Monto (S/.)
Préstamo	S/. 2,958,127.50
Tasa efectiva anual	14.07%
Tasa efectiva mensual	1.10%
Plazo, meses	18
cuota mensual, Soles/mes	S/. 182,096.64

Fuente: *Elaboración propia.*

- En la tabla 3.29 se aprecia los valores de inversión y financiamiento en los cuales del total de inversión, el 15% será aporte propio. Obteniendo un prestamos de **S/. 2,958,127.50** para un periodo de 18 meses.

Tabla 3.30:

Plan de pagos mensuales del préstamo bancario.

Plan de Pagos mensuales del préstamo bancario					
Mes	Préstamo	Interés	Amortización	Cuota	Saldo
1	2,958,127.50	32,629.83	149,467	182,097	2,808,660.69
2	2,808,660.69	30,981.12	151,116	182,097	2,657,545.17
3	2,657,545.17	29,314.23	152,782	182,097	2,504,762.76
4	2,504,762.76	27,628.96	154,468	182,097	2,350,295.08
5	2,350,295.08	25,925.09	156,172	182,097	2,194,123.53
6	2,194,123.53	24,202.43	157,894	182,097	2,036,229.32
7	2,036,229.32	22,460.77	159,636	182,097	1,876,593.44
8	1,876,593.44	20,699.89	161,397	182,097	1,715,196.69
9	1,715,196.69	18,919.60	163,177	182,097	1,552,019.65
10	1,552,019.65	17,119.66	164,977	182,097	1,387,042.66
11	1,387,042.66	15,299.87	166,797	182,097	1,220,245.89
12	1,220,245.89	13,460.01	168,637	182,097	1,051,609.26
13	1,051,609.26	11,599.85	170,497	182,097	881,112.46
14	881,112.46	9,719.17	172,377	182,097	708,734.99
15	708,734.99	7,817.75	174,279	182,097	534,456.10
16	534,456.10	5,895.35	176,201	182,097	358,254.81
17	358,254.81	3,951.75	178,145	182,097	180,109.93
18	180,109.93	1,986.71	180,110	182,097	-0.00

Fuente: *Elaboración propia.*

- En la tabla 3.30 se muestra la los pagos de préstamo mensuales para un periodo de 18 meses, obteniendo una cuota mensual de 149,467 soles.

ANÁLISIS FINANCIERO

Tabla 3.31:

Análisis financiero, flujo de caja, VAN, TIR, retorno de inversión.

Beneficio anual	1,168,821	S/año
Costos operativos		
Costo de Operación	50,000	S./año
Costo Mantto	46,000	S/año

* VAN y TIR : Con financiamiento del préstamo del banco.

Flujo de Caja Financiero Proyecto Central Fotovoltaica de 2 Mw																					
	Año																				
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Pago Servicio de deuda	0																				
Préstamo	-2958128																				
Interés		278641	40971																		
Amortización, S./año		1906518	1051609																		
Costo Operación, S./año		50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000	50000
Costo Mantenimiento, S./año		46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000	46000
Total egresos, S./año		2281160	1188580	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000	96000
Beneficio anual		1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821	1,168,821
FLUJO DE CAJA FINANCIERO																					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
	-2,958,127.50	-1,112,339	-19,759	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821	1,072,821
		-1,112,339	-1,132,098	-59,278	1,013,543	2,086,364	3,159,184	4,232,005	5,304,826	6,377,646	7,450,467	8,523,288	9,596,108	10,668,929	11,741,749	12,814,570	13,887,391	14,960,211	16,033,032	17,105,853	18,178,673

COK*	6.5%	
VAN	5,847,678	
TIR	19%	
Número de años	20	Años

PRI (Años)	2.93	Años
PRI: Periodo de Retorno de la Inversión		
PRI (Años)= (VA(Io))/(VA(Bn)/N)		

Fuente: Elaboración Propia

- En la tabla 3.31 Se utilizará la tasa internacional libor, de 6.5 %, que se aplica para este tipo de inversiones. Se determinan los indicadores financieros para determinar la viabilidad financiera del proyecto. Resulta VAN mayor que cero. TIR mayor que tasa de interés del préstamo. Período de retorno de inversión: 2.93 años.

IV. DISCUSIÓN

El presente proyecto tiene como objetivo general - Determinar la Factibilidad Técnica y Económica para la Instalación de Central Fotovoltaica de 2 MW Conectado a la Red en la Provincia de Bellavista – San Martín.

Durante la elaboración de la obtención de resultados primeramente se tuvo que hacer un estudio energético para la ubicación: latitud: -7.032 ; Longitud: -76.581, encontrando como resultado una altura 315 msnm y una radiación promedio de 4.77 kw*h/m². Según la norma RD-003-2007-EM-DGE “Reglamento Técnico Especificaciones Técnicas y Procedimientos de Evaluación del Sistema Fotovoltaico y sus Componentes para Electrificación Rural”; indica las condiciones para el funcionamiento de una instalación fotovoltaica.

Irradiación solar mínima mensual anual : 3,5 kWh/m²-día, Irradiación solar instantánea máxima anual : 1 200 W/m², Humedad relativa : 90 %, Rango de temperaturas ambiente : -10 °C a 45 °C, Velocidad máxima del viento : 120 km/h, Altura Máxima: 5 000 m.s.n.m. Comparando nuestros valores obtenidos se puede apreciar que están por encima de los requerimientos básicos para su ejecución.

Según (SANCHEZ JIMENEZ, 2012) en su tesis titulada “Diseño de planta solar fotovoltaica de 20mw en california y conexión a la red de distribución.” La orientación que en esta tesis se considera para su sistema fotovoltaica lo realiza haciendo uso del software PVSyst que está diseñado explícitamente para proyectos fotovoltaicos. En mi tesis también se hizo uso de este software obteniendo como resultado 13° de inclinación óptima con orientación hacia el norte.

Sánchez, determino que el retorno de su inversión se daría en 6 Años en Estados Unidos, en mi caso se dará en 2.9 años o que es lo mismo en 35 meses. Esto debido al valor de la moneda de cada país y el mercado comercial actual.

Según (MUÑOZ ANTICONA, 2005) en su tesis titulada “Aplicación de la energía solar para electrificación rural en zonas marginales del país.” Hace mención de que en el tiempo que realizó la investigación para ese entonces los costos de equipos y las tecnologías de ese entonces eran caras muy diferentes a la actualidad es por eso que este proyecto obtiene un retorno de inversión en un tiempo de 34 meses.

Según (SANZ LOPEZ-ARGUMEDO, 2009) en su tesis hace referencia a que los sistemas fotovoltaicos no alcanzan el 100% de su rendimiento debido a pérdidas en los conductores y en los equipos (inversor y transformador), esto se ve reflejado en nuestro proyecto ya

que debido a las pérdidas se disminuye la potencia final vendida pero, el límite de pérdidas a alcanzar según la norma peruana es un 5% en todo el sistema.

V. CONCLUSIONES.

- Los niveles de radiación promedio en el lugar de estudio tiene un valor promedio de 4.8 Kw*h/m², según la norma RD-003-2007-EM-DGE que indica un valor mínimo de 1.2 Kw*h/m², se obtuvo un Factor de Planta de 56%.
- La subestación eléctrica cuenta con tres opciones para ser interconectada las cuales son: Barras de 10 Kv/22.9 Kv/138 Kv. Al final se llegó a la conclusión de que la mejor opción dado la distancia, la cantidad de potencia a entregar y el tener la mejor relación entre calidad de servicio y rendimiento es conectarse a la barra de 22.9Kv.
- Si cambiamos la configuración de los paneles se puede obtener resultados menores o mayores tanto en los valores de la corriente y la tensión sin modificar la potencia general de la central.
- En el mercado existe una gran variedad y nuevas opciones para centrales de generación eléctrica por sistemas fotovoltaicos, pero su costo es mucho más elevado que los equipos comunes y comerciales del mercado esto debido a que los equipo de mantenimiento son más modernos y no muchos tienen conocimiento sobre la aplicación y su funcionamiento correcto.
- Aunque cambiemos la ubicación y/o configuración de los módulos fotovoltaicos el área del terreno que se ocupara por la instalación será la misma, lo único que variara son los valores eléctricos de corriente (A), tensión(V) y caída de tensión por tramos largos, se realizó los planos de manera que las caídas de tensiones por la configuración del sistema sean mínimas estando dentro del rango de 5% de caída de tensión que El Código Nacional De Electricidad (SUMINISTRO).
- Las emisiones provocadas por la central fotovoltaica son 0 Kg * CO², la huella de carbono evitada para 3574.26 MW/año se seria de 2198169.9 Kg* CO²/año.
- El costo total de la inversión fue de S/3,480,150 de soles, obteniendo un beneficio bruto anual de 1022238.36 Soles/año, correspondiente a las 1625.90 h/año y un precio de venta de 286 soles/Mw-h. Considerando un financiamiento del 85% las cuotas mensuales a pagar serian de S/ 182,096.64 soles/mes, en un plazo de 18 meses.
- En el análisis financiero se determinó un retorno de inversión en los primeros 30 meses, además se obtuvo un valor anual neto de 5,847,678 y una tasa interna de retorno de 19%,

considerando un tiempo de operación de 20 años y haciendo uso de la tasa internacional Libor 6.5 %.

VI. RECOMENDACIONES

- Se recomienda llevar acabo la elaboración del proyecto primeramente en un prototipo a escala de una potencia menor y llevar a cabo un estudio para confirmar que lo propuesto en la presente investigación se puede llevar al campo sin ningún inconveniente.
- Realizar un estudio más a fondo de la puesta a tierra, llevando a cabo mediciones de resistividad del terreno, para luego poder definir los componentes de este. Instalarlo en el ámbito en que se va a desarrollar y volver a comprobar si los valores son aceptables y cumple con la normativa de una resistencia de puesta a tierra de 20Ω como máximo.
- Los equipos de medición se deberá seleccionar previo acuerdo con la empresa a la que se venderá la energía eléctrica por lo que se hace conocer que dichos datos eléctricos de salida de los componentes seleccionados en esta investigación se asumieron por el tesista.
- Se sugiere que se reevalúe los precios del mercado, con el fin de poder encontrar precios más bajos y así poder disminuir los costos de inversión para su implementación.
- Llevar acabo mediciones en el lugar preciso donde se va a desarrollar el proyecto, con equipos con calibración certificada para así corroborar los datos y verificar si se puede obtener un nivel de radiación diaria mayor para obtener un beneficio anual mayor al encontrado en la presente investigación.
- Se recomienda que si se cambia la disposición de los módulos fotovoltaico tal como se establece en los planos se recalcule las caídas de tensión y los diámetros de los conductores, ya que dependiendo de la ubicación que se disponga para la instalación estos valores pueden variar drásticamente.
- Se sugiere que al llevar acabo la ejecución del siguiente proyecto se realice las compras directas a los fabricantes con el fin de obtener un acuerdo comercial y adquirir los equipos que conforman arte de la instalación a un precio mucho menor.

VIII. REFERENCIAS

ALONSO ABELLA, Miguel. 2006. *Sistemas Fotovoltaicos*. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas. Madrid : s.n., 2006. pág. 59, Master en Energías Renovables y Mercado.

COLEGIO OFICIAL DE INGENIEROS DE TELECOMUNICACIÓN. 2002. *Energía Solar Fotovoltaica*. 1°. Madrid : Inforama, S.A., 2002. pág. 122. ISBN: 978-84-935049-6-0.

DELGADO AVEDAÑO, Jaime. 2008. *FISICANOVA*. Bucaramanga : FISICANOVA, 2008. 978-958-44-4781-4.

DIRECCION REGIONAL DE ENERGIA Y MINAS DE SAN MARTIN. 2010. *Plan regional de electrificación rural con energías renovables*. 2010.

MENDEZ MUÑIZ, Javier. 2009. *Energía solar fotovoltaica*. Cuarta. s.l. : FUND. CONFEMETAL, 2009. pág. 308.

MINAM. 2011. *La huella de carbono y la eficiencia energética*. 2011. Ficha Informativa.

MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS. 2003. *Atlas de Energía Solar del Perú*. 1 de Junio de 2003. Proyecto PER/98/G31: electrificación rural a base de energía fotovoltaica en el Perú.

MUÑOZ ANTICONA, Delfor Flavio. 2005. *Aplicación De La Energía Solar Para electrificación Rural En Zonas Marginales Del País*. Lima, Universidad Nacional de Ingeniería. Lima : s.n., 2005. pág. 149, Tesis.

Ó. Perpiñán, A. Colmenar, M. Castro. 2012. *Diseño de sistemas fotovoltaicos*. tercera. España : J. de Haro Artes Gráficas, S.L., 2012. pág. 150. ISBN: 978-84-95693-72-3.

RAMIREZ P., Karina. 2009. *Cálculo de la demanda de energía eléctrica de una vivienda con aplicación a la energía solar*. 2009.

