

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA**

**ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA AGRÍCOLA**



**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN  
DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA PARA LA PROVISIÓN DE  
ENERGÍA AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO  
NACIONAL EN LA REGIÓN PUNO**

**TESIS**

**PRESENTADA POR:**

**AUGUSTO WEMER QUISPE TECCE**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO AGRÍCOLA**

**PUNO - PERÚ**

**2017**

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO  
FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA  
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA AGRÍCOLA**

**ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO PARA LA INSTALACIÓN  
DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA PARA LA PROVISIÓN DE  
ENERGÍA AL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO  
NACIONAL EN LA REGIÓN PUNO**

**TESIS PRESENTADA POR:  
AUGUSTO WEMER QUISPE TECCE  
PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:  
INGENIERO AGRÍCOLA**



**APROBADO POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:**

**PRESIDENTE**

:   
\_\_\_\_\_

M. Sc. OSCAR RAÚL MAMANI LUQUE.

**PRIMER MIEMBRO**

:   
\_\_\_\_\_

M.Sc. ROBERTO ALFARO ALEJO.

**SEGUNDO MIEMBRO**

:   
\_\_\_\_\_

M.Sc. BERNARDO PÍO COLOMA PAXI.

**DIRECTOR**

:   
\_\_\_\_\_

Ing. TEÓFILO CHIRINOS ORTIZ

**ASESOR**

:   
\_\_\_\_\_

Ing. REENE ANGEL ESPINOZA QUISPE

**ÁREA:** Ingeniería y Tecnología.

**TEMA:** Mecanización Agrícola y Energía.

**LÍNEA:** Aprovechamiento de energías renovables.

FECHA DE SUSTENTACIÓN 13 DE NOVIEMBRE DEL 2017.

## DEDICATORIA

*A **DIOS** Todopoderoso Creador  
Inteligente de todo el universo, por  
darme la vida, por ser guía, fortaleza  
en momentos tan difíciles, pero sobre  
todo por bendecirme con la  
maravillosa familia que tengo.*

*A mis queridos padres **AUGUSTO** y  
**REGINA**, quienes con su ejemplo y  
persistencia me formaron para  
asumir retos en la vida, y me supieron  
inculcar la dedicación y  
perseverancia al trabajo.*

*A mis hermanos; **NOLI** y **ABEL**. A ella  
por su apoyo y cariño incondicional; y  
a la memoria de mí querido Abelito que  
aparte de ser el mejor hermano, para  
mí fue el mejor amigo, como un padre,  
el mejor hombre que jamás conocí.*

## AGRADECIMIENTOS

- A nuestra Alma Mater, la UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO, FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA, ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA AGRÍCOLA por darme la oportunidad de formarme profesionalmente.
- Mi más cordial reconocimiento y agradecimiento a todos y cada uno de los Ingenieros de la FACULTAD DE INGENIERÍA AGRÍCOLA, por el conocimiento impartido en las aulas y la paciencia necesaria para ello.
- Un sincero agradecimiento a los miembros del Jurado de Tesis: M. Sc. OSCAR RAÚL MAMANI LUQUE, Mg. ROBERTO ALFARO ALEJO, Ing. BERNARDO PÍO COLOMA PAXI, quienes fueron pieza fundamental en las correcciones para el mejoramiento de mi trabajo de investigación.
- Mi eterno agradecimiento y reconocimiento al director de Tesis el Ing. TEÓFILO CHIRINOS ORTIZ, por su colaboración y orientación en la realización del presente trabajo de investigación, que supo guiarme de la mejor manera.
- A mi familia quienes siempre estuvieron apoyándome de forma incondicional, y su persistencia para poder concretar una carrera profesional.
- Finalmente a mis amigos y compañeros, quienes me dieron la mano en el proceso de aprendizaje y su apoyo desinteresado en los años de formación, que culminan con mi realización profesional.

## ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS .....	7
ÍNDICE DE TABLAS .....	9
ACRÓNIMOS .....	11
RESUMEN .....	13
ABSTRACT .....	14
I. INTRODUCCIÓN: .....	15
1.1 PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN: .....	16
1.2 JUSTIFICACIÓN:.....	25
1.3 PREGUNTAS DEL PROBLEMA:.....	27
1.4 OBJETIVOS: .....	27
1.5 HIPÓTESIS:.....	28
II. REVISIÓN DE LITERATURA.....	29
2.1 ANTECEDENTES:.....	29
2.2 MARCO REFERENCIAL:.....	30
2.2.1 RADIACIÓN SOLAR. ....	30
2.2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA.....	35
2.2.3 MODULO FOTOVOLTAICO. ....	39
2.2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE. ....	45
2.2.5 MODO DE FUNCIONAMIENTO.....	47
2.2.6 INVERSOR.....	50
2.2.7 INTERCONEXIÓN Y MEDICIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA. ....	52
2.3 MARCO CONCEPTUAL:.....	53
2.3.1 LA RADIACIÓN SOLAR. ....	53
2.3.2 LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	55
2.3.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	59
2.3.4 SELECCIÓN DE LA APARAMENTA ELÉCTRICA.....	76
2.3.5 RED Y PUESTA A TIERRA.....	76
III. MATERIALES Y MÉTODOS .....	81
3.1 DATOS GENERALES.....	81
3.1.1 UBICACIÓN.....	81
3.1.2 RADIACIÓN SOLAR. ....	83
3.1.3 RADIACIÓN SOLAR DIFUSA .....	91
3.1.4 TEMPERATURA EXTERIOR MEDIA.....	93
3.1.5 VELOCIDAD DEL VIENTO.....	97

3.2	INFRAESTRUCTURA PRINCIPAL.....	100
3.2.1	PANELES FOTOVOLTAICOS .....	101
3.2.2	INVERSOR. ....	108
3.2.3	DISTRIBUCIÓN DE PANELES .....	110
3.2.4	DIMENSIONAMIENTO FINAL. ....	115
3.2.5	TRANSFORMADOR BT-AT .....	116
3.2.6	CALCULO DE CABLEADO ELÉCTRICO .....	118
3.3	INFRAESTRUCTURA COMPLEMENTARIA.....	122
3.4	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO. ....	124
3.4.1	ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA. ....	124
3.4.2	DETERMINACIÓN DE COSTOS.....	124
3.4.3	ANÁLISIS COSTO – VOLUMEN – UTILIDAD .....	128
3.4.4	INVERSIÓN DEL PROYECTO .....	128
3.4.5	INGRESOS DEL PROYECTO .....	129
3.4.6	DEPRECIACIÓN .....	131
3.4.7	FLUJO DE CAJA. ....	131
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	133
V.	CONCLUSIONES .....	135
VI.	RECOMENDACIONES.....	136
VII.	BIBLIOGRAFÍA.....	137

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N° 1: Mercado Mundial del Consumo de Energía por Región, 1970 – 2050.....	17
Figura N° 2: Evolución del Consumo Mundial de Energía en el Escenario del Modelo Energético Actual. ....	17
Figura N° 3: Previsión de Gail Tverberg sobre el rápido descenso de la disponibilidad de todas las formas de energía en los próximos años. ....	19
Figura N° 4: Una curva de producción, como sugirió originalmente M. King Hubbert en 1956. ....	19
Figura N° 5: Evolución del Consumo Final de Energía. ....	22
Figura N° 6: Evolución del Consumo Final de Energía en Porcentaje de Participación por Tipo de Fuente (%). ....	23
Figura N° 7: Matriz Energética del Perú – 2012 (En Petajoules). ....	24
Figura N° 8: Componentes de la Radiación. ....	31
Figura N° 9: Geometría Solar. ....	32
Figura N° 10: Posición del Sol en los Días de Cambio de Estación. ....	33
Figura N° 11: El Efecto Fotovoltaico. ....	36
Figura N° 12: Unión P-N. ....	37
Figura N° 13: Tipos de Células Solares. ....	38
Figura N° 14: Partes de un Módulo Fotovoltaico. ....	40
Figura N° 15: Características I-V/P-V ....	43
Figura N° 16: Variación de las Características Según la Irradiancia Solar. ....	44
Figura N° 17: Variación de las Características Según la Temperatura. ....	45
Figura N° 18: Separación Entre Filas. ....	45
Figura N° 19: Imagen de un Seguidor Solar. ....	46
Figura N° 20: Esquema Unifilar de Conexión a Red. ....	49
Figura N° 21: Diseño de una Instalación de Conexión Aislada. ....	50
Figura N° 22: Ejemplo de Grafica del Rendimiento del Inversor. ....	51
Figura N° 23: Influencia de la Temperatura en un Generador. ....	52
Figura N° 24: Imagen Satelital de ubicación del proyecto. ....	82
Figura N° 25: Coordenadas del area del proyecto. ....	82
Figura N° 26: Radiación en la region Puno según ATLAS de Energía Solar del Perú. ...	84

Figura N° 27: primera cuera del promedio de radiación solar.....	89
Figura N° 28: Segunda curva del promedio de radiación solar. ....	90
Figura N° 29: Primera Curva de Temperatura Media Promedio. ....	96
Figura N° 30: Segunda Curva de Temperatura Media Promedio. ....	97
Figura N° 31: Curva de la Velocidad del Viento de Promedio.....	100
Figura N° 32: Inclinación de los paneles fotovoltaicos.....	104
Figura N° 33: Posicionamiento del panel. ....	105
Figura N° 34: Producción / MW. ....	107
Figura N° 35: Separación de Paneles. ....	107



## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1: Radiación solar - NASA. ....	83
Tabla N° 2: Radiación solar - ATLAS de Energía Solar del Perú. ....	84
Tabla N° 3: Radiación solar - Software METEONORM7. ....	87
Tabla N° 4: Radiación Solar - Calculo Empírico. ....	88
Tabla N° 5: Primer promedio de radiación solar. ....	89
Tabla N° 6: Segundo promedio de radiación solar. ....	90
Tabla N° 7: Radiación solar de diseño. ....	90
Tabla N° 8: Radiación Solar Difusa NASA. ....	91
Tabla N° 9: Radiación Solar Difusa - Software METEONORM7. ....	92
Tabla N° 10: Radiación Solar Difusa de Diseño. ....	92
Tabla N° 11: Temperatura Media - NASA. ....	93
Tabla N° 12: Temperatura Media - SENAMHI. ....	93
Tabla N° 13: Temperatura Media - Software METEONORM7. ....	94
Tabla N° 14: Temperatura Media - Calculo Empírico. ....	95
Tabla N° 15: Primera Temperatura Media Promedio. ....	95
Tabla N° 16: Segunda Temperatura Media Promedio. ....	96
Tabla N° 17: Temperatura Media de Diseño. ....	97
Tabla N° 18: Velocidad del Viento - NASA. ....	98
Tabla N° 19: Velocidad del Viento - Aeropuerto Manco Capac de Juliaca. ....	98
Tabla N° 20: Velocidad del Viento con Software METEONORM7. ....	99
Tabla N° 21: Velocidad del Viento de Promedio. ....	99
Tabla N° 22: Velocidad del Viento de Diseño. ....	100
Tabla N° 23: Características de módulos seleccionados. ....	101
Tabla N° 24: Módulos seleccionados que cumplen las características deseadas. ....	102
Tabla N° 25: Modulo seleccionado. ....	102
Tabla N° 26: Especificaciones del módulo seleccionado. ....	103
Tabla N° 27: Tipos de instalación. ....	106
Tabla N° 28: Inclinación / Producción MWh. ....	106
Tabla N° 29: Inversores seleccionados. ....	109
Tabla N° 30: Características del Inversor. ....	109
Tabla N° 31: Transformadores. ....	117
Tabla N° 32: Edificio Técnico Estructura y Paneles. ....	125