SANCHEZ JIMENEZ, Macarena. 2012. *Diseño de planta solar fotovoltaica de 20MW en California y conexión a la red de distribución*. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI). Madrid : s.n., 2012. pág. 182, Tesis.

SANZ LOPEZ-ARGUMEDO, Esther. 2009. *Estudio técnico-económico de una instalación solar fotovoltaica conecta a red de 5kw*. Madrid, Universidad Carlos III de Madrid. Leganés : s.n., 2009. pág. 103, Tesis.

SANZ, LAS EMISIONES DE CO2 QUE EVITARA LA ENERGIA SOLAR

DAVID. 2011. Cambio Climático. [En línea] 6 de Junio de 2011. [Citado el: 21 de 09 de 2017.] <https://climaticocambio.com/las-emisiones-de-co2-que-evita-la-energia-solar/>.

Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI). Datos Historicos-Estación : BELLAVISTA , Tipo Convencional - Meteorológica. [En línea] [Citado el: 05 de Mayo de 2018.]

http://www.senamhi.gob.pe/include_mapas/_dat_esta_tipo.php?estaciones=000382.

SOWELL, Thomas. 2013. *Economía Básica*. s.l. : Deusto S.A. Ediciones, 2013. ISBN: 9788423415830.

VALDIVIEZO SALAS, Paulo Daniel. 2014. *Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energia eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP*. Lima. Lima : s.n., 2014. pág. 74, Tesis.

ANEXOS

1. ESTUDIOS ENERGETICO EN EL LUGAR DEL PROYECTO.

TABLA 3.1.1: Radiación solar en el año 2013

AÑO 2013																															
MES	RADIACION SOLAR KWh/m^2 DIARIO																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ENERO	5.6	4.4	2.1	5.2	5	5.5	5	4.2	3.4	3.3	5.3	5.6	5.8		6.9	6.5	2.9	6.1	6.5	5.5	4.9	2.8	6.1	6.9	6.8	5.6	6.4	4.6	6.3	6.9	6.1
FEBRERO	5.9	5.1	3.8	1.2	2.9	6.2	5.2	3.1	1.2	5.1	3	4.7	5.4	4	2.7	5.1	6.2	5.4	5.2	4.9	5.4	4	3.9	6.4	6.2	2.1	4.8	5.8			
MARZO	3.7	5.2	4.3	3.5	5.5	5.4	5.8	3.2	6.4	3.5	4.4	6.4	6.2	5.4	3	3.8	1.5	5.7	5.2	3.5	1.8	2.4	6.3	5.6	5.5	6	2.6	5.8	5	4.8	4.6
ABRIL	4.8	4	5.4	5.6	5.2	5.4	4.3	4.5	4.7	6.5	5.3	5.1	4.5	4.1	5.1	5.1	4.4	4.2	5.4	6.5	6.2	5.9	5.3	6.2	6.7	6.5	6.4	6.3	5.6	5.9	
MAYO	4.9	3.2	5.8	3.4	5.1	2.5	3.5	3.6	4.4	4.9	3.7	4.3	5.6	3.6	3.5	5	5.4	2.9	4.6	4.2	5.4	4.7	5.1	4.7	3	4.5	4.8	5.1	5	4.5	4.9
JUNIO	4.4	5	5.4	4	4.8	4.2	2.3	2.4	2.9	3.9	4.8	2.7	4.1	4.9	5.3	5.1	3.6	3.3	4.4	4.3	4	4	5.5	3.7	5.1	4.5	4.7	4.5	5.2	1.9	
JULIO	5	5.2	3.4	4.3	4.1	4.4	4	3.6	5.2	5.5	5.6	5.4	3.9	4.8	3.6	6	3.6		5.2	4.9	5.9	4.9	4.8	2.2	4	5.2	6.1	5.4	6.1	6.2	5.8
AGOSTO	3.9	2.9	4.7	5.7	4.8	4.3	4.1	5.8	6	1.5	4.5	5.6	5.9	4.6	1.1	5.5	5.4	5.6	6	5.6	4	6.2	5.5	4.3	3.3	3.6	2.6	4.7	6.4	6.7	6.7
SETIEMBRE	6.4	6.1	6.6	6.1	5.1	5.8	6.1	5.3	3.1	5.9	5.3	6	6.2	1.8	4.8	5.1	6.6	5.1	1.5	6.8	6.9	6.9	4.8	4.7	5.3	5.5	6.5	6.7	5.8	6.1	
OCTUBRE	6.8	4.9	2.3	5.9	4.7	5	6.8	5.7	5.7	3.2	3.6	6.4	4.7	5.4	2.5	4.9	6.1	7.1	6.8	6.4	5.6	3.5	4.6	4.6	5.2		5	4.4	5.6	5.8	4.2
NOVIEMBRE	3.6	1.2	2.7	5	4.7	2.6	6.4	7.3	4.2	6.6	6.1	5.7	0.9	5.2	6.8	5.7	2.7	6.2	4.9	1.9	5.2	4.6	1.9	6.2	2	6	6.5	5.6	6.5	5.9	
DICIEMBRE	2.8	4.6	2	2.9	6.2	7.2	6.6	5.9	5.9	3	7.1	6.9	5.7	5.2	4	6	6	4.6	5.2	4.6	4.5	6.8	6	4.3	2.9	3.7	5.2	5.2	6.8	6.5	7.5

Radiación solar promedio mensual y anual en la provincia de bellavista-san Martin

Fuente: Senamhi – San Martin

TABLA 3.1.2:*Radiación solar en el año 2014*

AÑO 2014																															
MES	RADIACION SOLAR KWh/m ² DIARIO																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ENERO	4.7	6.6	5.4	3.2	4.7	3.2	4.1	3.7	3.9	3.6	4.3	3.8	3	4.9	5.2	5.5	3.8	4.6	4	6.3	6.7	6	2.4	5.6	5.8	3.3	1.6	5.5	5.9	5	1.2
FEBRERO	4.6	4.5	5.5	3	1.2	5.4	2.8	3	4.2	4	4.6	4.7	4.8	3.8	3.2	3	6.1	5.9	4.1	4.2	1.7	4.2	4.5	3.9	4.5	4.6	3.3	4.6			
MARZO	4.1	6.7	3.5	3.1	1.3	5.2	6.1	1	1.9	6	5	1.1	2.4	5.5	4.9	1.9	2.8	3.7	4.5	5.3	4.5	3.6	4.1	5.9	3.3	4	1.3	5.9	5.1	5.8	5.5
ABRIL	2.2	4.1	4.4	5.2	2.1	3.7	2	5.1	5	5.4	6	5.8	5.1	0.8	3.2	5.7	6.2	3.1	5.3	5.4	5.1	4.3	5.3	2.2	4.2	4.5	4.3	3.9	1.7	5.3	
MAYO	5.8	5.3	3.6	5.2	5.7	5.6	5.6	2.7	5.3	4.4	5.4	4.2	3.7	4.3	4.6	5.1	5.1	4.7	4.4	3.6	4.7	4.4	5	4.1	4.3	5.1	5.2	5	4.2	4.1	5.1
JUNIO	5	4.1	5.5	5.2	5.2	4.8	5.1	5.3	5.2	3	5.3	5	4.1	3.7	1.8	3	4.5	4.7	3.6	5.3	5.6	5.6	4.9	4.7	4.6	5.1	5.4	5.4	2	4.1	
JULIO	3.5	4.2	5.3	5.3	5.3	5.1	4.3	2.4	4	5.1	4.4	5.4	5.6	5.1	5.7	5.8	5.7	3.6	1.7	3.7	5.5	6	5.5	4	4.1	4.5	4.4	4.7	5.9	5.9	6
AGOSTO	5.7	4.3	4.9	6	4.2	4.8	5.7	3.4	3.4	5.2	5.6	5.3	3.4	5.8	5.7	5.7	6.1	5.6	5	6	6.4	6.2	6.3	5.8	4.9	4.7	0.4	4.9	2.8	3.7	6.7
SETIEMBRE	6.5	6.1	5.8	5.8	1.9	6.4	6.6	6.7	1.9	6.4	5.4	2.8	4.7	3.5	3.8	5.7	5.3	5.7	4.1	3.7	4	3.4	6.2	5.7	6.7	6.1	4.2	3.6	5.8	5.5	
OCTUBRE	6	4.6	2	4.2	6.5	4	2.9	4.7	5.8	6.1	1.7	6.3	4.5	5.5	4	4.8	6.9	7.2	5.8	5.1	6.2	5.1	5.7	6.6	1.1	7.3	5.6	4.2	5.9	6.3	1.5
NOVIEMBRE	4.5	3.7	6	6.5	3.8	1.2	4.2	5.5	6.7	2.3	5.9	5.6	1.7	1.1	2.3	4.7	6.2	6.8	6.2	6.7	5.6	5.3	4.2	5.8	6.4	5	5.9	3.9	3.9	6.1	
DICIEMBRE	5.8	4.7	6.3	2.6	4.4	6.7	6	4.9	4.5	4.3	5.9	2.9	6.2	2.9	1.9	5.2	5	5	6	6.1	5	4.9	2.4	4.4	6.5	3.2	3.7	4.3	4.4	4.4	5.5

Fuente: Senamhi – San Martin

TABLA 3.1.3:*Radiación solar en el año 2015*

AÑO 2015																															
MES	RADIACION SOLAR KWh/m^2 DIARIO																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ENERO	5.3	4.7	4.1	3.5	3	4.8	6.1	4.9	3.9	3.4	3.8	6.1	3.9	6.3	6.7	3.2	6.1	5.1	5.9	5.3	3.9	4.1	3.4	4.3	6	5.1	4.6	4.4	5.7	3.6	3.6
FEBRERO	4.6	4.3	3	5.9	6.5	7.1	5.8	3	4.2	3.5	4.4	4.2	3.4	4.8	4.4	6.8	7.1	5.5	5	1.1	1.8	3.4	4.9	2.7	3.3	3.9	5.3	4.5			
MARZO	5.6	3.3	5.1	4.3	4.4	2.4	4.1	3.4	5.2	4	5.3	3.8	5.4	6	5.3	4.3	5.2	4.8	1.9	4.6	2.7	4	5.6	5.3	5.5	5.3	5.1	4.5	3.5	6.5	4.3
ABRIL	2.6	3.8	6.6	6.4	3.6	4.1	4.1	5.8	6	3	4.5	4.8	4.7	4.8	4.4	5.6	5.2	2.8	3.8	5.1	1.1	4.9	4.5	5.2	2.2	4.3	5.1	3.5	3.1	3.9	
MAYO	4.6	5.3	5.1	4	4.5	4.4	4.8	3.6	4.9	4.6	2.7	2.6	3.6	4.2	4.3	2.6	2.8	5.3	5.1	5.1	4.6	5.3	5.4	4.7	5.3	3.4	4.2	4.4	2.9	5	3.7
JUNIO	3.4		4.4		4.7	4.1	5.1	5.2	4.8	4.5	4.5	3.1	5.6	5	5.2	4.4	4.8	5		5.1	5.3	5.5	5.2	3.5	2.7	3	4.9	5.4	5.2	5.2	
JULIO	4.1	4.8	5	3.8	4.3	4	5.2	5.5	4.4	4.6	4.5	4.2	5.5	5.4	3.9	4.1	4.8	3.6	5.6	5.6	5.7	2.3	5.4	5.5	4	3	4.3	5.2	5.1	3.8	5
AGOSTO	5.8	5.9	5.5	5.4	4.7	5.8	6.1	5.9	5.1	5.3	4.2	2.5	5.7	4.9	4	5.3	5.9	5.5	6	5.2	5.6	6.1	6.2	5.8	6	6.3	6.3	2.5	5.2	5.1	5
SETIEMBRE	4.7	5.8	4.9	4.4	3.2	5.6	6.3	5.9	6.1	6.2	6.5	6.1	5.6	5.1	6.7	6.3	5.9	3.4	3.2	5.7	5.5	6.3	3.5	5.1	6.3	3.5	3.7	4.3	6.6	6.6	
OCTUBRE	4.7	5.6	2	3.9	6.4	5.6	6.9	6	6.9	4.4	5.4	5	6.3	6.4	2	3	4.5	2.6	4.4	6.7	6	6.1	7.2	6	3.1	6.4	3.9	6.6	6.7	6.2	5.7
NOVIEMBRE	4.5	5.3	5.6	5.7	4.2	1.5	3.8	3.4	1.9	6.4	5.8	4.8	6.2	5.9	4.2	4.9	5.3	6.1	6		5.7	3.3	3.4	6.3	5.8	6.1	4.8	5.7	5.1	4.4	
DICIEMBRE	2.7	2.9	7.4	7.4	7.2	6.6	5.7	4.3	4	6.5	6.5	6.5	7.3	6.5	3.4	6.6	4.8	4.9	4.6	3	6.6	5.6	4.1	4.3	5.2	5.1	3	4.1	5.3	6.2	5

Fuente: Senamhi – San Martin

TABLA 3.1.3:*Radiación solar en el año 2016*

AÑO 2016																															
MES	RADIACION SOLAR KWh/m^2 DIARIO																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ENERO	5.3	6.3	6.5	6.6	4.3	6.3	6.3	7.1	6.4	6.6	5	3.3	7.2	6.1	5.8	5.6	5.7	4.9	5.7	4.6	5.6	4.6	7.4	7.5	7.3	6.1	5.2	5.5	4.8	6	6.5
FEBRERO	1.7	2	5.8	5	4.3	3.4	5.2	3.6	2.5	4.9	1.3	5.3	5.5	5.2	4	4.9	3	6.1	5.5	5.1	1.2	4.1	3.6	3.1	5.9	5.5	5.2	1.1	4.2		
MARZO	5.2	5.8	3.9	4.4	3.7	3.9	1.6	6.5	6.4	6.2	2.1	3.3	4	3.7	4.5	5.4	3	5.5	4.8	3.5	4.6	4.5	4.7	6.4	6.2	1.9	4.9	5.6	3.9	0.8	5.4
ABRIL	2.8	5	3.8	5.4	3.8	6.5	6.5	5.2	4.7	5.2	6.3	3	6.1	5.4	4.2	2.5	4.9	3.5	5.6	4.9	5.7	5.2	5.7	6.1	5.7	5.4	5.9	3.9	5.3	3.4	
MAYO	4.7	3.9	6.1	5.9	4.8	5.1	5.7	5.4	3.5	5.9	5.6	1.9	4.4	1.6	5.4	4.4	5.2	5	3.8	4.7	2.2	4.2	1.9	3.6	4.5	4.6	5.2	5.4	4.6	4	3.7
JUNIO	5.1	4.4	5.2	5.5	5.2	4.9	4.9	3.6	4	3.4	4.4	4.7	3.6	3.8		5.7	5.6	5.5	4.2	4.2	4.8	5	4.4	5.5	4.3	3.1	3.2	2.2	5.3	5.4	
JULIO	5.4	5.7	5.7	5.6	5.2	2.9	3.4	3.8	4.9	5.4	5.4	5.8	4.9	4	5.5	5.3	4.1	3.7	5.3	5.5	5.5	5.5	5.6	5.7	5.4	5.2	4.2	4.6	2.6	4.6	4.8
AGOSTO	5	1.8	5.2	4.4	6	5.7	4	5.3	5	3.1	3.1	5.8	6.1	6.3	6.2	5.9	4.3	3.4	6.4	4.6	4.3	4.4	5.9	6.4	6.4	6.2	5.7	6.4	6.5	4.1	4.8
SETIEMBRE	4	4.8	4	4.4	3.3	5.1	5.3	5.6	5	5.9	5.5	6.6	6.6	5.8	4.6	4.5	4.8	4.2	3.2	2.6	5.2	5.2	3.8	4.8	2.6	5.8	5.1	3.3	6.2	6.8	
OCTUBRE	6.3	2.7	4.6	4.2	6.4	6.9	3.4	4.1	5.1	3.2	4.2	4.3	3.5	4.9	5.9	6.9		5.6	4.3	6.9	4.1	5.6	6.1	2.4	5.6	4.9	3.7	4.1	6.8	6.7	6.3
NOVIEMBRE	6.6	5	3.7	2.7	5.2	6.3	6.5	5.6	5.7		5.2	7.1	5.6	5.2	5.9	6.6	6.9	2.6	5.3	6.4	5.8	7	6.4	6.6	3.8	5.6	4.5	5.8	5.5	3.6	
DICIEMBRE	4	5.3	4.9	5	6.6	4.1	3.1	4.3	6.7	3.7	6	4.9	6.4	6.6	1.6	6.8	6.4	6.4	5.2	5.1	6.1	1.6	5	6.4	6.9	5.2	5.1	4.1	5	6	4.2

Fuente: Senamhi – San Martin

TABLA 3.1.4:

Radiación solar en el año 2016

AÑO 2017																															
MES	RADIACION SOLAR KWh/m^2 DIARIO																														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31
ENERO	1.4	5.9	7	3.9	2.2	2.9	5.9	6.6	3.9	1	5.3	4.5	5.5	5.3	2.8	4.6	5.1	5.1	6	4.4	2	5.5	5.9	2	3.1	4.7	3.2	4.8	3.9	5	7.1
FEBRERO	6.7	6.3	6	5.4	5	4.5	5.5	6.2	4	5.5	3.4	4	3.4	2.1		7	1.8	2.5	4.6	5.5	4.6	2.7	4.8	5	2.8	2.7	5.2	6.1			
MARZO	4.7	4.6	4.4	2.4	6.2	5.2	5.7	2.2	3.7	4.7	2.6	5.6	3.2	2	6	5.6	1.7	3.3	3.6	5.4	5.5	3.7	5.7	4.9	4.2	2.4	4.2	5.6	4.5	5	5
ABRIL	4.7	4.7	6.7	6.5	5.6	4.3	5.5	5.5	5.1	5.2	3.3	4.4	4.9	5.9	4.9	5.8	6.2	4.8	4.1	5	5.2	5.2	2.2	5.9	5.2	3	3	1.9	4.3	4.4	
MAYO	5.6	5.7	4.1	4.5	5.1	2.5	4.8	5.4	4.4	4.7	3.2	5.6	5	3.7	5.3	5.4	4.1	5.1	4.5	5.1	5.2	4.6	4.5	2.5	5.1	3.1	4.3	3.9	5.1	4.4	5
JUNIO	3.9	3	3.3	4.6	4.1	5.2	5	4.8	3.6	2.4	4.3	3.4	3.6	4.5	5.3	5.3	5.4	5.4	5.1	3.4	2.8	5.3	5.4	5.4	5.7	5.3	5.4	4.1	4.3	4.4	
JULIO	3.2	3.3	4.7	3.2	3.4	4.4	3	5.1	4.4	5.1	4.3	5.1	5.6	5.7	5.6	5.3	5.4	2.1	3.4	5.4	5.8	5.5	6.1	5.6	5.5	4.9	5.7	5.6	5.5	3.4	4.5
AGOSTO	5.6	5.8	5.8	4.8	5.4	5.7	5.5	5.5	4.5	6	6	5.3	4.8	5	6	6	4.8	4.1	5.1	4.7	5	2.1	6.3	6	6	5.9	5.4	2.3	5.8	6.2	4.5
SETIEMBRE	5.6	4.9	5.3	5	4.3	5.5	5.8	4.8	3.1	5.6	6.3	3.5	5.3	4.8	3.6	1.9	1.4	5.6	6.1	6.7	6.6	4.1	2.6	3	3.8	5	4.8	4.9	3.9	5.1	
OCTUBRE	6.9	6.9	6.9	4	6.1	4.6	5.6	6.8	7.2	5.3	4.2	5.8	5.6	4.8	1.8	1.9	5.9	5.9	6.4	5.3	4.4	2.6	4	5.5	4	5.5	4.6	3.5	3.7	6.4	5.1
NOVIEMBRE	4.4	6.2	6.6	2.4	5.1	4.5	4.5	5.4	2	5.1	4.9	6.2	2.6	6.4	4.6	4.9	2.1	5.6	6.3	6	3.8	4.4	6.3	5.7	5.6	4.6	3.9	3.9	5.1	6.6	
DECIEMBRE	5.7	3.4	5.1	4.7	4	2.3	6.1	6.7	6.4	6.7	0.4	7.2	7.2	7.3	4.3	6.9	4.9	6.1	4.1	4.2	5.9	2.9	6.4	6.3	4.5	4.9	4.3	6.4	5.1	3.2	2.3

Fuente: Senamhi – San Martin

TABLA 3.1.5:

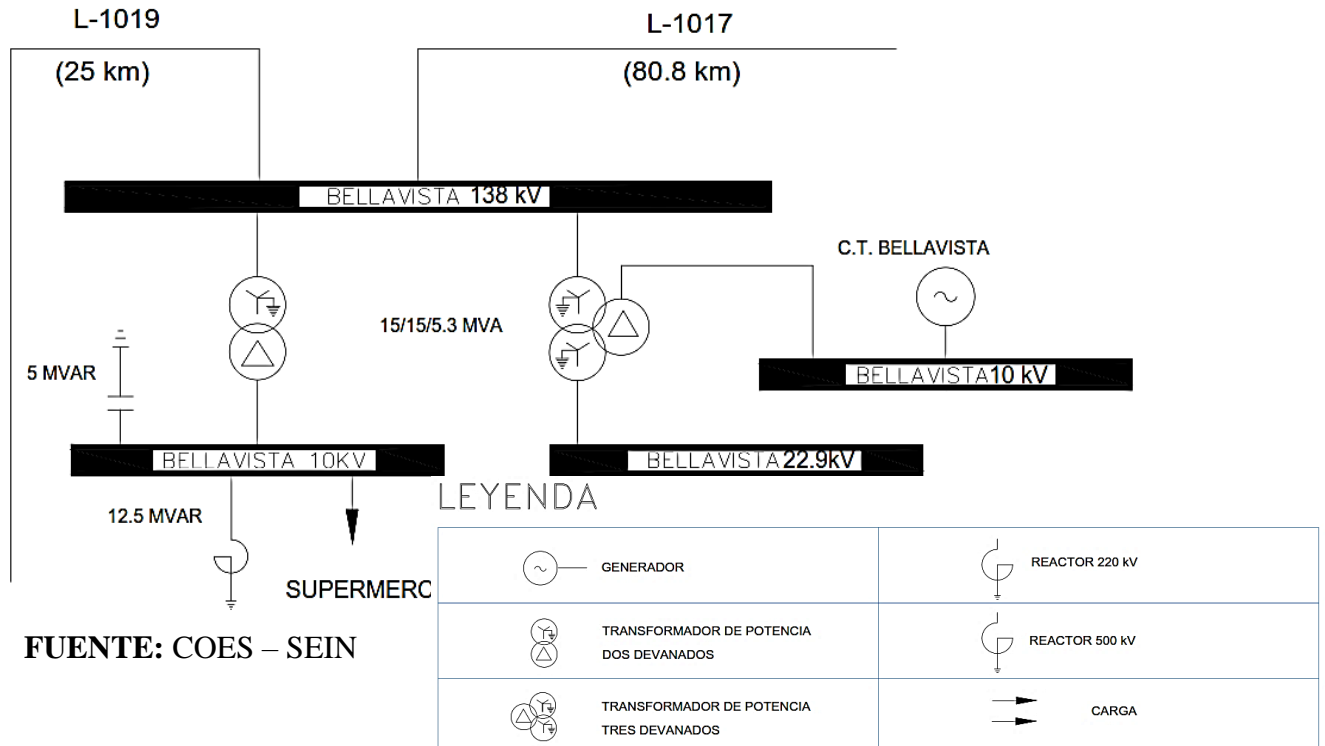
Radiación solar promedio para el periodo 2013-2017

RADIACION TOTAL MENSUAL KW h/m ²						
	AÑO 2013	AÑO 2014	AÑO 2015	AÑO 2016	AÑO 2017	PROMEDIO
ENERO	158.20	137.50	144.80	182.10	136.50	151.82
FEBRERO	124.90	113.90	124.40	118.20	123.30	120.94
MARZO	142.00	125.00	140.70	136.30	133.50	135.50
ABRIL	161.10	126.60	129.50	147.60	143.40	141.64
MAYO	135.80	145.50	133.00	136.90	141.50	138.54
JUNIO	124.90	136.80	124.80	131.10	133.70	130.26
JULIO	144.30	147.70	142.20	151.20	145.80	146.24
AGOSTO	147.50	154.60	164.80	158.70	161.90	157.50
SETIEMBRE	164.90	150.00	159.00	144.60	138.90	151.48
OCTUBRE	153.40	154.10	162.60	149.70	157.20	155.40
NOVIEMBRE	140.80	143.70	142.10	158.70	145.70	146.20
DICIEMBRE	161.80	146.00	163.30	158.70	155.90	157.14

Fuente: Elaboración Propia

2. SISTEMA ELECTRICO ACTUAL DE LA SUBESTACION BELLAVISTA

FIG 2: Diagrama unifilar del SEIN en la provincia de Bellavista - San Martin

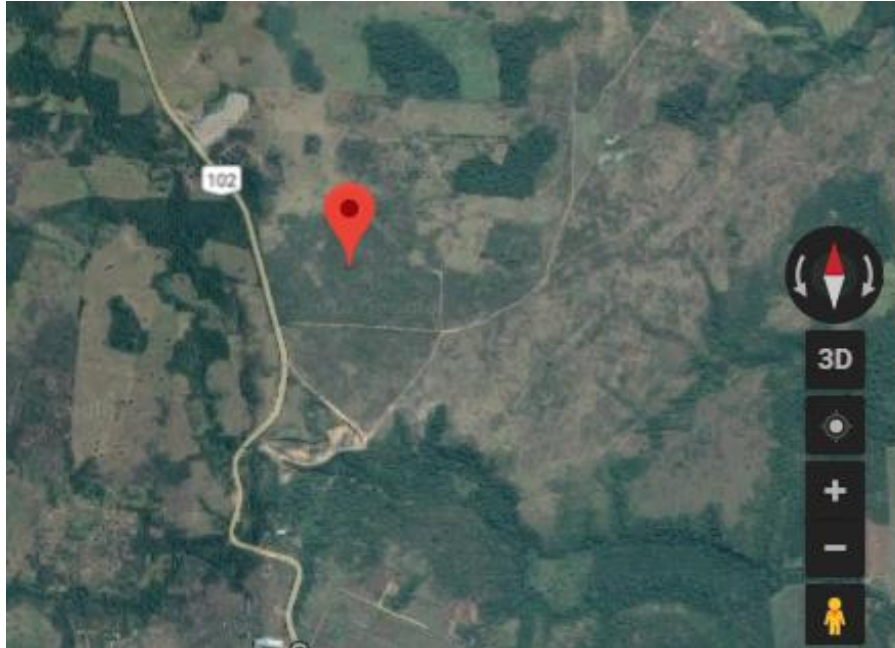


FUENTE: COES – SEIN

3. DISPOSICIÓN DE TERRENO ASUMIDO PARA EL PROYECTO

Imag. 3.1

Terreno seleccionado para el estudio Latitud: -7.032 ; Longitud: -76.581



Fuente: google maps.