Tabla N° 33: Costos por Edificio Administrativo y Trabajo.....	125
Tabla N° 34: Costos para Seguridad e Iluminación. ....	125
Tabla N° 35: Costos de Equipos Varios. ....	126
Tabla N° 36: Costos por Dirección de Obra y Otros.....	126
Tabla N° 37: Costos de Servicios Básicos.....	126
Tabla N° 38: Costos Generales. ....	127
Tabla N° 39: Costo de Equipos y Muebles de Oficina.....	127
Tabla N° 40: Gastos de Sueldos y Salario Elaborado. ....	127
Tabla N° 41: Costos Fijos Elaborado. ....	128
Tabla N° 42: Punto de Equilibrio.....	128
Tabla N° 43: Gasto de Constitución.....	129
Tabla N° 44: Frecuencia de Producción Elaborado. ....	129
Tabla N° 45: Ingreso de la Planta .....	130
Tabla N° 46: Ingresos Proyectados Elaborado. ....	130
Tabla N° 47: Costo de Instalación del Sistema Fotovoltaico. ....	130
Tabla N° 48: Método de Línea Recta.....	131
Tabla N° 49: Cálculo del VAN y TIR.....	131
Tabla N° 50: Cálculo del Pay Back.....	132
Tabla N° 51: Periodo de Recuperación de la Inversión. ....	132

**ACRÓNIMOS**

aSi	Silicio Amorfo
AC	Corriente Alterna
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica
APPA	Asociación de Productores de Energías Renovables
BSW	German Solar Industry Association
CC	Corriente Continua
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas Medioambientales y Tecnológicas
CIS	Diseleniuro de cobre e indio
EPIA	Asociación de la industria fotovoltaica europea
ESF	Energía Solar Fotovoltaica
EREC	European Renewable Energy Council
ESF	Energía Solar Fotovoltaica
EWEA	European Wind Energy Association
FV	Fotovoltaica
GJ	Gigajulio
IEA	International Energy Agency
IEO	International Energy Outlook
J	Joulio- Julio
kWh	kilowatio-hora
MEM	Ministerio de Energia y Minas
MW	Megawatio
NASA	National Aeronautics and Space Administration
PJ	Petajulio
RCE	Reducciones Certificadas de Emisiones
REC	Reducción de Emisiones de Carbono
RIGES	Renewables Intensive Global Energy Scenario

ROC	Obligación de Certificados Renovables
SEI	Stockholm Energy Institute
SENAMHI	Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú
SET PLAN	European Strategic Energy Technology Plan
TJ	Terajulio
TIR	Tasa Interna de Retorno
UE	Unión Europea
URE	Unidades de Reducción de Emisiones
WCRE	World Council for Renewable Energies
WEA	World Energy Assesment
WEC	World Energy Council
WEO	World Energy Outlook
$\mu$ Si	Silicio micro Amorfo

## RESUMEN

El trabajo de investigación se realizó en la zona rural llamada Mucra, ubicada al norte de la ciudad de Juliaca, cuyas coordenadas del área destinada para este proyecto son: Latitud =  $-15.411633$  y Longitud =  $-70.134972$ . En el trabajo de investigación presente tiene como propósito determinar la factibilidad, para la instalación de una Planta Fotovoltaica ubicada en la región Puno. En el área de estudio se recopilaron datos que nos sirvieron para determinar valores como la radiación solar, radiación solar difusa, temperatura, velocidad de viento. Con los datos obtenidos se procedió al diseño técnico, tales como la inclinación óptima, espaciamiento de los paneles y demás datos que usamos para determinar los criterios de diseño de la planta fotovoltaica, De esta forma se desarrolló la parte técnica para luego proceder con la parte económica del proyecto y así poder determinar la viabilidad de proyecto. En ese sentido hemos podido comprobar que la Región Puno, Tiene como promedio anual de la irradiación solar sobre superficie horizontal  $5,9 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$ . La irradiación mínima ocurre en el mes de enero con  $5,1 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$ , lo que nos indica según esta investigación que es viable la instalación de una planta fotovoltaica en nuestra región de Puno.

**Palabra clave:** Radiación solar, Energías renovables, Paneles fotovoltaicos, Planta fotovoltaica.

## ABSTRACT

The research work was carried out in the rural area called Mucra, located north of the city of Juliaca, whose coordinates for the area designated for this project are: Latitude = -15.411633 and Longitude = -70.134972. The purpose of the present research work is to determine the feasibility for the installation of a photovoltaic plant located in the Puno region. In the study area we collected data that helped us to determine values such as solar radiation, diffuse solar radiation, temperature, wind speed. With the obtained data, we proceeded to the technical design, such as the optimal inclination, spacing of the panels and other data that we use to determine the design criteria of the photovoltaic plant. In this way, the technical part was developed to proceed with the part of the project and thus be able to determine the feasibility of the project. In this sense, we have been able to verify that the Puno Region has an annual average of solar irradiation over a horizontal surface of 5.9 kWh / m<sup>2</sup> per day. The minimum irradiation occurs in January with 5.1 kWh / m<sup>2</sup> day, which indicates according to this research that the installation of a photovoltaic plant in our region of Puno is viable.

Keyword: Solar radiation, Renewable energies, Photovoltaic panels, Photovoltaic plant.

## I. INTRODUCCIÓN:

La preocupación por el medio ambiente es un asunto que va incrementando de manera global debido al alto grado de impacto que causa el ser humano al ambiente. Así mismo, junto con ello nace la idea de poder controlar y mitigar los daños ocasionados, una forma de poder lograr esto es mediante el uso de nuevas fuentes de energías renovables.

Tanto en el mundo como en el Perú, una de las energías que ha logrado un mayor desarrollo, es la energía solar. En el Perú se cuenta con las condiciones climatológicas ideales para la generación de energía eléctrica a través del recurso solar, es por ello que se ha puesto mayor énfasis en el desarrollo de nuevos proyectos que utilicen esta tecnología.

Esta Tesis tiene como fin determinar la viabilidad Técnica y Económica de un proyecto de producción energética, mediante el uso del recurso solar y generar beneficios económicos y ambientales.

## 1.1 PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN:

Vivimos en un mundo de grandes cambios (climáticos, políticos, sociales, tecnológicos, etc.) donde también se presentan problemas con efectos globales como la crisis energética, el cambio climático, entre muchos otros. Pese a tener a nuestra disposición nuevas tecnologías no es posible solucionar dichos problemas de forma significativa.

En una época que se requiere cada vez más energía debido al consumismo y desarrollo de nuevas economías, nos estamos quedando sin la principal fuente energética, el Petróleo; y para aumentar esta tensión el cambio climático se hace sentir de forma negativa sobre la generación de fuentes de energías que consideramos limpias.

El consumo energético mundial es cada vez mayor; “dicho consumo se ha duplicado en los últimos 30 años” (Agencia Internacional de la Energía, 2012). Esto se refleja por ejemplo como el consumo energético primario en el 2012 aumentó en 1,8% y en el 2013 en 2,3% esto significa una aceleración continua de este consumo. Aun así el crecimiento mundial de la producción energética se mantuvo por debajo del promedio de los últimos 10 años que es del 2,5%.

“Se prevé que el consumo de energía en el mercado experimente un incremento medio de 2,5% por año hasta el 2030 en los países ajenos a la OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos, 2007), “mientras que en los países miembros será tan solo del 0,6%; así, durante este periodo, los países de la OCDE incrementarán su demanda energética en un 24%, mientras que el resto de países lo harán al 95%” (U. S. Energy Information Administration , 2007).

En la Fig. 01; nos grafica el incremento del consumo de energía de los países consolidados y de los mercados de transición se espera que sea bastante menor en todos los sectores (transporte, industria, residencial y comercial) a diferencia que las economías emergentes. Eso se traduce que los países emergentes representan entre el 80% del aumento global del



consumo de energía

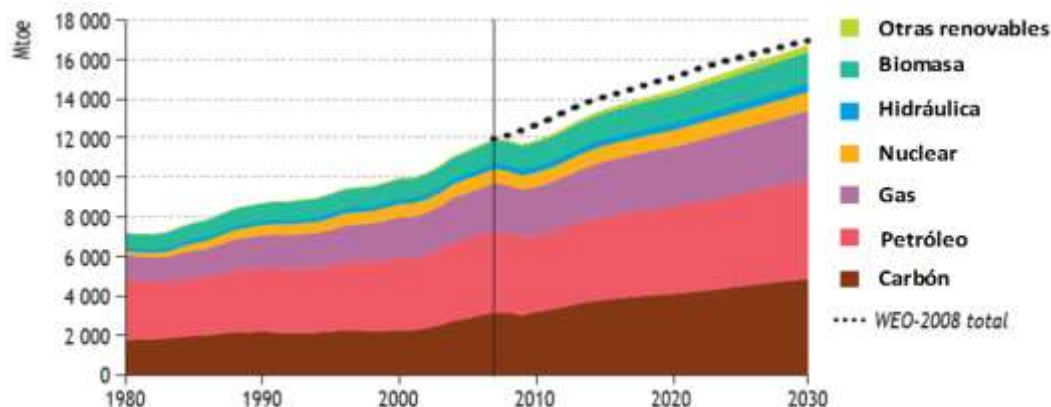
**Figura N° 1:** Mercado Mundial del Consumo de Energía por Región, 1970 – 2050.



Fuentes: Historia: energy Information Administration (EIA), international Energy Annual 2002, DOE/EIA-0219 (2002) (Washington, DC, March2004), web [www.eia.doe.gov/iea/](http://www.eia.doe.gov/iea/) Pronósticos: EIA, System for the Analysis of Global Energy Markets (2005).

El modelo energético actual se caracteriza por tener un crecimiento constante del consumo energético, basado en recursos finitos. Y como mencionamos anteriormente que la demanda energética crecerá un 2,5% hasta el 2030, manteniéndose un peso predominante de los combustibles fósiles sobre el consumo total, de forma que carbón, gas natural y petróleo representarán el 80% de la energía consumida en 2030.

**Figura N° 2:** Evolución del Consumo Mundial de Energía en el Escenario del Modelo Energético Actual.



*Fuente: World Energy Outlook 2009. Agencia Internacional de la Energía.*

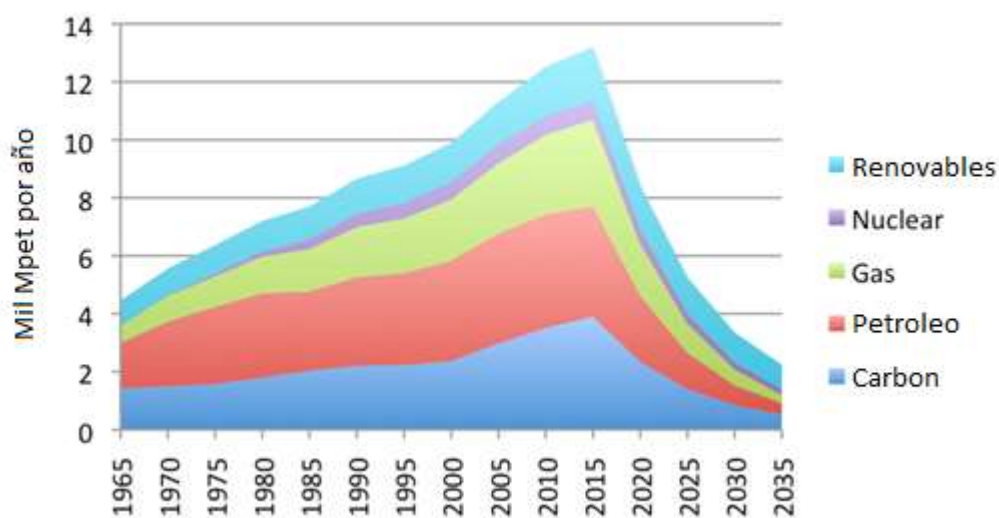
El comportamiento de la demanda energética indica, que las fuentes de energía: hidráulica, petróleo, gas, etc. continuaran en crecimiento. Este escenario se graficaría en la Fig. 02 donde observamos cómo sería el consumo energético mundial si tuviéramos a nuestra disponibilidad reservas suficientes de todas las fuentes energéticas. Pero como veremos a continuación no contamos con tales reservas.

El Pico petrolero o cénit petrolero es el momento en el cual se alcanza la tasa máxima de extracción de petróleo global y tras el cual la tasa de producción entra en un declive terminal.

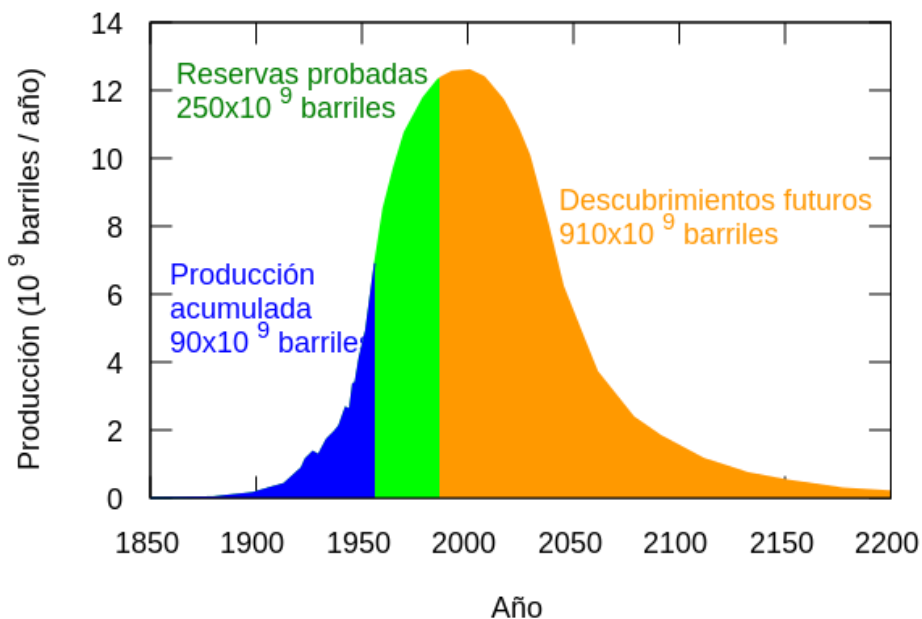
“Las estimaciones optimistas de la producción pico pronostican que el declive global comenzará en 2020 o después y suponen que antes que llegue la crisis habrá importantes inversiones en combustibles alternativos”. (Cambridge Energy Research Associates, 2006).

Por otra parte la Agencia Internacional de la Energía (AIE) hizo público en noviembre de 2010; “que la producción de petróleo crudo llegó a su pico máximo en 2006”. (Agencia Internacional de la Energía, 2010) Las predicciones pesimistas del futuro apoyadas por el informe citado de la producción petrolera, mantienen la tesis de que el pico ya ha sido alcanzado, o bien estamos en la cúspide del pico o que ocurrirá dentro de poco. En tales casos, como la mitigación proactiva ya no será una opción, predicen una recesión global que, quizás, incluso inicie una reacción en cadena de varios mecanismos de respuesta en el mercado global, lo que podría estimular un colapso de la civilización global industrializada, llevando potencialmente a grandes caídas demográficas en un periodo corto de tiempo.

**Figura N° 3:** Previsión de Gail Tverberg sobre el rápido descenso de la disponibilidad de todas las formas de energía en los próximos años.



**Figura N° 4:** Una curva de producción, como sugirió originalmente M. King Hubbert en 1956.



En la Fig. 03 y la Fig. 04 podemos observar como Gail Tverberg y M. King Hubbert nos muestran el declive del petróleo y/o combustibles fósiles, dando como resultado un vacío energético sin ninguna alternativa inmediata o a mediano plazo que pueda cubrir esa necesidad energética mundial.

América Latina no es ajena a esta realidad. Según datos de la Organización Latinoamericana de Energía, la matriz energética de la región está compuesta principalmente por petróleo (43%), gas (26%), biomasa como carbón (14%), e hidroelectricidad (9%), lo que demuestra una alta dependencia a fuentes no renovables, contrario al gran potencial que América Latina tiene en materia de energías renovables como la geotermia, energía eólica y solar, y la energía hidroeléctrica.

A pesar del mencionado potencial energético de la región muchos países pasaron serios problemas energéticos como es el caso de Chile en 1999 y 1998 como se refleja en el informe “La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria” (División de Recursos Naturales e Infraestructura de Chile, 1999). También podemos incluir el actual problema del Ecuador; este “país está por pasar una crisis energética, se prevé que para octubre la producción nacional de energía baje 500 megavatios, pues el problema es que el parque termoeléctrico apenas funciona al 50% de su capacidad, mientras la central San Francisco entra a una paralización total justo cuando comienza el estiaje” (Villamar, 2015), y esto debido directamente a la falta de petróleo.

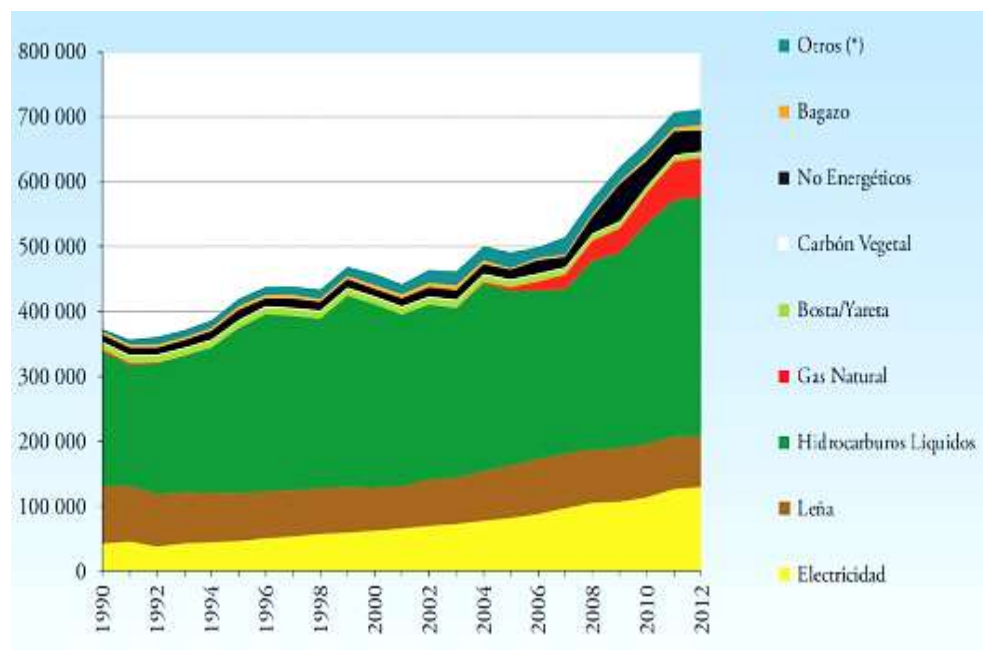
Mientras tanto en Brasil la deforestación amazónica agrava la crisis energética en este país, el problema de dicha crisis corresponde a un tema más ambiental pues los dos tercios de la energía eléctrica brasileña provienen de ríos represados, cuyos flujos bajaron a niveles alarmantes. La crisis reactivó preocupaciones sobre el cambio climático; si bien Brasil continua con sus megaproyectos de construcción de hidroeléctricas como es la central hidroeléctrica de Belo Monte, es una central hidroeléctrica que se está construyendo en el río Xingú en el estado de Pará, Brasil. La capacidad instalada planeada para esta represa será de 11.000 MW, por lo que será la segunda mayor hidroeléctrica brasileña (después de la gigantesca Itaipú binacional Brasil y Paraguay de 14.000 MW),

y la tercera del mundo detrás de Tres Gargantas (China), representando 11% de la potencia instalada de Brasil (*Belo Monte Dam*) cuando esté plenamente operativa, a partir de 2019, su generación efectiva podrá caer 38% hacia 2050, con relación a lo previsto, si la deforestación prosigue al ritmo actual y más preocupante aun la posibilidad de que las lluvias sigas en descenso.

La capacidad de reserva de agua para la estación seca en las plantas hidroeléctricas de Brasil ha estado cayendo frente a una mayor demanda. “Esta capacidad de reserva durante el año, en el pasado fue de 5,6 meses/año en 2012, y caerá 5 meses/año en el 2016” (ONS, 2015) y 3,24 meses/año en el 2022, de acuerdo con el Plan Decenal del Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Por lo último mencionado la solución no estaría en crear más hidroeléctricas si este descenso pluvial producido por el cambio climático continúa en los años venideros.

Observando este escenario la crisis energética es constante en los países de América Latina y aparentemente esta podría continuar o incrementarse en los próximos años. Esta crisis tiene distintos elementos desde los cambios climáticos asta aspectos sociopolíticos también afecta a nuestro país.

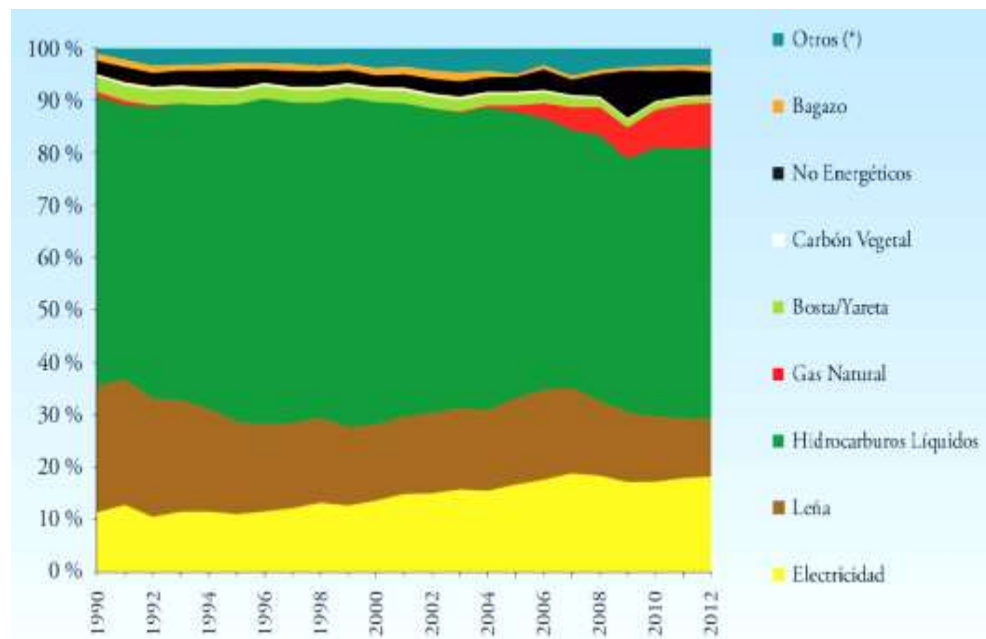
El Perú al pertenecer a las economías emergentes aumento de forma considerable su consumo de energía. En 1990 se consumían aproximadamente 373 265 TJ (terajoules), y se incrementaron a 712 075 TJ el año 2012, es decir, el consumo de energía aumentó en un 91%.

**Figura N° 5:** Evolución del Consumo Final de Energía.

Fuente: balance Nacional de Energía – 2012. MINIEM.