4. CALCULOS ELECTRICOS Y MECANICOS.

Factor Forma:

Amerisolar AS-6P

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} * V_{OC}}$$

$$FF = \frac{330}{9.16 * 45.9}$$

$$FF = 0.78 = 78\%$$

MaxPower CS6U-330P

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} * V_{OC}}$$

$$FF = \frac{330}{9.45 * 45.6}$$

$$FF = 0.76 = 76\%$$

PJKM320M

$$FF = \frac{P_{MAX}}{I_{SC} * V_{OC}}$$

$$FF = \frac{320}{8.98 * 46.4}$$

$$FF = 0.76 = 76\%$$

Dimensionamiento Del Inversor:

$$P_{inv} = \sum \text{potencias simultaneas receptores maxima} \times 1.25$$

$$P_{inv} = 1000 \text{ kw} \times 1.25$$

$$P_{inv} = 1250 \text{ kw}$$

Número De Paneles Amerisolar As-6p En Serie A Máximo Y Mínimo.

$$\begin{aligned} N_S &= \frac{V_{sist}}{V_{panel}} \\ N_S &= \frac{850}{37.3} \\ N_S &= 23 \end{aligned} \qquad \begin{aligned} N_S &= \frac{V_{sist}}{V_{panel}} \\ N_S &= \frac{650}{37.3} \\ N_S &= 17 \end{aligned}$$

Para poder hallar el numero óptimo de paneles en serie se tiene que hacer una tabulación para el voltaje máximo obtenido con las temperaturas máximas y mínimas que indica el fabricante.

$$V_{max}(T_{max}) = V_{mp} * N_S(1 + \alpha * (T_{max} - T_{amb}))$$

$$V_{max}(T_{min}) = V_{mp} * N_S(1 + \alpha * (T_{min} - T_{amb}))$$

Después de la tabulación elaborada en la tabla 3.3 se obtiene como resultado que el número de paneles en serie conveniente es de 18 módulos fotovoltaicos en serie.

Número De Paneles Amerisolar As-6p En Paralelo.

$$\begin{aligned} N_P &= \frac{P_{max}}{N_S * P_{pico-panel}} \\ N_P &= \frac{1100000}{18 * 330} \\ N_P &= 185 \end{aligned}$$

Número De Paneles Para Cada String:

$$N_{Paneles \ x \ string} = N_P * N_S$$

$$N_{Paneles \ x \ string} = 185 * 18$$

$$N_{Paneles \ x \ string} = 3330 \text{ Unidades}$$

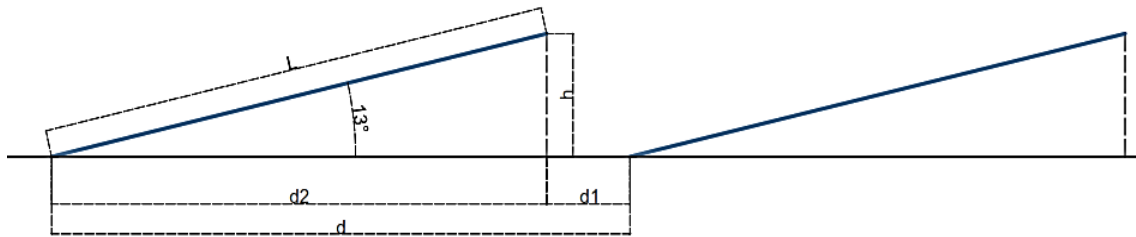
Número Total De Paneles Amerisolar As-6p Para La Central Fotovoltaica.

$$N_{Paneles \ total} = N_{Paneles \ x \ string} * \#_{string's}$$

$$N_{Paneles \ total} = 6650 \text{ unidades}$$

Separación Entre Módulos Solares.

Fig.4.1



Fuente: elaboración propia.

Por trigonometría:

$$\text{Sen } \phi = \frac{Co}{H}$$

$$\text{Cos } \phi = \frac{Ca}{H}$$

Datos:

$$Co = \text{Sen } \phi * H$$

$$Ca = \text{cos } \phi * H$$

H: 1956 mm

$$Co = \text{sen}(13) * 1956$$

$$Co = \text{cos}(13) * 1956$$

Co: h

$$Co = 440.0 \text{ mm}$$

$$Ca = 1905.86 \text{ mm}$$

ϕ : 13°

Ca: d2

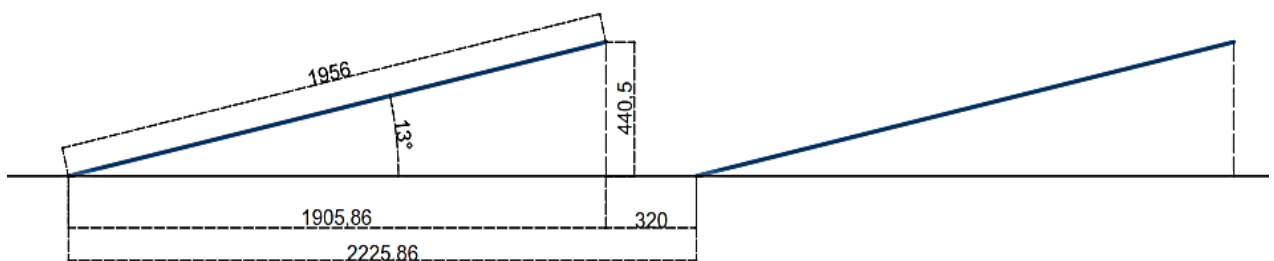
$$\rightarrow d = L \left(\frac{\text{sen } \beta}{\text{tang}(61 - \text{lat.})} + \text{cos}(\beta) \right)$$

$$d = 1956 \left(\frac{\text{sen}(13)}{\text{tang}(61 - 7.)} + \text{cos}(13) \right)$$

$$d = 2225.54 \text{ mm}$$

resolviendo y reemplazando todo tenemos:

Fig. 4.2



Fuente: Elaboración Propia

Entonces la separación entre módulos fotovoltaicos será de:

$$D = d_1 + d_2 = 1905.86 + 320 = 2225.86 \text{ mm}$$

SECCIÓN DEL CONDUCTOR EN CA TRIFÁSICA.

Datos a la salida del inversor:

P=1100 Kw

V=469 V

Cos ϕ =0.9

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \text{Cos}\phi}$$

$$I = \frac{1100000}{\sqrt{3} * 460 * 0.9}$$

$$I = 1514.08 \text{ A}$$

1. Factores de profundidad.

Fig.4.3

INSTALACION ENTERRADA

A -Cables directamente enterrados en zanja a diferentes profundidades.

Coefficientes de corrección de las intensidades admisibles de los cables en función de la profundidad de enterrado, partiendo de la profundidad tipo de la instalación (70, 100, 120 cm, etc).

Profundidad de enterrado	70 cm	100 cm	120 cm	150 cm	200 cm
Coefficiente de corrección	1,00	0,97	0,95	0,93	0,91

Fuente: Catálogo de Información técnica

cables baja tensión

Factor de corrección=1

2. Factor de Agrupación.

Fig. 4.4



Cables situados con una separación aproximada de :	Nº de cables en la zanja							
	2	3	4	5	6	8	10	12
En contacto	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
A 7 cm (d=0,07 m)	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85	0,85
A 15 cm (d=0,15 m)	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
A 20 cm (d=0,20 m)	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87
A 25 cm (d=0,25 m)	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87	0,87

Fuente: Catálogo de Información técnica

Factor de corrección=0.87

Entonces:

$$I = \frac{1534.02 \text{ A} * F. S}{F. C}$$
$$I = \frac{1514.14 \text{ A} * 1.25}{0.87}$$
$$I = 2175.40 \text{ A}$$

Con esta corriente se pasara a seleccionar el conductor con el diámetro requerido el cual se dará mediante la agrupación de 3 conductores de 300 mm² por fase.

CAIDA DE TENSION EN MEDIA TENSION

- Datos a la Salida del Transformador.

$$P = 2200 \text{ Kw}$$

$$U = 22.9 \text{ Kv} = V_L$$

$$L = 3 \text{ Km}$$

$$\text{DMG} = 2.20 \text{ m según DGE}$$

$$\text{Cos } \phi = 0.9$$

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} * V * \text{Cos } \phi}$$
$$I_n = \frac{2200(\text{kw})}{\sqrt{3} * 22.9 (\text{kv}) * 0.9}$$
$$I_n = \frac{2200(\text{kw})}{\sqrt{3} * 22.9 (\text{kv}) * 0.9}$$
$$I_n = 61.62 \text{ A}$$

Sección del conductor

→Factores de corrección.

Fig. 4.4

INSTALACIÓN AL AIRE.

A - Cables instalados al aire en ambiente de temperatura distinta de 40° C.

15° C	20° C	25° C	30° C	35° C	40° C	45° C	50° C	55° C	60° C
1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1.00	0.95	0.90	0.84	0.77

D - Cables expuestos directamente al sol.

El coeficiente de corrección que deberá aplicarse en un cable expuesto al sol es muy variable. Se recomienda 0,90.

Fuente: Catálogo de Información técnica cables de media tensión.

Entonces para una temperatura que indica la ficha técnica del conductor que es de 40 °C se toma un factor de corrección de 1, y para cables expuestos directamente al sol se considera como factor de corrección de 0.9.

→Corriente de diseño (I_d)

$$I_d = \frac{I_n \times 1.25}{F.C}$$

$$I_d = \frac{61.62 \times 1.25}{1 \times 0.9}$$

$$I_d = 85 A$$

→Sección del conductor

De la ficha técnica del conductor AAAC para el amperaje de 85 A el diámetro del conductor será de 16 mm².

Calculo reactancia inductiva.

→Radio del conductor.

$$r = \frac{d}{2}$$

$$r = \frac{5.19}{2}$$

$$r = 2.595 \times 10^{-3}$$

→Reactancia inductiva.

$$X_L = 377(0.5 + 4.6 * \log\left(\frac{DMG}{r}\right)) \times 10^{-4}$$

$$X_L = 377(0.5 + 4.6 * \log\left(\frac{2.20}{2.595 \times 10^{-3}}\right)) \times 10^{-4}$$

$$X_L = 0.52 \frac{\Omega}{Km}$$

→Caída de tensión para sistemas trifásicos (%)

R= de ficha técnica conductor de 16 mm² resistividad del conductor a 20 °C - 2.11 $\frac{\Omega}{Km}$.

Datos:

$$t_{max} = 80 \text{ °C}$$

$$R_{real} = R_{20}[1 + 0.0036(t_{max} - 20)]$$

$$R_{real} = 2.11[1 + 0.0036(80 - 20)]$$

$$R_{real} = 2.5 \frac{\Omega}{Km}$$

Caída de tensión (%):

$$\Delta V_{(\%) } = \frac{P(Kw) \times L(Km) \left(R \left(\frac{\Omega}{Km} \right) + X_L \left(\frac{\Omega}{Km} \right) \times \text{tg}(\phi) \right)}{10 \times V_L^2(Kv)}$$

$$\Delta V_{(\%) } = \frac{2200 \times 3 \times (2.5 + 0.52 \times \text{tg}(\cos^{-1}(0.9)))}{10 \times (22.9)^2}$$

$$\Delta V_{(\%) } = 3.46 \%$$

Caída de tensión (V):

$$\Delta V_{(V)} = \Delta V_{(\%) } \times V_{nom}$$

$$\Delta V_{(V)} = 0.0346 \times 22.9$$


$$\Delta V_{(V)} = 0.79 \text{ kv}$$

CALCULO DE LA HUELLA DE CARBONO.