Haciendo un breve análisis de la Fig. 05 observamos como evoluciono el consumo energético en nuestro país y resalta inmediatamente en color marrón la leña como fuente energética en pleno siglo XXI, con yacimientos gasíferos enormes y siendo un país exportador del mencionado hidrocarburo. Su consumo disminuyó un poco entre 1993 y 2003, pero luego se incrementó, aunque el porcentaje de su participación en el consumo total ha disminuido pero sigue manteniéndose y tiene una presencia importante como fuente energética; por otro lado el gas natural ha ingresado fuertemente al mercado desde el año - 2004 y está desplazando paulatinamente al petróleo en vez de ayudar a reducir el uso de la leña. Se aprecia también un incremento de la participación de la electricidad y que el consumo de petróleo ha aumentado en términos reales en los últimos 25 años, aunque porcentualmente se ha mantenido en el mismo orden.

**Figura N° 6:** Evolución del Consumo Final de Energía en Porcentaje de Participación por Tipo de Fuente (%).

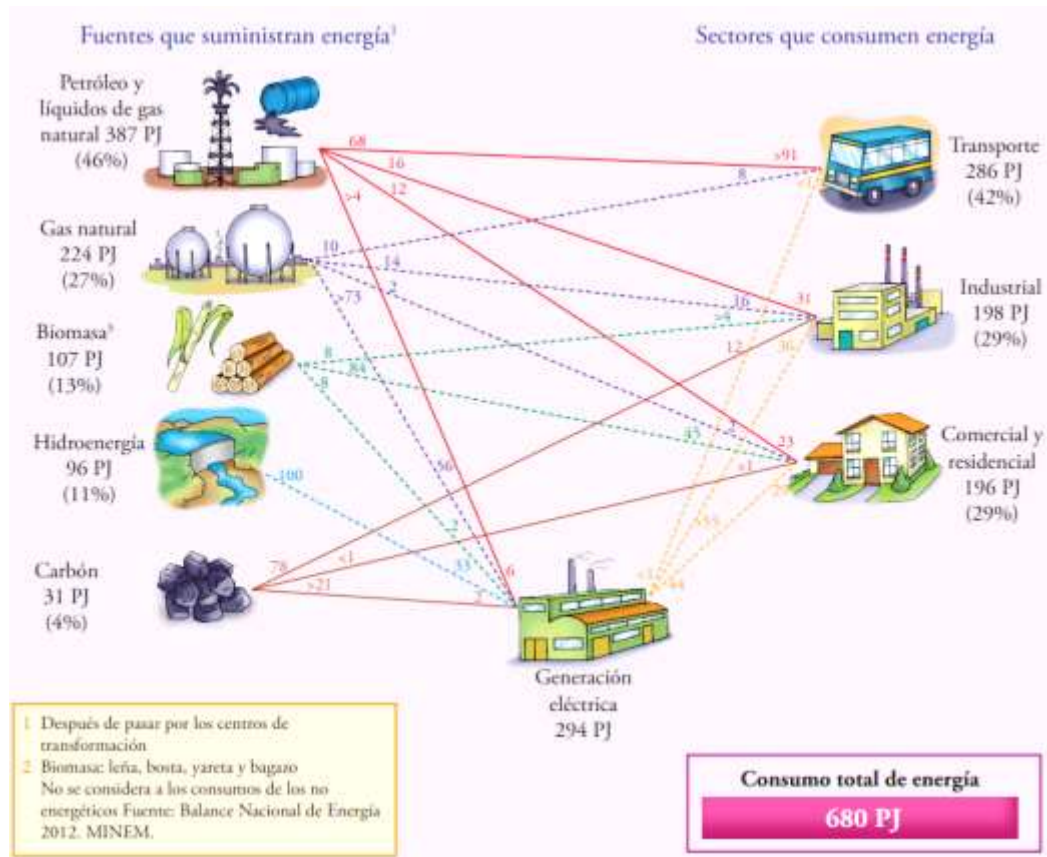


Fuente: balance Nacional de Energía – 2012. MINIEM.

La Fig. 06 nos muestra que el petróleo, los hidrocarburos líquidos y el gas natural son la principal fuente de energía que consume el país. El gas natural está proveyendo casi la cuarta parte de la energía que consumimos; destinándose 73% a la generación de electricidad, 10% al transporte, 14% al sector industrial y apenas 2% al sector residencial y comercial. Esto significa que es necesario seguir trabajando en la masificación del gas natural para que beneficie el sector residencial y debería cubrir el uso de leña.

En la Fig. 07 podemos ver que el sector transporte es el primer consumidor de energía del país con 42%, aunque solo 10% proviene del gas natural (consumido por más de 152 000 vehículos que se han convertido de gasolina a gas natural), pero aún 91% proviene del petróleo. También se puede observar que el 45% de la energía que se consume en el sector residencial y comercial, aun proviene de la biomasa (leña, bosta, yareta y bagazo).

Figura N° 7: Matriz Energética del Perú – 2012 (En Petajoules).



Fuente: balance Nacional de Energía – 2012. MINEM.

En el año 2011 el 58% de la electricidad fue producida por las hidroeléctricas y 42% por las centrales térmicas, que funcionan principalmente con el gas de Camisea. Este último porcentaje es muy significativo, pero también nos hace vulnerables, ya que como la mayor parte de las centrales térmicas funcionan con el gas de un solo gasoducto (Camisea), de sufrir daño por algún motivo podría dejar sin energía a gran parte del país con el consiguiente daño económico que ello significaría y no olvidemos que el gas es un recurso finito.

Como se puede determinar el Perú tiene como base de su matriz energética principalmente la energía producida por hidrocarburos e hidroeléctricas, por lo que esta se verá afectada por el declive de los combustibles fósiles, además las hidroeléctricas se verán afectadas por los cambios climáticos tal como ya se tiene referencia en países cercanos o de igual



condición geográfica.

Estado peruano fomenta a través de la Ley de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energía renovables – Decreto Legislativo No. 1002, y el Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables – Decreto Supremo No. 050-2008-EM.

En ese sentido y teniendo en cuenta que la Región Puno, ubicada entre los 3812 y 5500 m.s.n.m. en la meseta del Collao. Tiene como promedio anual de la irradiación solar sobre superficie horizontal 6,0 kWh/m<sup>2</sup> día. La irradiación mínima ocurre en el mes de enero con 5,1 kWh/m<sup>2</sup> día y la máxima en el mes de octubre con 7,2 kWh/m<sup>2</sup> día (Horn, 1997). Además el altiplano puneño como su nombre mismo lo sugiere, es una extensa llanura y gran parte de ella se encuentra sin ningún tipo de actividad. Ideal para la instalación de plantas fotovoltaicas por las características antes mencionadas; este potencial existente en dicha zona podría ser una fuentes de energía limpia e infinita, frente a la necesidad energética que se agudizará en los próximos años.

## 1.2 JUSTIFICACIÓN:

Frente a la crisis energética que se aproxima, se busca aprovechar el potencial fotovoltaico de la región Puno; para amortiguar la futura necesidad energética que se producirá por el descenso en la producción y encarecimiento de los hidrocarburos utilizados en las termoeléctricas del país (petróleo y gas) para la producción eléctrica. Dicha producción representa el 42% del consumo eléctrico nacional. Mientras que la otra parte, es decir el 58% restante, es generado por las hidroeléctricas; y es muy probable que corrieran la misma suerte de las hidroeléctricas de nuestro vecino país de Brasil; que se encuentran con sus reservas hídricas cada vez más bajas; debido al cambio climático las precipitaciones han descendido ocasionando un racionamiento energético en ese país.

Además el Perú está considerado dentro de los países más susceptibles al cambio climático.

La generación eléctrica a partir de plantas fotovoltaicas podría cubrir aquellas otras que usan en su proceso de producción el petróleo y el gas; de tal manera que estos recursos se liberan para cubrir las necesidades que aún no satisfacen. Como es el caso del gas en el país; el 73% es destinado para la generación de electricidad, 10% al transporte, 14% al sector industrial y apenas 2% al sector residencial y comercial.

Es una energía limpia, libre de contaminación; no produce ruido, ni emisiones nocivas o gases contaminantes. Otro tipo de combustibles pueden contaminar el aire, el agua, causar lluvia ácida, incrementar las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Solo se utiliza el sol como combustible, con lo cual no contamina y contribuye activamente a reducir el calentamiento global. Además los módulos fotovoltaicos pueden ser reciclados. Esto significa que los materiales utilizados en su proceso de producción (silicio, vidrio, aluminio, etc.) pueden ser reutilizados.

Es económicamente viable, como por ejemplo los precios de los Paneles Fotovoltaicos (FV), se ha reducido a más de 10 veces su precio en los últimos 35 años, El promedio global de los precios mundiales de energía fotovoltaica de la fábrica de paneles se redujo de alrededor de 22 USD/W en 1980 a menos de 1,5 USD/W en 2010 (Bloomberg L, 2010). Y las proyecciones indican que seguirá siendo cada vez más viable económicamente.

Teniendo las condiciones climáticas de irradiación solar y áreas geográficas ideales, y sumamos las nuevas tecnologías que con el tiempo son cada vez más eficientes y económicas, podemos obtener energía limpia, sustentable y segura, por lo que es

obligación del Ingeniero agrícola como pionero de las energías renovables en la región Puno evaluar la aplicación de estas fuentes de energías renovables.

### **1.3 PREGUNTAS DEL PROBLEMA:**

#### **a) Pregunta Principal:**

- ¿Qué tan factible técnica y económicamente es la instalación de una Planta Fotovoltaica en la región Puno?

#### **b) Preguntas Secundarias:**

- ¿Cuál es el potencial fotovoltaico en la región Puno?
- ¿Cuál es la viabilidad comercial y técnica de dicha Planta Fotovoltaica?
- ¿Cuál es la rentabilidad de la energía generado por la mencionada planta fotovoltaica en la región Puno?

### **1.4 OBJETIVOS:**

#### **a) OBJETIVO PRINCIPAL:**

- Diseñar y evaluar económicamente la instalación de una planta fotovoltaica en el centro poblado Mucra, provincia de San Román, en la región Puno.

#### **b) OBJETIVOS SECUNDARIOS:**

- Determinar la eficiencia energética producida por la irradiación de la región Puno.
- Ejecutar el análisis de la radiación y la climatología del sector Mucra (área del proyecto) para el posterior montaje de la planta.
- Determinar y diseñar los elementos de una planta Fotovoltaica ubicada en la zona de estudio.

- Realizar el análisis económico sobre la viabilidad del proyecto estimando el presupuesto necesario para su montaje.

## **1.5 HIPÓTESIS:**

### **a) HIPÓTESIS PRINCIPAL:**

- De acuerdo al diseño y costo económico de la planta fotovoltaica, se determina su factibilidad, esperando que los precios de producción son comercialmente viables.

### **b) HIPÓTESIS SECUNDARIAS:**

- El potencial fotovoltaico promedio en el lugar de estudio es de 6,0 kWh/m<sup>2</sup> día, ideal para la instalación de una planta fotovoltaica.
- La instalación de dicha planta es viables técnica y comercialmente, viables, pues se cuenta en el mercado con los componentes necesarios para la planta fotovoltaica y conocimientos técnicos.
- El precio de kWh es de 0.61 S/, es decir comercialmente viable.

## II. REVISIÓN DE LITERATURA

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1 ANTECEDENTES:

En la década del setenta del siglo pasado había en muchos países un auge de las actividades de investigación y desarrollo tecnológico para el aprovechamiento de las energías renovables y no convencionales, causado, en gran parte, por la llamada crisis del petróleo de 1973.

Como resultado de este impulso el Perú es pionero en América Latina de la utilización de energía solar; materializándose esto en plantas fotovoltaicas operativas tales como:

#### **Planta Solar Fotovoltaica Repartición – Arequipa:**

La Planta Solar Fotovoltaica tiene por objetivo generar electricidad que sirva para adecuar el suministro a las demandas domésticas y del empresariado peruano. Para tal efecto, se utilizarán paneles fotovoltaicos que capturarán la luz del sol y la transformarán en electricidad, la que será inyectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional por intermedio de la subestación Repartición (Osinergmin, 2017).

**Nombre Completo:** Planta Solar Fotovoltaica Repartición Solar 20 T

**Capacidad proyecto:** 20 MW (Megawatt)

**Inversión:** US\$ 73.5 MM

**Fecha de Operación Comercial:** 31/10/2012

#### **Ubicación:**

La Planta Solar se emplaza en el Distrito de La Joya, a 740 metros del Km. 979 de la carretera Panamericana Sur, Provincia de Arequipa, Departamento de Arequipa, Perú.

#### **Central Majes Solar – Arequipa:**

El proyecto busca generar electricidad utilizando el potencial lumínico del sol. Para tal efecto, se utilizarán paneles solares que captarán y transformarán tal energía. Se debe

destacar que el fin último del proyecto es abastecer el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), generando energía limpia, renovable y que ayude a diversificar la matriz energética. La electricidad será inyectada al SIEN utilizando la Línea de transmisión de 138 kW, Majes-Camaná (Osinergmin, 2017).

Nombre Completo: Central Majes Solar 20 T

Capacidad proyecto: 20 MW (Megawatt)

Inversión: US\$ 73.6 MM

Fecha de Operación Comercial: 31.10.2012

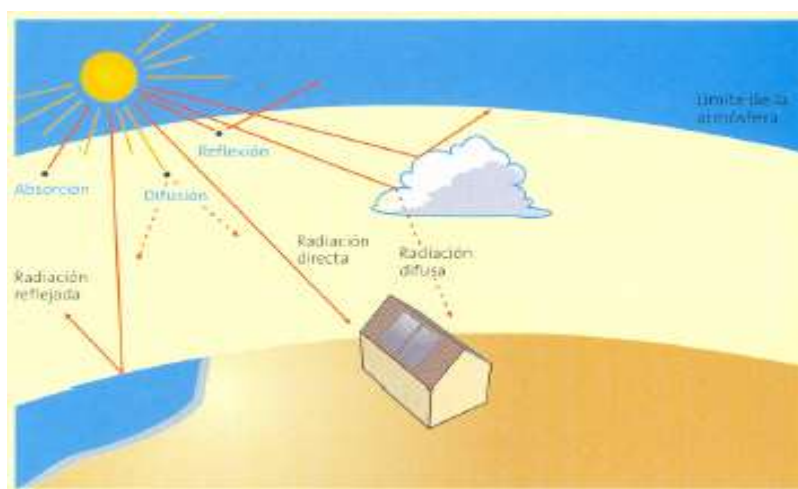
Ubicación:

La Central Majes Solar de encuentra en el departamento de Arequipa, provincia de Caylloma, distrito de La Joya. A una altitud de 1 187 msnm. El proyecto se emplaza en el distrito de Majes, en el km 908.30 de la carretera Panamericana Sur, Provincia de Caylloma, Región de Arequipa, Perú.

## **2.2 MARCO REFERENCIAL:**

### **2.2.1 RADIACIÓN SOLAR.**

El sol produce una cantidad de energía constante que, en el momento de incidir sobre la superficie terrestre pierde parte de su potencial debido a distintos fenómenos ambientales. La potencia radiante de 1353 W/m<sup>2</sup> que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra y el ciclo día/noche.

**Figura N° 8:** Componentes de la Radiación.

La atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO, aerosoles. etc.) producen sobre ésta.

La difusión que se produce debida a la presencia de polvo y a la contaminación del aire depende, en gran medida, del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en los lugares más poblados. Los efectos meteorológicos locales tales como nubosidad, lluvia o nieve afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar.

Teniendo en cuenta todos estos parámetros, la irradiancia que incide en un plano horizontal de la superficie terrestre un día claro al mediodía alcanza un valor máximo de  $1000 \text{ W/m}^2$  aproximadamente. Este valor depende del lugar y, sobre todo, de la nubosidad.

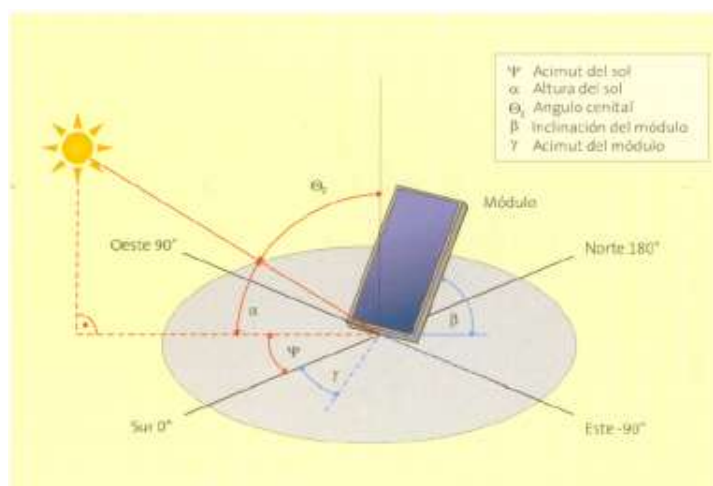
Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en  $\text{kWh/m}^2$  (o en  $\text{MJ/m}^2$ ). Este valor es diferente según a la región a la que hagamos referencia.

Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas de nuestro emplazamiento, de las que los institutos de energía elaboran anualmente un atlas de radiación.

### 2.2.1.1 GEOMETRÍA SOLAR.

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.

**Figura N° 9:** Geometría Solar.



Se define la orientación mediante el azimut (para el sol,  $\psi$ , y para el captador,  $\gamma$ ). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con  $\psi=0^\circ$ , y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

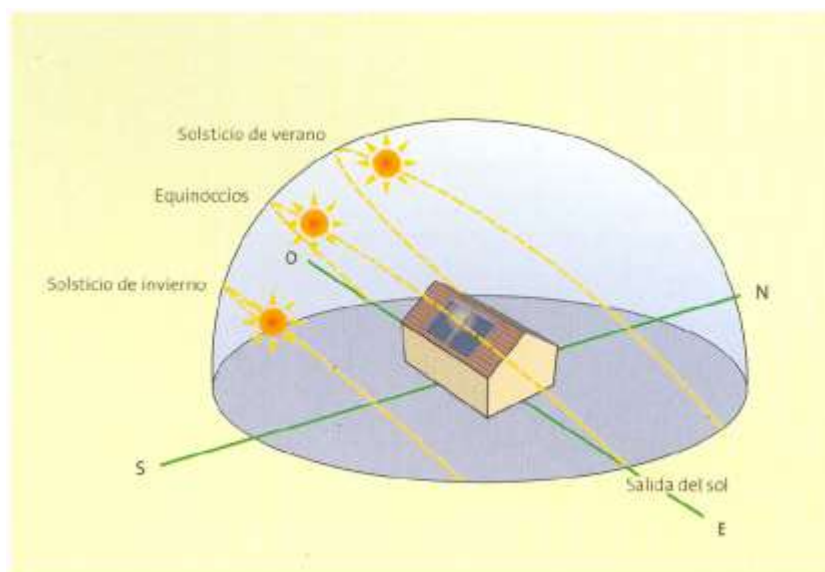


Por ejemplo, la orientación Este se considera  $\psi=-90^\circ$ , mientras que para la orientación Oeste,  $\psi=90^\circ$ . La inclinación viene definida por el ángulo  $\beta$  (para el módulo) y por la altura solar  $a$  o su complementario  $\theta_z$  (ángulo cenital) para el sol.

En la Figura N°10 se visualiza la trayectoria aparente del sol en relación a una instalación solar situada en la cubierta de un edificio en días determinados del año (solsticios de verano e invierno y equinoccios de primavera y otoño).

Los demás días del año el sol recorre trayectorias intermedias entre las representadas. No es difícil calcular la posición del sol en cualquier lugar en cualquier momento y también el ángulo de incidencia con cualquier plano.

**Figura N° 10:** Posición del Sol en los Días de Cambio de Estación.



### 2.2.1.2 RECORRIDO ÓPTICO DE LA RADIACIÓN SOLAR.

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (menor valor del ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por el contrario para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, lo

que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor.

Se define la *masa de aire*, (AM) como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (ángulo cenital cero) y está relacionada con la altura solar ( $\alpha$ ).

Para  $\alpha=90^\circ$ , AM=1, que es el valor mínimo de AM y se corresponde con la situación del sol en el cenit (vertical del observador).

### **2.2.1.3 IRRADIANCIA EN SUPERFICIES INCLINADAS.**

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, el Angulo de incidencia de radiación óptimo en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en un plano cuya inclinación y orientación variaría constantemente. No obstante, generalmente la superficie es fija.

Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.

### **2.2.1.4 HORAS DE SOL PICO (H.S.P.)**

En energía solar fotovoltaica se define un concepto relacionado con la radiación solar de gran interés a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Se trata de las “horas de sol pico” que pueden definirse como el número de horas al día con una irradiancia ficticia de 1.000 W/m<sup>2</sup> que en conjunto suman la misma irradiancia total que la real de ese día.

El hecho de referir las horas de sol pico a una radiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$  es de gran interés ya que, como veremos más adelante, la potencia de los paneles está asociada a una radiación de  $1.000 \text{ W/m}^2$  por lo que si conocemos la horas de sol pico, la producción energética se calcula multiplicando la potencia del panel por las horas de sol pico y por un factor de pérdidas.

Si la irradiancia viene expresada en  $\text{kWh/m}^2$  es un caso especialmente interesante ya que las horas de sol pico, de acuerdo a la definición dada inicialmente, coinciden con el número en que viene expresada la irradiación.

## **2.2.2 CÉLULA FOTOVOLTAICA.**

La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico capaz de transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica.

La célula fotovoltaica está formada por un material semiconductor en el cual se ha realizado una unión p-n que da lugar a un campo eléctrico que posibilita el efecto fotovoltaico.

### **2.2.2.1 EL EFECTO FOTOVOLTAICO.**

La conversión fotovoltaica es un proceso físico que consiste en la transformación de la energía que proviene de la radiación electromagnética en energía eléctrica cuando es absorbida por un determinado material. Este proceso depende tanto de la intensidad de la radiación incidente como de las propiedades intrínsecas del material.

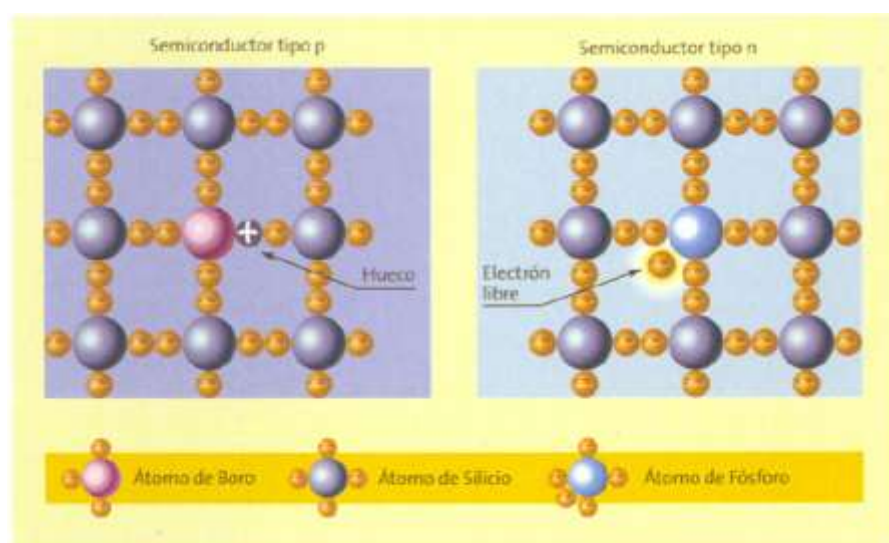
Existen ciertos materiales que al absorber un determinado tipo de radiación electromagnética generan en su interior pares de cargas positivas y negativas.