*Emisiones (kg CO₂) = consumo de energia (un) * factor de emision (kg $\frac{CO_2}{un}$)*

$$Emisiones (kg CO_2) = 3574260 \times 0.615$$

$$Emisiones (kg CO_2) = 2198169.9 \text{ KgCO}_2/\text{año}$$


ANEXO 1.4: RESUMEN DE RESULTADOS - PRIMERA RONDA
(TECNOLOGÍAS BIOMASA, EÓLICA Y SOLAR)

	Biomasa Urb.Biogás	Eólica	Solar
Precio Máximo (USD/MWh)	77	66	88
Energía Requerida (GWh/año)	31	573	415
Energía Adjudicada (GWh/año)	29	573.0	415.0
N° de Proyectos Propuestos	2	34	48
N° de Proyectos Adjudicados	2	1	1




Imagen 5.6: Precios y Resultados de cuarta subasta RER

Fuente: Osinerming.

5. FICHAS TECNICAS

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT STC								
Nominal Power (P_{max})	295W	300W	305W	310W	315W	320W	325W	330W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	45.2V	45.3V	45.4V	45.5V	45.6V	45.7V	45.8V	45.9V
Short Circuit Current (I_{sc})	8.60A	8.68A	8.76A	8.85A	8.93A	9.00A	9.08A	9.16A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	36.6V	36.7V	36.8V	36.9V	37.0V	37.1V	37.2V	37.3V
Current at Nominal Power (I_{mp})	8.07A	8.18A	8.29A	8.41A	8.52A	8.63A	8.74A	8.85A
Module Efficiency (%)	15.20	15.46	15.72	15.98	16.23	16.49	16.75	17.01
Operating Temperature	-40°C to +85°C							
Maximum System Voltage	1000V DC							
Fire Resistance Rating	Type 1(UL1703)/Class C(IEC61730)							
Maximum Series Fuse Rating	15A							

STC: Irradiance 1000W/m², Cell temperature 25°C, AM1.5

ELECTRICAL CHARACTERISTICS AT NOCT								
Nominal Power (P_{max})	217W	221W	224W	228W	232W	236W	239W	243W
Open Circuit Voltage (V_{oc})	41.6V	41.7V	41.8V	41.9V	42.0V	42.0V	42.1V	42.2V
Short Circuit Current (I_{sc})	6.97A	7.03A	7.10A	7.17A	7.23A	7.29A	7.35A	7.42A
Voltage at Nominal Power (V_{mp})	33.3V	33.4V	33.5V	33.6V	33.7V	33.8V	33.9V	34.0V
Current at Nominal Power (I_{mp})	6.52A	6.62A	6.69A	6.79A	6.89A	6.98A	7.05A	7.15A

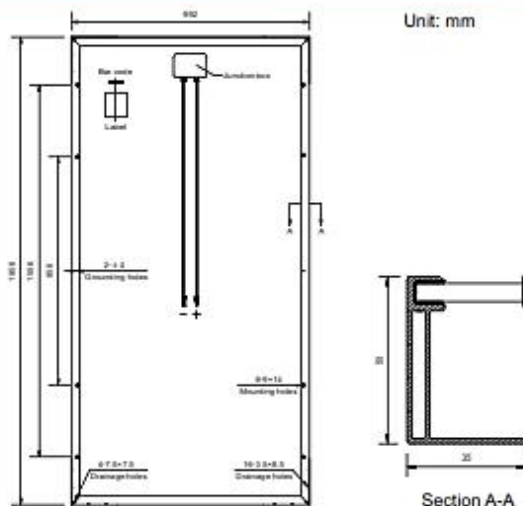
NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

MECHANICAL CHARACTERISTICS	
Cell type	Polycrystalline 156x156mm (6x6inches)
Number of cells	72 (6x12)
Module dimensions	1956x992x50mm (77.01x39.06x1.97inches)
Weight	27kg (59.5lbs)
Front cover	4.0mm (0.16inches) low-iron tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy
Junction box	IP67, 3 diodes
Cable	4mm ² (0.006inches ²), 1000mm (39.37inches)
Connector	MC4 or MC4 compatible

TEMPERATURE CHARACTERISTICS	
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45°C±2°C
Temperature Coefficients of P_{max}	-0.43%/°C
Temperature Coefficients of V_{oc}	-0.33%/°C
Temperature Coefficients of I_{sc}	0.056%/°C

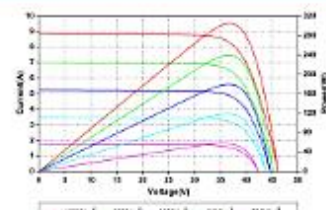
PACKAGING	
Standard packaging	21pcs/pallet
Module quantity per 20' container	210 pcs
Module quantity per 40' container	462 pcs

ENGINEERING DRAWINGS

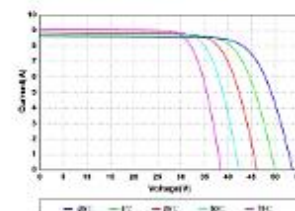


Specifications in this datasheet are subject to change without prior notice.

IV CURVES



Current-Voltage and Power-Voltage Curves at Different Irradiances



Current-Voltage Curves at Different Temperatures

Amerisolar and Amerisolar logo denoted with © are registered trademarks of Worldwide Energy and Manufacturing USA Co., Ltd.

Imagen 5.1: Ficha técnica panel fotovoltaico Amerisolar AS-6P.

Fuente: Ficha técnica Amerisolar AS-6P

SMA STRING-COMBINER für 1000 V_{DC}-System

Technische Daten	DC-CMB-U10-16	DC-CMB-U10-24	DC-CMB-U10-32
Eingang (DC)			
Bemessungsspannung	1000 V	1000 V	1000 V
Höhenderating (Bemessungsspannung)	2001 m bis 3000 m über NHN = Reduzierung um 1,0 % pro 100 m 3001 m bis 4000 m über NHN = Reduzierung um 1,2 % pro 100 m		
Anzahl String-Eingänge / Sicherungshalter pro Pol	16	24	32
Bemessungsstrom	13,75 A	12,5 A	12,5 A
Sicherungstyp*	10,3 x 38 - 1000VDC - gPV		
String-Anschluss	Anschluss am Sicherungshalter		
Dichtbereich der Kabelverschraubung	5 mm bis 8 mm		
Ausgang (DC)			
Bemessungsstrom	220 A	300 A	360 A
Temperaturderating (Bemessungsstrom)	>50 °C Betriebstemperatur = Reduzierung um 1 % pro K		
DC-Schalter (Lasttrennschalter)	250 A / 1000 V	400 A / 1000 V	400 A / 1000 V
Überspannungsableiter	Typ 2, In = 15 kA; I _{max} = 40 kA		
DC-Abgang	Sammelschiene (Ringkabelschuh M12)		
Anzahl DC-Abgänge	1	1/2	1/2
Leiterquerschnitt	Sammelschiene 70 mm ² bis 400 mm ²		
Dichtbereich Kabelverschraubungen	17 mm bis 38,5 mm	17 mm bis 38,5 mm	17 mm bis 38,5 mm
Gehäuse/Umgebungsparameter			
IP-Schutzart nach IEC 60329	IP 54 / eigenbelüftet	IP 54 / eigenbelüftet	IP 54 / eigenbelüftet
Gehäusematerial	Glasfaserverstärkter Polyester / UV-stabil		
Maße (B / H / T), inkl. Wandhalterung und Stringkabelbaum	350 / 650 / 260 mm (14,17 / 25,59 / 10,24 inch)		390 / 790 / 285 mm (15,35 / 31,10 / 11,22 inch)
Max. Gewicht	24,2 kg (53,5 lb)	27,4 kg (60,5 lb)	34 kg (75 lb)
Schutzklasse (nach IEC 60329)	II	II	II
Montageart	Wandmontage		
Umgebungstemperatur im Betrieb / bei Lagerung	-25 °C bis +60 °C / -40 °C bis +70 °C		
Relative Luftfeuchtigkeit	0 % bis 95 %, nicht-kondensierend		
Max. Höhe über NHN	4000 m	4000 m	4000 m
Standards			
Konformität	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* Zubehör erforderlich			

Imagen 5.2: Ficha técnica Caja combinadora de 32 strings.

Fuente: Ficha técnica SMA String Combiner Box.

SUNNY CENTRAL 1000CP XT

Datos técnicos	Sunny Central 1000CP XT
Entrada (CC)	
Potencia de CC máx. (con $\cos \varphi=1$)	1122 kW
Tensión de entrada máx.	1000 V
$U_{\text{MPP,max}}$ con $I_{\text{MPP}} < I_{\text{CC,max}}$	596 V
Rango de tensión del MPP (a 25 °C/40 °C/50 °C) ¹⁾	688 V a 850 V ²⁾ /625 V a 850 V ²⁾ /596 V a 850 V ²⁾
Tensión asignada de entrada	688 V
Corriente máx. de entrada	1635 A
Corriente de cortocircuito máx.	2500 A
Número de entradas del MPP independientes	1
Número de entradas de CC	9
Salida (CA)	
Potencia de CA (a 25 °C/40 °C/50 °C)	1100 kVA/1000 kVA/900 kVA
Tensión nominal de CA/rango de tensión nominal de CA	405 V/365 V a 465 V
Frecuencia de red de CA/rango	50 Hz, 60 Hz/47 Hz a 63 Hz
Frecuencia/tensión asignadas de red	50 Hz/405 V
Corriente máx. de salida/coeficiente máx. de distorsión	1568 A/0,03
Factor de potencia a potencia asignada/factor de desfase ajustable	1/0,9 inductivo a 0,9 capacitivo
Fases de inyección/conexión	3/3
Rendimiento⁴⁾	
Rendimiento máx./europeo/californiano	98,7%/98,4%/98,5%
Dispositivos de protección	
Punto de desconexión en el lado de entrada	Seccionador de carga a motor
Punto de desconexión en el lado de salida	Interruptor de potencia de CA
Protección contra sobretensión de CC	Descargador de sobretensión del tipo I
Protección contra rayos (según IEC 62305-1)	Tipo de protección contra rayos III
Detección de redes aisladas: activa/pasiva	● / -
Monitorización de red	●
Monitorización de fallo a tierra	○ / ○
Monitorización de aislamiento	○
Descargador de sobretensión de la alimentación auxiliar	●
Clase de protección (según IEC 62109-1)/categoría de sobretensión (según IEC 60664-1)	I/III
Datos generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo)	2562/2272/956 mm (101/89/38 in)
Peso	1900 kg (4300 lb)
Rango de temperatura de servicio	-25 °C a 62 °C/-13 °C a 144 °F
Rango ampliado de temperatura de servicio	○ [-40 °C a 62 °C/-40 °C a 144 °F]
Emisiones de ruido ²⁾	68 db(A)
Autoconsumo máx. (funcionamiento) ³⁾ /autoconsumo (nocturno)	1 950 W/<100 W
Tensión de alimentación auxiliar externa	230 V/400 V (3/N/PE)
Sistema de refrigeración	OptiCool
Tipo de protección: electrónica/dieta de conexión (según IEC 60529)/según IEC 60721-3-4	IP54/IP43/4C2, 452
Campo de aplicación: sin protección al aire libre/interiores	●/○
Valor máximo permitido para la humedad relativa (sin condensación)	15% a 95%
Altitud de funcionamiento máx. sobre el nivel del mar 2000 m/4000 m	●/○
Consumo de aire fresco (inversor)	3000 m ³ /h
Equipamiento	
Conexión de CC/CA	Terminal de anillo/terminal de anillo
Pantalla	Pantalla táctil HMI
Comunicación/protocolos	Ethernet (fibra óptica opcional), Modbus
Monitorización de CC (monitorización de zona/string)	○/○
SC-COM/monitorización de la instalación	●/○ (a través del Sunny Portal)
Color carcasa/puerta/pedestal/techo	RAL 9016/9016/7004/7004
Garantía: 5/10/15/20 años	●/○/○/○
Funciones de gestión de red configurables	Reducción de potencia, ajuste predeterminado de la potencia reactiva, apoyo dinámico de red (como IVRT)
Certificados y autorizaciones (otras a petición)	EN 61000-6-2, EN 61000-6-4, conformidad CEM, conformidad CE, BDEW-MSRL / FGW / TR8, Arrêté du 23/04/08, R.D. 1.663/2000, R.D. 661/2007, P.O. 12.3 / IEEE 1547 ⁵⁾
● Equipamiento de serie ○ Opcional – No disponible	
Modelo comercial	SC 1000CP-10

Imagen 5.3: Ficha técnica inversor SMA 1120 KVA

Fuente: Ficha técnica SMA Sunny Central Inverter 1000 CP XT.

Ficha Técnica



Transformador Seco encapsulado para media tensión

Función

Permite elevar o reducir la tensión en un sistema o circuito eléctrico de corriente alterna; La energía eléctrica alterna de un cierto nivel tensión es transformada en energía alterna de otro nivel de tensión por medio de interacción electromagnética.

Aplicación

Ideal para instalación en azoteas, sótanos. En centros comerciales, edificios, petroleras, embarcaciones y en todo lugar donde se requiere bajo mantenimiento, disminución de riesgo de incendio, explosión y contaminación ambiental.

1.- Características Técnicas

Potencia	5 KVA hasta 30000 KVA
Lado de Media Tensión	
Tensión nominal	4, 16, 7.62, 10, 13.2, 20, 22.9, 33 kV
Tensión máxima de aislamiento	12, 17.5, 24, 36 kV
Bil exterior	95, 125, 170, 200 kV
Tensión de prueba a 60 Hzx1 minuto	28, 38, 50, 70
Número de terminales	3, 4
Conexión	Delta / Estrella
Lado de Baja Tensión	
Tensión nominal	230, 398, 400, 460, 480, 600V
Tensión máxima de aislamiento	1.1 kV

Tensión de prueba a 60 Hzx1 minuto	3 kV
Número determinales	3, 4, 6, 7
Conexión	Delta / Estrella
Grupos de conexión	Dyn5, Dd6, Dd0, Yyn6, Yyn0
Frecuencia	50, 60 Hz
Tipo de montaje	Exterior, Interior
Rango de altura de operación	según pedido

Normas de Referencia:	
Diseño, fabricación y pruebas	IEC-60078, NTP 370.002

*Normas Nacionales e Internacionales NTP-ITINTEC, IEC, ANSI, así como especificaciones técnicas particulares del cliente.

2.- Características Constructivas

2.1 Núcleo

Fabricado con una chapa magnética de grano orientado de elevada permeabilidad magnética y con pérdidas específicas aislado en ambos lados por una capa fina de material inorgánico (Carlyte).

El corte y la composición es de tipo 45° con acoplamientos intercalados con el método "Step Lap" para reducir las pérdidas en vacío, la corriente de vacío y el ruido del transformador.

La compactibilidad se obtiene gracias a los perfiles de acero galvanizados dimensionados debidamente y capaces de garantizar resistencia y estatismo adecuados para solicitaciones que deriven de las operaciones de transporte y descarga, de esfuerzos electrodinámicos y de instalaciones más complejas.



2.2 Devanado B.T.

Los devanados de baja tensión coaxiales en la columna del núcleo están realizados mediante plancha de aluminio o cobre, aislados con material de clase F, impregnados en vacío con esmaltes desecativos al horno de clase H, de altísima cementación y que confiere a la bobina un óptimo aislamiento y retén mecánico. Bajo pedido se pueden resinar en vacío con resina epoxi.



www.promelsa.com.pe

Imagen 5.4: Ficha técnica Transformador seco Promelsa 2500 KVA

Fuente: Ficha técnica Trihal características eléctricas.

N2XY 0,6/1 kV Unipolar

Contacto
Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Sección [mm ²]	Nº total alambres	Diam. Conductor [mm]	Min. espes. Aislam. [mm]	Diám. sobre aislam. [mm]	Min. espes. Cubierta [mm]	Diám. sobre cubierta [mm]	Peso aprox. [kg/km]
400	61	23,26	2,0	27,46	1,4	30,4	3781
500	61	26,2	2,2	30,8	1,5	33,9	4807

DATOS ELÉCTRICOS

Sección [mm ²]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Amperaje enterrado 20°C [A]	Amperaje aire 30°C [A]	Amperaje ducto a 20°C [A]
4	4,61	65	55	55
6	3,08	85	65	68
10	1,83	115	90	95
16	1,15	155	125	125
25	0,727	200	160	160
35	0,524	240	200	195
50	0,387	280	240	230
70	0,268	345	305	275
95	0,193	415	375	330
120	0,153	470	435	380
150	0,124	520	510	410
185	0,0991	590	575	450
240	0,0754	690	690	525
300	0,0601	775	790	600
400	0,047	895	955	680
500	0,0366	1010	1100	700

LISTA DE PRODUCTOS

Ref. Nexans	Nombre	Sección n [mm ²]	Diam. Conductor [mm]	Min. espes. Cubierta [mm]	Diám. sobre aislam. [mm]	Min. espes. Aislam. [mm]	Diám. sobre cubierta [mm]	Peso aprox. [kg/km]
☎ P00003491-1	N2XY 0,6/1 kV 4 mm ²	4	2,44	0,9	3,92	0,7	5,8	62
☎ P00003492-1	N2XY 0,6/1 kV 6 mm ²	6	2,98	0,9	4,46	0,7	6,4	82

☎ = Realizar pedido, 📦 = Reservar stock



Libre de plomo
Si



Tensión nominal de servicio
Uo/U
0,6/1 kV



Resist. Radiación UV
UL 2556 - Resistencia a los
rayos solares



No propagación de la
llama
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites
Buena



Temperatura máxima
operación
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son puramente indicativos, y no serán contractuales para Nexans, ni podrán ser consideradas como que constituyen una representación de la parte de Nexans.
Versión 1.7 Generado 09/06/18 www.nexans.pe Página 4 / 6

Imagen 5.5: Ficha técnica Conductor N2XY 0.6/1KV unipolar.

Fuente: Ficha técnica Conductores N2XY 0.6/1KV unipolar Indeco.

N2XSY 12/20 kV

Contacto

Ventas Local
ventas.peru@nexans.com
exportaciones.peru@nexans.com

Sección [mm ²]	Nº total alambres	Diam. Conductor [mm]	Diám. sobre aislam. [mm]	Diám. sobre pantalla [mm]	Diám. sobre cubierta [mm]	Peso aprox. [kg/km]
300	37	20,1	31,36	33,1	36,5	3529
400	61	23,26	34,52	36,3	39,7	4408
500	61	26,2	37,46	39,2	42,8	5469
630	61	29,97	41,23	43,0	46,8	6923

DATOS ELÉCTRICOS - I

Sección [mm ²]	Max. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Resistencia del conductor en CA a 90° C - formación plana [Ohm/km]	Resist. Conduct. CA 90° C - form. triang. [Ohm/km]	React. Induct. 60 Hz - formac. plana [Ohm/km]	React. Induct. 60 Hz - formac. triang. [Ohm/km]
35	0,524	0,6683	0,6684	0,2301	0,1604
50	0,387	0,4937	0,4938	0,2227	0,153
70	0,268	0,3421	0,3423	0,2135	0,1453
95	0,193	0,2467	0,247	0,2059	0,1362
120	0,153	0,1958	0,1962	0,201	0,1314
150	0,124	0,159	0,1596	0,1974	0,1277
185	0,0991	0,1274	0,1283	0,1935	0,1235
240	0,0754	0,0976	0,0988	0,189	0,1193
300	0,0601	0,0785	0,0801	0,1858	0,1161
400	0,047	0,0623	0,0645	0,1811	0,1114
500	0,0366	0,0495	0,0525	0,1778	0,1081
630	0,0283	0,0398	0,0435	0,1744	0,1047

DATOS ELÉCTRICOS - II

Sección [mm ²]	Ampac. enter. 20°C - formac. plana [A]	Ampac. Enter. 20°C - formac. triang. [A]	Ampac. aire 30°C - formac. plana [A]	Ampac. aire 30°C - formac. triang. [A]
35	172	166	238	198
50	203	196	286	238
70	246	239	356	296
95	293	285	434	361
120	332	323	500	417
150	366	361	559	473
185	410	406	637	543



Libre de plomo
SI



Tensión nominal de servicio
U₀/U
12/20 kV



Resist. Radiación UV
UL 2556 - Resistencia a los
rayos solares



No propagación de la
llama
IEC 60332-1-2; FT1



Resistencia a aceites
Buena



Temperatura máxima
operación
90 °C

Todos los dibujos, diseños, especificaciones, planos y detalles sobre pesos, dimensiones, etc. contenidos en la documentación técnica o comercial de Nexans son propiedad intelectual, y no serán contratados para Nexans, ni podrán ser considerados como que constituyen una representación de la parte de Nexans.

Versión 1.8 Generado 09/06/18 www.nexans.pe Página 4 / 6

INDCO

Imag. 5.5: Ficha técnica Conductor N2XY 12/20 KV unipolar

Fuente: Ficha técnica Conductores N2XY 12/20 KV unipolar Indeco.

Ficha Técnica



Transformador Mixto

Función

Utilizados en sistemas monofásicos y trifásicos, destinado a reducir las magnitudes de tensión y corriente existente en la red primaria de alimentación de media tensión, a valores apropiados para ser medidos o censados por medidores, relés o circuitos de control.

Aplicación

Empresas de Energía Eléctrica, Mineras, Empresas Industriales, Hoteles, Universidades, Hospitales, etc.

1.- Características Técnicas

Tensión nominal primaria	10, 13.2, 22.9, 33 kV
Tensión nominal secundaria	100, 110, 220 V
Corriente nominal primaria	0.5 a 300 A
Corriente nominal secundaria	5, 2, 1 A
Tensión máxima de servicio (Um)	12, 17.5, 24, 36 kV
Tensión de prueba a 60 Hz x 1 minuto	34, 38, 50, 70 kV
Bll exterior	125, 170, 200 kV.
Nivel de aislamiento B.T	1.1/3 kV.
Línea de fuga mínima	25 mm/kV, 31mm/kV
Rango de altura de operación	1000 – 5000 msnm
Frecuencia	50 / 60 Hz

Grupo de conexión primaria

Estrella, Delta abierto, Monofásico

Grupo de conexión secundaria

Estrella+N, Delta abierto, Monofásico

Bobina de tensión

Clase	0.2 / 0.5
Potencia	Hasta 50 VA
Factor de seguridad (Fs)	1.5

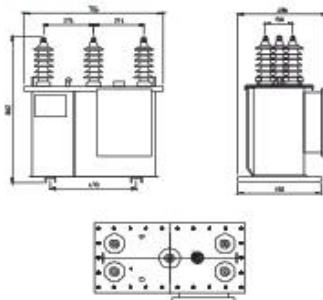
Bobina de corriente

Clase	0.2 / 0.2 S
Potencia	Hasta 30 VA
Factor de seguridad (Fs)	5
Tipo de aislador	Porcelana, Polimérico
Tipo de montaje	Exterior, Interior
Normas	IEC 60044-1 / 60044-2

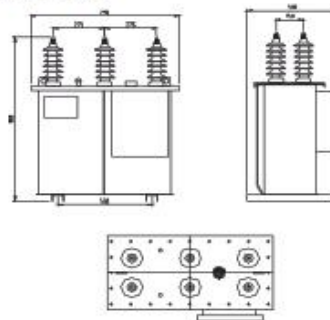
*Normas Nacionales e Internacionales NTP-ITINTEC, IEC, ANSI, así como especificaciones técnicas particulares del cliente.

2.- Dimensiones estandar

2.1 Conexión Delta Abierto



2.2 Conexión Estrella



3.- Beneficios

- Reducción del costo total de los equipos y de la instalación.
- Eliminación del complejo conexionado tanto en el lado de media como en baja tensión.
- Conexionado simple en el lado Primario y Secundario durante la instalación, eliminándose el riesgo de errores de polaridad que podrían conducir a registrar mediciones erróneas.
- Mejor capacidad para soportar sobretensiones así como los esfuerzos originados por las corrientes de cortocircuito.
- Capaces de trabajar en ambientes con alto grado de contaminación.
- Los fluidos refrigerantes dieléctricos utilizados son libres de PCB

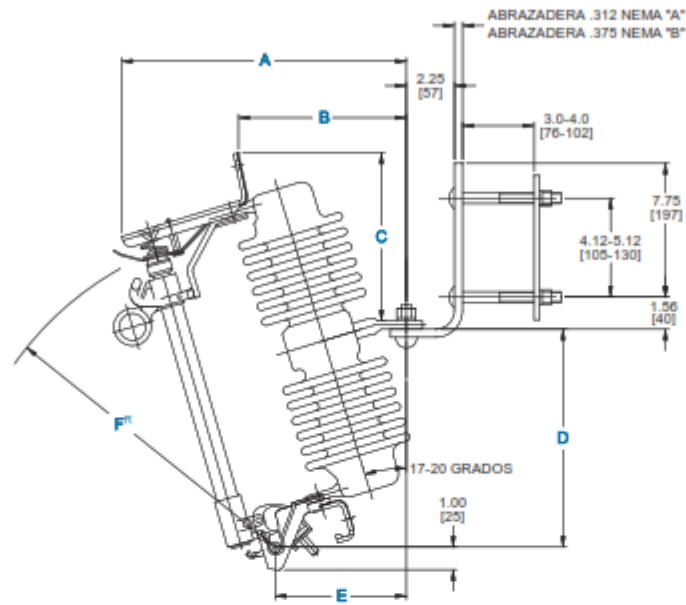


www.promelsa.com.pe

Imagen 5.7: Ficha tecnica Transformador Mixto.

Fuente: Promelsa.com

Dimensiones de la Unidad



Nota: Las dimensiones métricas se indican en [mm].