Si la radiación electromagnética es la solar y el material es un semiconductor tal como el silicio (Si) los pares de carga que se forman son electrones ( $e^-$ ) y huecos ( $h^+$ ) que una vez producidos se mueven aleatoriamente en el volumen del sólido. Si no hay ningún condicionante externo ni interno, las cargas de signos opuestos se vuelven a combinar neutralizándose mutuamente.

Por el contrario, si mediante algún procedimiento se crea en el interior del material un campo eléctrico permanente, las cargas positivas y negativas serán separadas por él.

Esta separación conduce al establecimiento de una diferencia de potencial entre dos zonas del material que, si son conectadas entre sí mediante un circuito externo al mismo tiempo que la radiación electromagnética incide sobre el material darán origen a una corriente eléctrica que recorrerá el circuito externo. Este fenómeno se conoce como efecto fotovoltaico y es el fundamento en el que se basan las celdas fotovoltaicas.

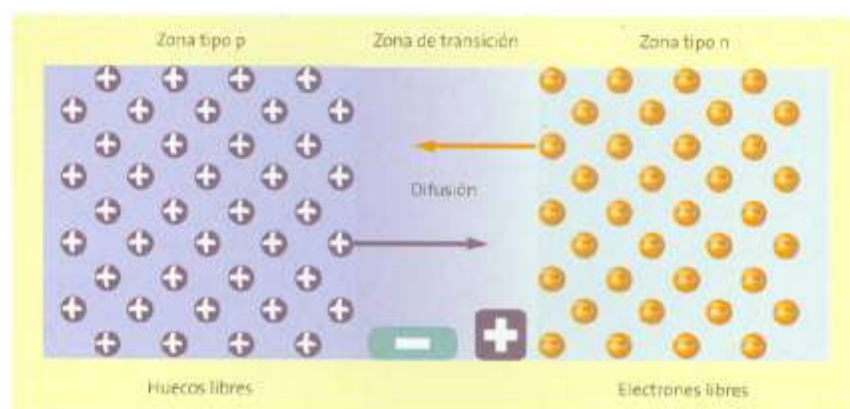
**Figura N° 11:** El Efecto Fotovoltaico.



La unión p-n consiste en la unión de un semiconductor tipo p con un semiconductor

tipo n. Al poner en contacto ambos semiconductores se origina un flujo de electrones desde el semiconductor n a los huecos del semiconductor p. Al ocurrir esto en la zona de transición van a quedar las cargas fijas, electrones cargados positivamente en la zona n y huecos cargados negativamente en la zona p, lo que origina la aparición de un dipolo eléctrico que produce un campo eléctrico dirigido de la zona n ala p que, a su vez, da lugar a una diferencia de potencial (barrera de potencial) a ambos lados de la zona de unión.

**Figura N° 12:** Unión P-N.



El semiconductor con el que se realizan la mayoría de las células comerciales es el silicio al que se dopa con boro y fósforo para obtener la unión p-n. Para tomar contactos eléctricos, al semiconductor se le depositan dos láminas metálicas sobre ambas caras de la célula. En la cara iluminada la lámina se deposita en forma de rejilla pues se debe dejar al descubierto la mayor parte de su superficie para que penetre la luz en el semiconductor. Por contra el contacto eléctrico sobre la cara no iluminada cubre toda el área. La corriente fotovoltaica generada sale por el contacto p, atraviesa la carga y vuelve por el n (Lorenzo, 1994) (Abella, 2005) (Martín Sánchez, 1989).

### 2.2.2.2 CONSTITUCIÓN.

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es el silicio. El silicio es el material más abundante en la Tierra después del oxígeno, dado que la combinación de ambos forma el 60% de la corteza terrestre.

Una célula comercial estándar, con un área de unos 100 cm<sup>2</sup>, suficientemente iluminada es capaz de producir una diferencia de potencial de 0.5 V y una potencia de 1,47 Wp.

### 2.2.2.3 TIPOS DE CÉLULAS.

Figura N° 13: Tipos de Células Solares.



El silicio utilizado actualmente en la fabricación de las células que componen los módulos fotovoltaicos se presenta en tres formas diferentes:

- Silicio monocristalino. En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero sin embargo, es el que

- proporciona la mayor eficiencia de conversión de luz en energía eléctrica.
- Silicio policristalino. El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material. Este proceso es más barato que el anterior pero se obtiene rendimientos ligeramente inferiores.
  - Silicio amorfo. En el silicio amorfo no hay red cristalina y se obtiene un rendimiento inferior a los de composición cristalina. Sin embargo posee la ventaja, además de su bajo costo, de ser un material muy absorbente por lo que basta una fina capa para captar la luz solar.

Actualmente también existen otras tecnologías o procesos de aceptable rendimiento no todas basadas en el silicio, que se encuentran en fase de desarrollo en laboratorio o iniciando su fabricación en pequeña plantas. Este es el caso del telurio de cadmio, arseniuro de galio, células bifaciales, etc.

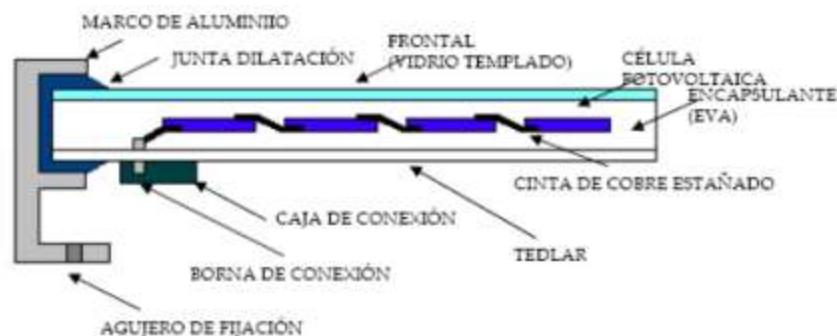
### **2.2.3 MODULO FOTOVOLTAICO.**

A partir de las células, se pasa a la fabricación y ensamblaje de los módulos fotovoltaicos, que conocemos comercialmente.

El modulo fotovoltaico consiste en la interconexión eléctrica de un determinado número de células solares de forma que la tensión y corriente suministrados se incrementen hasta ajustarse al valor deseado. La unión eléctrica puede ser en serie, se suman las tensiones unitarias manteniéndose fija la corriente, o en paralelo, se mantiene fija la tensión y se suman las corrientes. Posteriormente, este conjunto es encapsulado de forma que quede

protegido de los agentes atmosféricos que le puedan afectar cuando esté trabajando a la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándolo eléctricamente.

**Figura N° 14:** Partes de un Módulo Fotovoltaico.



### 2.2.3.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS.

Los módulos fotovoltaicos quedan caracterizados por una serie de parámetros eléctricos referidos a unas condiciones climáticas denominadas STC que viene determinadas por los siguientes valores (Ejemplo):

- Temperatura de célula: 25°C
- Radiación solar: 1.000 W/m<sup>2</sup>
- Masa de aire: 1.5 AM

El hecho de referenciar los parámetros eléctricos del módulo a unas condiciones determinadas de medida tiene como consecuencia principal que un módulo de una determinada potencia pico, por ejemplo 150 Wp, únicamente generará dicha potencia en las condiciones de referencia antes mencionadas. Como las condiciones de temperatura y radiación ambiente casi siempre son distintas a las condiciones STC, el módulo fotovoltaico va a generar en la mayoría de los casos una potencia inferior a la de catálogo.



Solamente en días con temperatura ambiente baja y con muy buen nivel de radiación solar, nos aproximaremos a las condiciones STC y por tanto, la potencia generada por el módulo se aproximará a la potencia proporcionada por el fabricante.

Para hacemos una idea de las condiciones reales de operación de un módulo fotovoltaico, la radiación solar puede oscilar entre valores de 500-800 W/m<sup>2</sup> mientras que la temperatura de la célula se sitúa entre 15 y 20°C por encima de la temperatura ambiente.

Dentro de los parámetros eléctricos del módulo fotovoltaico que proporciona el fabricante, los más representativos son los siguientes:

- Potencia pico: Potencia máxima que puede proporcionar un módulo fotovoltaico. Corresponde al punto de la curva característica donde el producto  $V \cdot I$  es máximo
- Tensión de máxima potencia ( $V_{pmp}$ ): Es la tensión correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la tensión de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.
- Intensidad de máxima potencia ( $I_{pmp}$ ): Es la corriente correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la corriente de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{oc}$ ): Es la máxima tensión que puede proporcionar el módulo fotovoltaico si se dejan sus terminales en circuito abierto (módulo generando sin estar conectado a ningún tipo de carga).

- Intensidad de cortocircuito ( $I_{cc}$ ): Máxima corriente que va a ser capaz de proporcionar el módulo fotovoltaico si se cortocircuitan sus terminales ( $V=0$ ).

### 2.2.3.2 CURVAS CARACTERÍSTICAS.

El módulo fotovoltaico es un generador eléctrico que actúa como fuente de intensidad.

Cuando sobre el módulo incide la radiación solar éste fija su tensión alrededor de un valor determinado y va variando su intensidad en función de la intensidad de la radiación incidente. Este proceso está fuertemente influenciado por la temperatura de las células que constituyen el módulo.

Por tanto, intensidad de radiación y temperatura de las células son los dos parámetros que determinan las propiedades eléctricas de un módulo fotovoltaico.

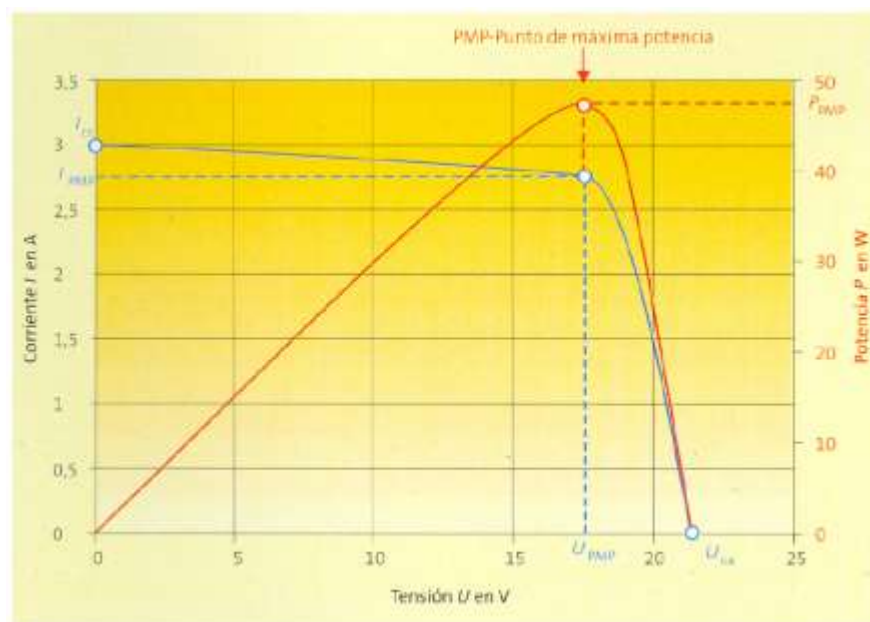
En la Figura N° 14 se muestra la curva característica I-V en condiciones STC.