Clase kV	BIL (kV)	Dimensiones de la Unidad (pulg)						Distancia de fuga - porcelana (pulg)	Peso de porcelana (lb)	Distancia de fuga - silicón (pulg)	Peso de silicón (lb)
		A	B	C	D	E	F ⁿ				
15	110	12.79	7.33	6.50	6.55	6.00	11.41	9.1	14.0	14.96	9.3
27	125	13.30	7.84	6.17	10.25	6.06	14.66	12.6	20.0	16.90	9.5
27 or 36	150	13.30	7.84	6.17	10.25	6.06	14.66	17.0	26.5	16.90	10.16
27 or 36	150	13.30	7.84	6.17	10.25	6.06	14.66	-	-	23.60	10.5
27 or 36	170	13.96	8.51	10.42	13.00	5.27	19.21	26.2	35.5	-	-
Clase kV	BIL (kV)	Dimensiones de la Unidad (mm)						Distancia de fuga - porcelana (mm)	Peso de porcelana (kg)	Distancia de fuga - silicón (mm)	Peso de silicón (kg)
		A	B	C	D	E	F ⁿ				
15	110	325	186	165	217	165	290	231	6.4	380	4.2
27	125	338	199	205	260	154	376	325	9.0	480	4.3
27 or 36	150	338	199	205	260	154	376	432	12.0	480	4.6
27 or 36	150	338	199	205	260	154	376	-	-	599	4.6
27 or 36	170	356	216	265	330	134	486	665	16.1	-	-

Imagen 5.8: Ficha técnica seccionador cut-out

Fuente: promelsa.

Partes Opcionales de Cortacircuitos

Porta Fusible de Reemplazo

Número Estilo	Tensión Nominal (kV)	BIL (kV)	Corriente Nominal (A)	Capacidad Interrupción (kAIC)	Tipo de Tapa	Cortacircuito Correspondiente*
7194C60G01MP	15	110	100	10	Sólida	AM11
7194C60G02MP	15	110	100	16	Eslabón Extensión	LM11
7194C60G03	7.5/15	110	200	12	Eslabón Extensión	PA21
7194C60G04	15	110	300	-	Cuchilla Descon.Sólida	CA31
7194C60G05MP	27	125 o 150	100	8	Sólida	AM12
7194C60G06MP	27	125 o 150	100	12	Eslabón Extensión	MM12
7194C60G07	15/27	125 o 150	200	10	Sólida	BA22
7194C60G08	27	125 o 150	300	-	Cuchilla Descon.Sólida	DA32
7194C60G09	38	150	300	-	Cuchilla Descon.Sólida	DA32
7194C60G11MP	27	170	100	12	Eslabón Extensión	MM13
7194C60G12MP	38	170	300	-	Cuchilla Descon.Sólida	EA33
7194C60G19	15	110	200	10	Eslabón Extensión	KA21
7194C60G26	27	125 o 150	200	12	Eslabón Extensión	VA22

* Usado con cortacircuitos ICX que tienen los siguientes caracteres en las posiciones de dígitos 7-10 del número de estilo de cortacircuito ABB.

Tapas de Reemplazo del Porta Fusible

Número Estilo	Tensión Nominal (kV)	BIL (kV)	Corriente Nominal (A)	Capacidad Interrupción (kAIC)	Tipo de Tapa
3A31186H01	15	110	100	10	Sólida
9861A62G05	15	110	100	16	Eslabón Extensión
9861A62G08	7.5/15	110	200	12	Eslabón Extensión
3A31187H01	15/27	125 o 150	200	10	Sólida
3A31186H01	27	125 o 150	100	8	Sólida
9861A62G06	27	125 o 150	100	12	Eslabón Extensión
9861A62G07	27	170	100	12	Eslabón Extensión

Abrazaderas

Número Estilo	Tipo
367C723G05	NEMA A
403A101G03	NEMA B
367C802G04	Extendida
791C890G16	Montaje en Poste



ABB Inc.
406 Banner Ave.
Greensboro, NC 27401
Tel: +1-336-275-7310
www.abb.com/mediumvoltage

1WA627101-08 Rev. E Julio 2007 ap (reemplaza a 38-601)
© Copyright 2006 ABB. Todos los derechos reservados.

Imagen 5.9: Ficha técnica seccionador cut-out

Fuente: promelsa.

Especificaciones Técnicas



CARACTERÍSTICAS GENERALES	STI-F3	STI-F5
Tipo de estructura	Estructura fija monoposte	Estructura fija biposte
Superficie ocupada estimada por 1MWp	1.5-2ha (En función del ángulo de inclinación)	
DIMENSIONES (estructura ESTÁNDAR)*	STI-F3	STI-F5
Largo	En función de la configuración. Estructura modular	
Ancho	Hasta 4m	Hasta 8m
Altura	2.5m aprox.	3m. aprox.
Distancia del panel al suelo	>0.5m	
Inclinación	5° a 30° (otras posibilidades)	
ANÁLISIS ESTRUCTURAL	Eurocódigo como Standard. Adaptable a regulación local: EC, ASCE, CFE, NCH, AS, NZS, SANS	
ESPECIFICACIONES MECÁNICAS	Standard 140km/h*	
Velocidad max. viento	Standard 140km/h*	
Materiales de estructura	HDG Steel S235, S275, S355 or S280GD ZM310	
Tornillería	Acero de calidad 10.9 y 8.8 con Zinc níquel o Geomet Grado B (ISO 9227)	
Fijación de los módulos	Unión atornillada, remache o grapas	
CIMENTOS	Terrenos cohesivos consistencia media-firme y granulares de consistencia media a densa	
Hinca directa	Terrenos muy firmes o rocosos mediante pretaladro previo	
Hinca con pretaladro	Terrenos de baja capacidad portante o corrosivos	
Micropilote	Terrenos muy firmes o rocosos mediante pretaladro previo	
Tornillo de cimentación	Suelos difíciles, vertederos	
Zapata de hormigón		
MANTENIMIENTO	Mínimo (revisión anual)	
Mantenimiento		
GARANTÍA	10 años	
Estándar		

(*) Configurable según proyecto. Otras opciones disponibles.

T. +34 948 260 129
Avda. Sancho el Fuerte, 26. Oficina 1
31008 Pamplona, Navarra (Spain)

info@stinorland.com
www.stinorland.com

stinorland

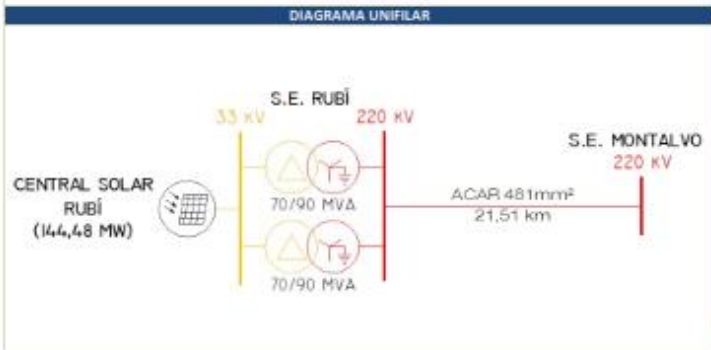
Imagen 5.10: Ficha técnica seccionador estructura fija

Fuente: stinorland.

CENTRAL SOLAR RUBÍ (144,48 MW)

EMPRESA CONCESIONARIA		ENEL GREEN POWER PERÚ S.A.	
DESCRIPCIÓN			
La central tendrá una capacidad de 144,48 MW, que se obtendrá mediante la instalación de 300880 módulos fotovoltaicos de 320 W. La conexión al SEIN se realizará a través de la L.T. 220 kV S.E. Rubí - S.E. Montalvo, de simple circuito de 21,51 km.			
UBICACIÓN			
Departamento	Moquegua		
Provincia	Mariscal Nieto		
Distrito	Moquegua		
Altitud	1 410 msnm		
DATOS DE LA CENTRAL			
Potencia Instalada	144,48 MW		
N° de Módulos en serie	30		
Tipo de Módulos	Reisen		
Potencia de Módulos	320 W		
N° de Inversores	104		
Tipo de Inversores	Fimer R11015TL		
Potencia de Inversores	1,025 MVA		
Tensión de Salida de Inversores	0,4 kV - AC		
Tipo de Estructura	Seguidor Horizontal de 1 eje		
Ángulo de Seguimiento	45°		
N° de Centros de Transformación	41		
Potencia por Centro de Transfor.	3,324 MW		
Relación de Transformación	0,4/33 kV		
DATOS DEL TRANSFORMADOR T1		T2	
Potencia Nominal	70/90 MVA	Potencia Nominal	70/90 MVA
Relación de Transformación	33/220 kV	Relación de Transformación	33/220 kV
Marca	Chint Eléctric	Marca	Chint Eléctric
Año de Fabricación	2017	Año de Fabricación	2017
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta Subasta)	Cierre Financiero	15.12.2015 (si)
Firma de Contrato	17.05.2016	Llegada de Equipos	18.08.2017 (si)
Energía Ofertada	415,00 GWh/año	Inicio de Obras	30.11.2016 (si)
Precio de la Energía Ofertada	47,98 US\$/MWh	Inicio de Montaje	31.05.2017 (si)
Puesta en Operación Comercial	30.01.2018	POC	30.01.2018 (si)

- INFORMACIÓN RELEVANTE**
- La Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la futura central de 144,48 MW, fue otorgada mediante R.M. N° 328-2017-MEM/DM del 02.08.2017.
 - El 25.10.2017, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) aprobó el Estudio de Operatividad de la central.
 - El proyecto cuenta con Certificado de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) aprobado para la Central Solar Fotovoltaica, caminos de acceso y L.T. 220 kV S.E. Rubí -S.E. Montalvo.
 - El 31.10.2017, el COES autorizó la Conexión para las Pruebas de Puesta en Servicio de la central.
 - El 10.11.2017, se conectó por primera vez la C.S.F. Rubí con una potencia de 3,3 MW.
 - Durante pruebas, el 29.01.2018, generó 152,6 MW.
 - El avance físico global es de 100%.
 - El 29.01.2018, el COES aprobó la Puesta en Operación Comercial de la C.S. Rubí, con una potencia instalada nominal de 144,48 MW, a partir de las 00:00 horas del 30.01.2018.
 - El monto de inversión aproximado fue de 165 MM US\$, según lo indicado por la Concesionaria.



Ubicación



Vista de los paneles solares



Caseta de Inversores y transformadores



Subestación Rubí

Imagen 5.11: Central fotovoltaica Rubí en Perú.

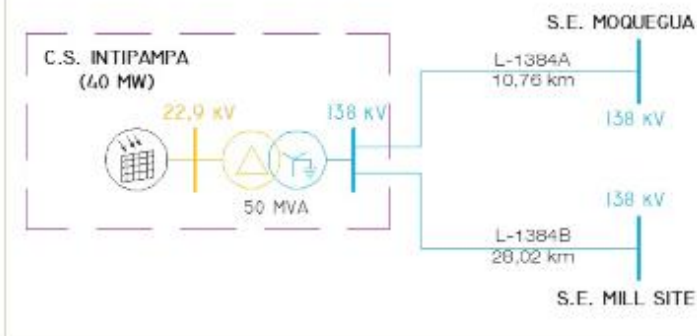
Fuente: Osinerming

CENTRAL SOLAR INTIPAMPA (40 MW)

EMPRESA CONCESIONARIA		ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A.	
DESCRIPCIÓN			
La central tiene una capacidad de 40 MW, que se obtiene mediante la instalación de 138 120 módulos fotovoltaicos de 320 W. La conexión al SEIN se realiza a través de una derivación tipo "PI" de la LT. 138 kV S.E. Moquegua - S.E. Mill Site.			
UBICACIÓN			
Departamento	Moquegua		
Provincia	Mariscal Nieto		
Distrito	Moquegua		
Altitud	1 410 msnm		
DATOS DE LA CENTRAL			
Potencia instalada	40 MW		
N° de Módulos en serie	30		
Tipo de Módulos	Policristalino		
Potencia de Módulos	320 – 325 W		
N° de Inversores	18		
Tipo de Inversores	-		
Potencia de inversores	2,33 MVA		
Tensión de Salida de Inversores	0,66 kV - AC		
Tipo de Estructura	Seguidor horizontal de 1 eje		
Ángulo de Seguimiento	55°		
N° de Centros de Transformación	-		
Potencia por Centro de Transfor.	4,7 MVA		
Relación de Transformación	0,66/22,9 kV		
DATOS DEL TRANSFORMADOR			
	T1		
Potencia Nominal	50 MVA		
Relación de Transformación	22.9/138 kV		
Marca	-		
Año de Fabricación	-		
DATOS DE CONTRATO		HITOS	
Tipo de Contrato	Suministro RER (4ta Subasta)	Cierre Financiero	14.02.2017 (sl)
Firma de Contrato	17.05.2016	Llegada de Equipos	14.05.2017 (sl)
Energía Ofertada	108,40 GWh/año	Inicio de Obras	11.03.2017 (sl)
Precio de la Energía Ofertada	48,30 US\$/MWh	Inicio de Montaje	31.05.2017 (sl)
Puesta en Operación Comercial	31.03.2018	POC	31.03.2018 (sl)
INFORMACIÓN RELEVANTE			

- La Concesión Definitiva para desarrollar la actividad de generación eléctrica en la futura central de 40 MW, fue otorgada mediante R.M. N° 312-2017-MEM/DM del 01.08.2017.
- El 20.07.2017, el COES aprobó el Estudio de Operatividad del proyecto.
- El 02.11.2017, el COES autorizó la conexión para las pruebas de puesta en servicio de la Central Solar Fotovoltaica Intipampa.
- La construcción de la Central Solar Fotovoltaica Intipampa, las obras de Subestación y Línea de Transmisión se encuentran concluidas.
- Actualmente la S.E. Intipampa está conectada al SEIN, estando el transformador principal conectado al igual que la barra de Interconexión.
- El COES aprobó la Operación Comercial de la Central Solar Fotovoltaica Intipampa desde las 00:00 del 31.03.2018, con una potencia instalada nominal de 44,54 MW.
- El monto de inversión fue de 52,3 MM US\$, según lo indicado por la Concesionaria.

DIAGRAMA UNIFILAR



División de Supervisión de Electricidad
Unidad de Supervisión de Inversión en Electricidad - Marzo 2018



Ubicación



Montaje de paneles solares



Cajeta de inversores

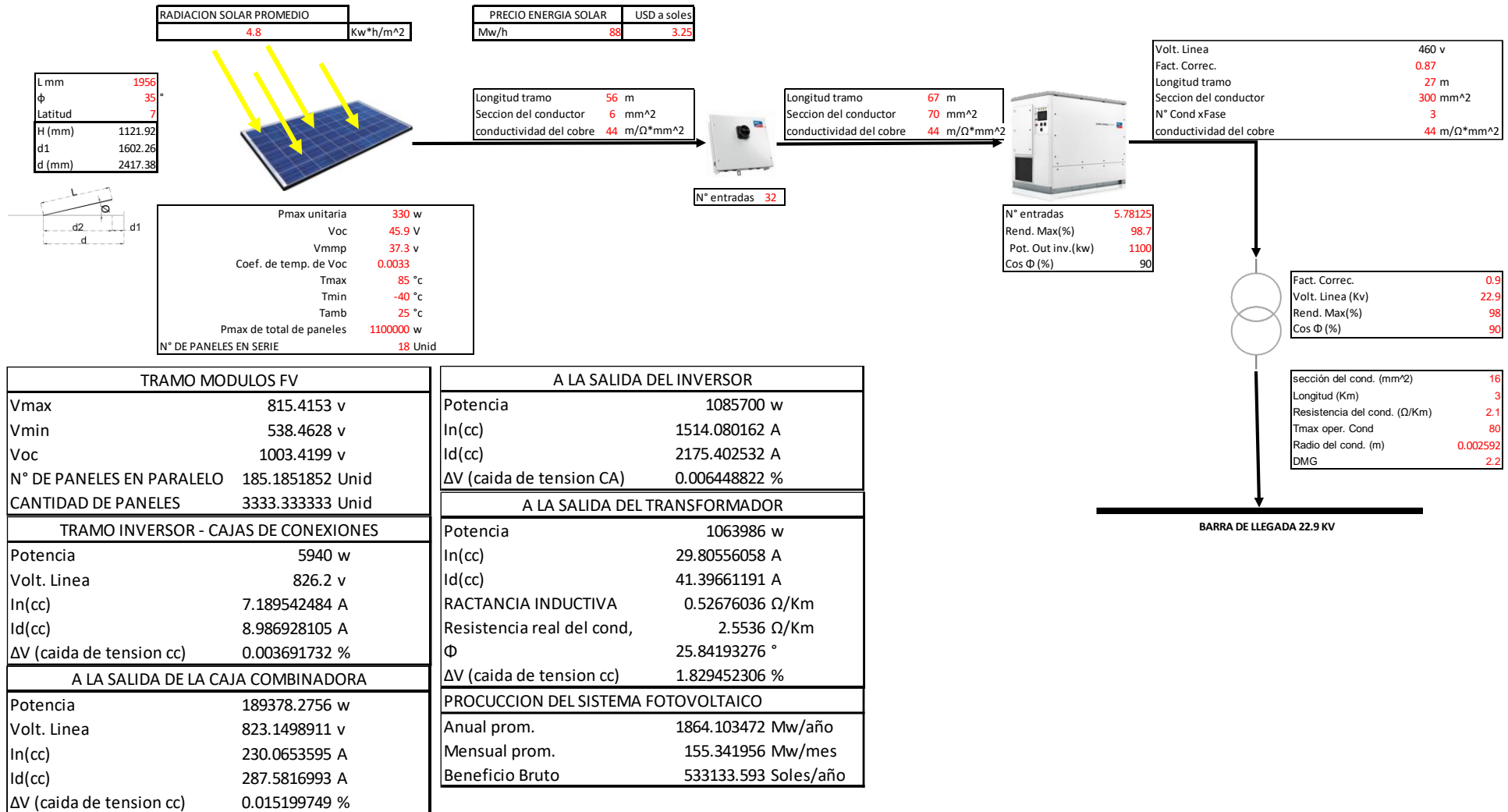


Transformador de potencia de 50 MVA

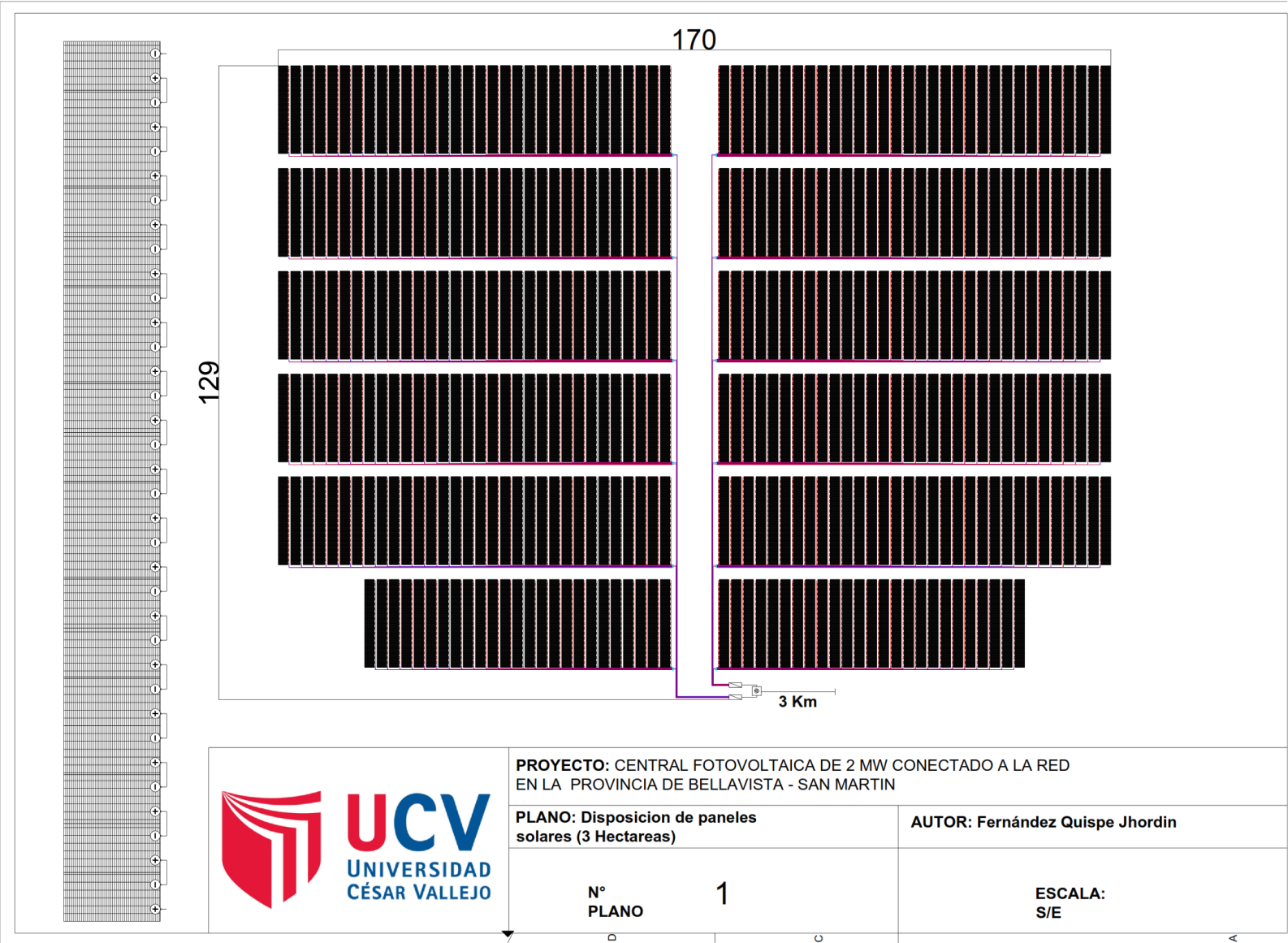
Imagen 5.12: Central fotovoltaica Intipampa en Perú.

Fuente: Osinermin

Implementación de programa Excel para procesamiento de cálculos.



PLANOS



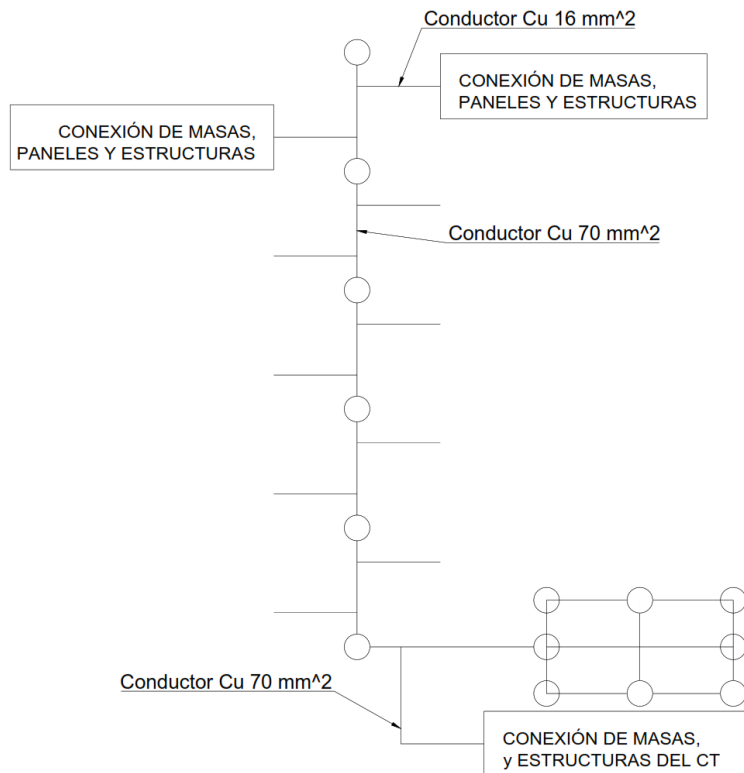
PROYECTO: CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2 MW CONECTADO A LA RED EN LA PROVINCIA DE BELLAVISTA - SAN MARTIN

PLANO: Disposicion de paneles solares (3 Hectareas)

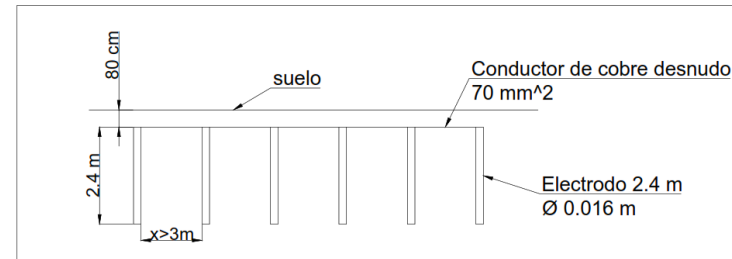
AUTOR: Fernández Quispe Jhordin

N° PLANO 1

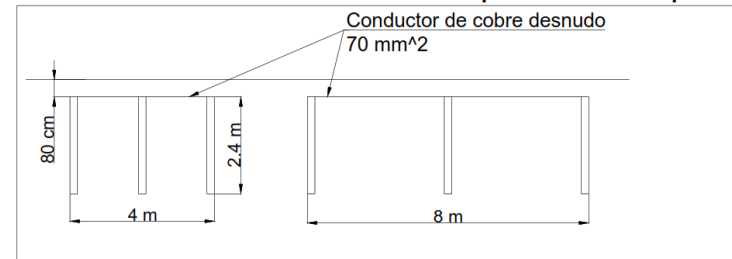
ESCALA: S/E



Vista lateral de los electrodos verticales de puesta



Vista lateral de los electrodos tipo malla de puesta



PROYECTO: CENTRAL FOTOVOLTAICA DE 2 MW CONECTADO A LA RED EN LA PROVINCIA DE BELLAVISTA - SAN MARTIN

PLANO: Disposición del sistema de puesta a tierra

AUTOR: Fernández Quispe Jhordin

N° PLANO 2

ESCALA: S/E