Las propiedades eléctricas del módulo fotovoltaico quedan definidas por medio de su curva característica I-V. En ella se representa el comportamiento eléctrico del módulo ante una irradiancia y temperatura determinadas. En la curva se pueden ver los valores significativos del módulo como son:  $I_{sc}$  (Corriente de cortocircuito),  $V_{oc}$  (Voltaje de circuito abierto) y  $V_{pmp}$  y  $I_{pmp}$  (Voltaje y corriente del punto de máxima potencia).

El punto de la curva característica en el cual el producto de I-V es máximo se denomina punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico.

Como se puede apreciar en la Figura N° 14, cuanto más cerca trabaje el módulo de la  $V_{pmp}$ , más potencia se obtendrá del módulo fotovoltaico.

**Figura N° 15:** Características I-V/P-V



### 2.2.3.3 EFECTOS DE LA IRRADIANCIA Y TEMPERATURA SOBRE EL MODULO FOTOVOLTAICO.

La irradiancia solar afecta principalmente a la corriente y lo hace de forma proporcional, a mayor irradiancia el módulo fotovoltaico proporciona una mayor intensidad y viceversa.

Como se ve en la curva de la Figura N° 15, la  $V_{pmp}$  prácticamente no varía frente a variaciones de irradiancia (sólo para irradiancias muy bajas se observa una disminución significativa) mientras que la  $I_{pmp}$  sufre incrementos importantes a medida que el nivel de irradiancia va aumentando.

Las variaciones de temperatura afectan principalmente a los valores de voltaje, teniendo una mayor influencia en la tensión de circuito abierto. Como se puede apreciar en la figura N° 16, un incremento en la temperatura de las células se traduce en una disminución tanto de la  $V_{pmp}$  como de la  $V_{oc}$  que se traduce en una pérdida de la potencia del módulo ( $-0,045\% \text{ W}/^\circ\text{C}$ ).

El módulo se instalará de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor. De este modo, se consigue disminuir la temperatura de trabajo de las células y consecuentemente, mejorar el rendimiento del módulo.

**Figura N° 16:** Variación de las Características Según la Irradiancia Solar.

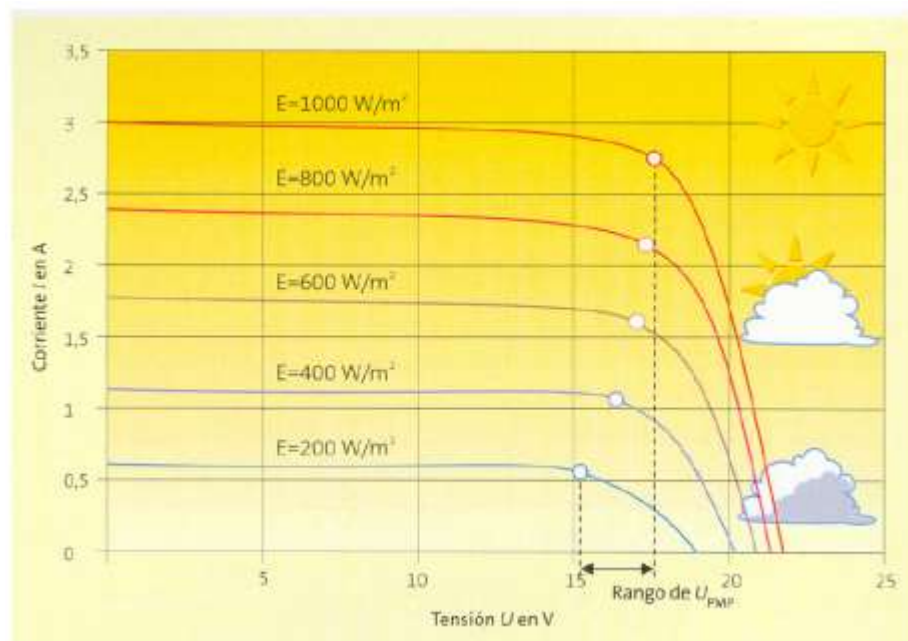
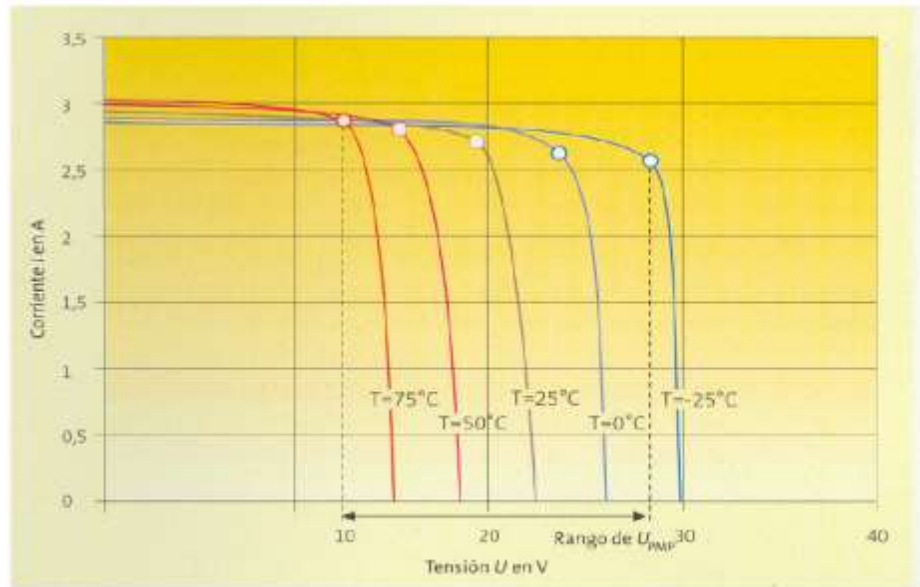


Figura N° 17: Variación de las Características Según la Temperatura.



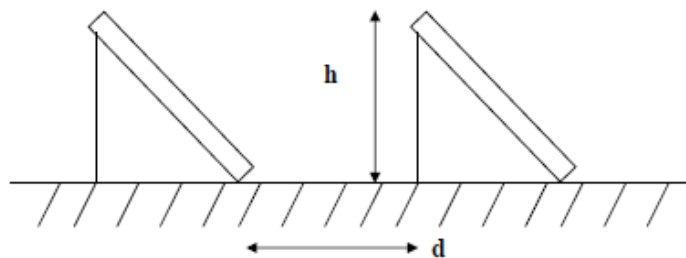
### 2.2.3.4 SEPARACIÓN ENTRE FILAS.

La separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la siguiente expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})}$$

Aplicando h a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.

Figura N° 18: Separación Entre Filas.



### 2.2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE.

Existen dos tipos de estructura comunes: la fija y con seguidor.

Los seguidores solares son estructuras articuladas, que soportan los módulos, y que pueden orientarse mediante motores eléctricos controlados.

Los soportes con seguidor tienen la ventaja de tener aproximadamente un 20% más de rendimiento que un fija debido a la posibilidad de realizar el seguimiento del recorrido del sol gracias a su estructura móvil y a la disposición del módulo fotovoltaico a una mayor altura, lo que conlleva un aumento de la incidencia solar y a su vez un menor calentamiento del conjunto.

**Figura N° 19:** Imagen de un Seguidor Solar.



A pesar de todas estas ventajas la estructura mediante seguidor presenta algunos inconvenientes, de los que cabe destacar el impacto visual que genera a nivel paisajístico y un mantenimiento constante de las partes móviles que lo conforman.

La estructura soporte fija tiene las funciones principales de servir de soporte y fijación segura de los módulos fotovoltaicos así como proporcionar una inclinación y orientación adecuadas, para obtener un máximo aprovechamiento de la energía solar incidente. Aunque el rendimiento de una estructura fija no es tanto como con seguidor, necesita menos espacio.

## **2.2.5 MODO DE FUNCIONAMIENTO.**

Existen dos formas de utilizar la energía eléctrica generada a partir del efecto fotovoltaico.

Primeramente encontramos instalaciones aisladas de la red eléctrica, que son sistemas en las que la energía generada se almacena en baterías para poder disponer de su uso cuando sea preciso. Estos sistemas se emplean sobre todo en aquellos lugares en los que no se tiene acceso a la red eléctrica y resulta más económico instalar un sistema fotovoltaico que tender una línea entre la red y el punto de consumo.

En segundo lugar, encontramos las instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional, en las que toda la energía generada se envía a la red eléctrica convencional para su distribución donde sea demandada. Debido a que la instalación fotovoltaica objeto del presente proyecto corresponde a esta segunda tipología, en adelante se presentaran en detalle los sistemas conectados a la red eléctrica.

### **2.2.5.1 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A RED.**

Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son soluciones alternativas reales a la diversificación de producción de electricidad, y se caracterizan por ser sistemas no contaminantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases nocivos (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>) a la atmósfera, utilizar recursos locales de energía y evitar la dependencia del mercado exterior del petróleo.

Una planta fotovoltaica de conexión a red presenta diversos subsistemas perfectamente diferenciados:

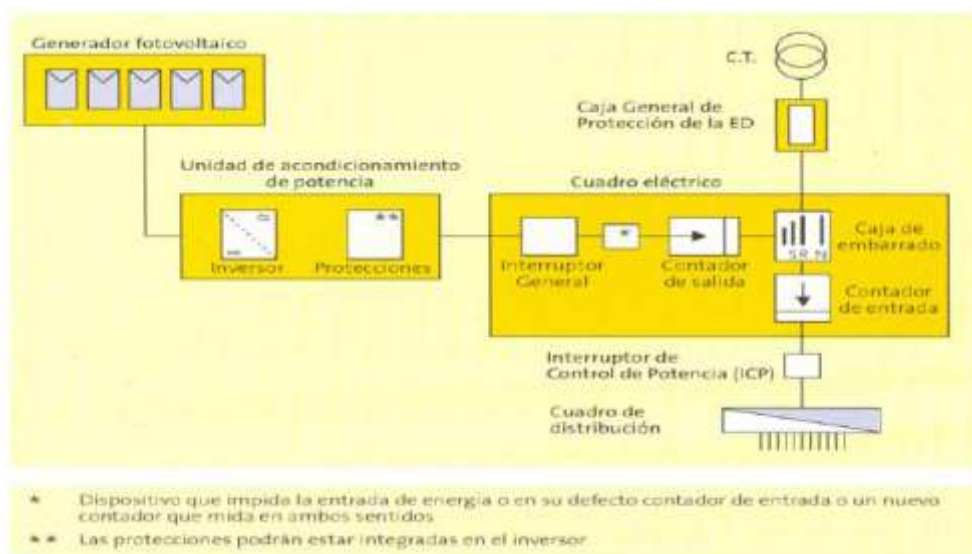
- **Generador fotovoltaico:** El generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos son los encargados de

transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar recibida.

- Sistema de acondicionamiento de potencia: Para poder inyectar la corriente continua generada por los módulos a la red eléctrica, es necesario transformarla en corriente alterna de idénticas condiciones a la de la red. Esta función es realizada por unos equipos denominados inversores, que basándose en tecnología de electrónica de potencia transforman la tensión continua procedente de los módulos en tensión alterna trifásica de la misma forma de onda (sinusoidal) amplitud, frecuencia, ángulo y secuencia de fases que la de la red pudiendo, de esta forma, operar la instalación fotovoltaica en paralelo con ella.
- Interfaz de conexión a red: Para poder conectar la instalación fotovoltaica a la red en condiciones adecuadas de seguridad tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran, ésta ha de dotarse de las protecciones y elementos de facturación y medida necesarios.
- Evacuación de la energía generada a la red: La evacuación de la energía generada, con parámetros de baja tensión (400 V y 50 Hz), a la red eléctrica se realiza a través de las infraestructuras comunes de interconexión del parque solar al punto de conexión, en media tensión, definido por la compañía distribuidora.



Figura N° 20: Esquema Unifilar de Conexión a Red.

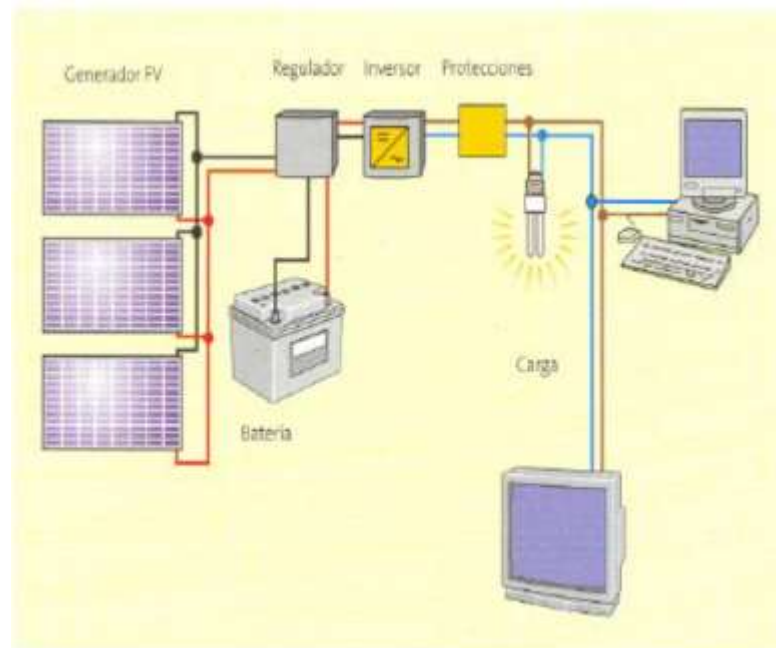


### 2.2.5.2 SISTEMAS FOTOVOLTAICOS AISLADOS.

A diferencia de la topología anterior, en este caso aparecen adicionalmente los componentes siguientes:

- **Batería:** Una batería es un dispositivo electroquímico que almacena energía eléctrica en forma de enlaces químicos. El bloque constructivo básico de una batería es la electroquímica. Las células están conectadas en configuraciones serie/paralelo apropiadas para proporcionar los niveles de voltaje, intensidad y capacidad de batería deseados.
- **Regulador:** Es el encargado de regular el flujo de electricidad desde los módulos fotovoltaicos hasta las baterías (suministrándoles la tensión e intensidad adecuadas al estado de carga en que se encuentren). Además, el regulador tiene la misión de mantener la batería plenamente cargada sin que sufra sobrecargas que pudieran deteriorarla.

**Figura N° 21:** Diseño de una Instalación de Conexión Aislada.

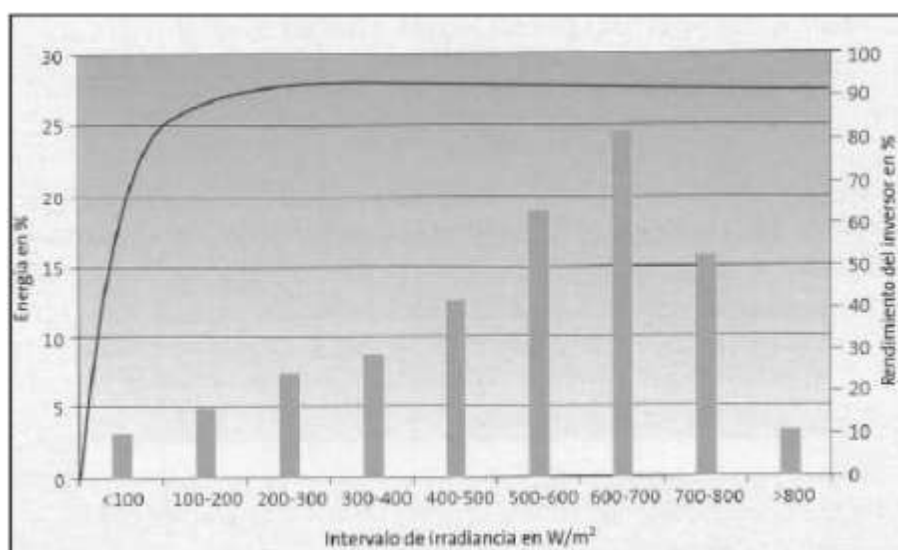


### 2.2.6 INVERSOR.

El inversor será el dispositivo que transformará la corriente continua (CC) suministrada por los sistemas fotovoltaicos y demás fuentes de energías renovables o sus componentes de almacenamiento, en corriente alterna (CA), necesaria para alimentar la mayoría de los receptores domésticos.

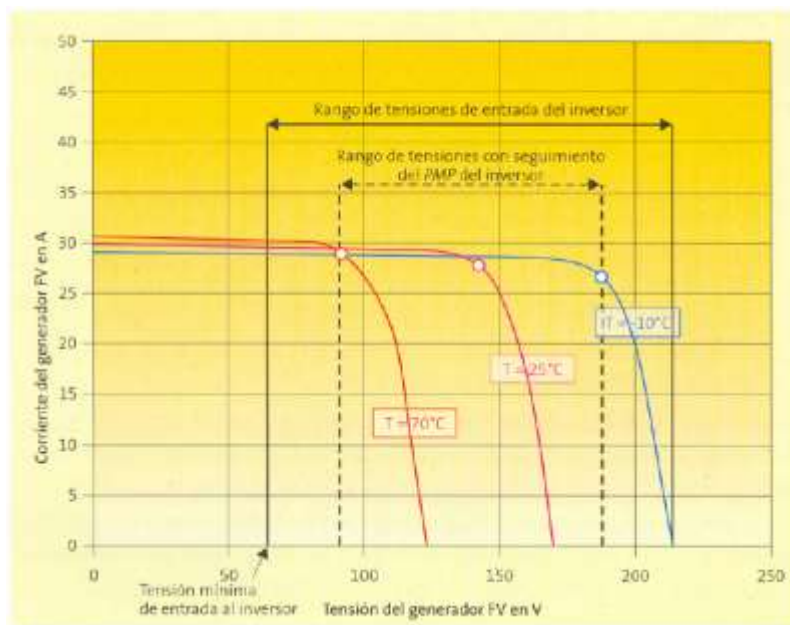
En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, ya que el inversor no funcionara a su potencia nominal debido a que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca trabajará en condiciones STC.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor puede oscilar entre 0.7 y 1.2 veces la potencia pico del generador fotovoltaico.

**Figura N° 22:** Ejemplo de Grafica del Rendimiento del Inversor.

Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiación y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiación más frecuente del lugar.

Hay que garantizar que para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor. En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión (y en menor medida la corriente) a la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura.

**Figura N° 23:** Influencia de la Temperatura en un Generador.

## 2.2.7 INTERCONEXIÓN Y MEDICIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA.

### 2.2.7.1 COMPONENTES ELÉCTRICOS DE BAJA TENSIÓN.

Varistor. Es un elemento de protección cuya función es proteger los módulos fotovoltaicos frente a sobretensiones inducidas por fenómenos meteorológicos adversos (rayos). Se colocará un varistor en cada caja de paralelos apto para su utilización en aplicaciones de corriente continua de hasta 1000 V.

Seccionador de corte en carga. El Tabla de seccionamiento en corriente continua permite realizar el aislamiento del inversor del campo fotovoltaico. El Tabla está compuesto por dos seccionadores de corte en carga los cuales deben permitir el corte de la corriente en las dos secciones del campo fotovoltaico de forma independiente, además realizar el paralelo de las dos secciones para adaptar a una sola entrada al inversor

Fusibles. Permiten aislar una serie del generador fotovoltaico así como proteger a los módulos fotovoltaicos de posibles sobre intensidades. Los fusibles van ubicados en las cajas de paralelos colocándose un fusible de protección para cada polo de las distintas series que se interconectan en una caja.

Interruptor automático y relé diferencial. El interruptor automático y el conjunto toroidal+relé diferencial+bobina de disparo constituyen las protecciones de alterna (magnetotérmica y diferencial) de la instalación fotovoltaica.

Contador. El contador a utilizar será trifásico bidireccional de forma que registre tanto la energía generada por la instalación fotovoltaica como los consumos propios asociados a la misma.

## **2.3 MARCO CONCEPTUAL:**

### **2.3.1 LA RADIACIÓN SOLAR.**

#### **2.3.1.1 LA CONSTANTE SOLAR.**

La irradiancia proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular puede Considerarse como constante e igual a  $1353 \text{ W/m}^2$ , (NASA, 1971). Este es el valor de la constante solar.

La constante solar es una magnitud definida para determinar el flujo de energía recibido por unidad de superficie perpendicular a la radiación solar, a una distancia media de la Tierra al Sol, y situado fuera de cualquier atmósfera. La distancia Tierra-Sol es variable debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra, por lo que para el cálculo de la constante solar ha de considerarse una distancia promedio.

Se puede considerar que el sol es una fuente de energía constante, ya que diversos estudios han demostrado que la variación de la energía procedente del sol a lo largo de un ciclo solar (aproximadamente 22 años) es menor al 1%. Estas variaciones, en

tanto en cuanto afectan al diseño de una instalación fotovoltaica, puede decirse que se ven afectadas en mayor parte por el efecto de las variaciones meteorológicas en vez de por los ciclos solares.

### 2.3.1.2 DISTANCIA SOL-TIERRA.

Como ya se ha comentado, la distancia entre el Sol y la Tierra es variable a lo largo del año debido a la órbita elíptica que realiza la Tierra. La excentricidad de esta elíptica puede ser calculada como:

$$\varepsilon_0 = 1 + 0.33 \cos \frac{360 * d_n}{365}$$

Siendo  $d_n$  el día del año ( $1 \leq d_n \leq 365$ ).

Esta distancia es importante puesto que cuando se tiene una fuente luminosa que emite en todas direcciones, el flujo de energía varía inversamente con el cuadrado de la distancia a la fuente emisora.

### 2.3.1.3 RADIACIÓN SOLAR.

Para alcanzar la superficie terrestre la radiación solar emitida debe atravesar la atmosfera, donde experimenta diversos fenómenos de reflexión, absorción y difusión que disminuyen la energía final recibida. La radiación global incidente sobre una superficie inclinada en la superficie terrestre se puede calcular como la suma de tres componentes: la componente directa, la componente difusa y la componente de albedo (o reflejada).

- Radiación solar directa: Radiación solar incidente sobre un plano dado, procedente de un pequeño ángulo sólido centrado en el disco solar. También se puede definir como la radiación que llega directamente del sol.

- Radiación solar difusa: Radiación solar hemisférica menos la radiación solar directa. O la radiación que previamente a alcanzar la superficie es absorbida y difundida por la atmósfera.
- Radiación solar hemisférica: Radiación solar incidente en una superficie plana dada, recibida desde un ángulo sólido de  $2\pi$  sr (del hemisferio situado por encima de la superficie). Hay que especificar la inclinación y azimut de la superficie receptora.
- Radiación reflejada: radiación que, procedente de la reflexión de la radiación solar en el suelo y otros objetos, incide sobre una superficie. La reflexión dependerá de las características y naturaleza de la superficie reflectora (albedo).
- Radiación solar global: Radiación solar hemisférica recibida en un plano horizontal.

## **2.3.2 LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.**

### **2.3.2.1 PERDIDAS EN UN SISTEMA FOTOVOLTAICO (PERFORMANCE RATIO PR).**

A la hora de dimensionar un sistema fotovoltaico es necesario analizar las diferentes pérdidas energéticas que se producirán en el mismo:

#### ***Pérdidas por temperatura***

En los módulos fotovoltaicos se producen pérdidas de potencia del orden del 0,4-0,5% por cada 1°C de aumento de temperatura que varíe de la temperatura estándar de 25°C, el valor es facilitado por el fabricante de los módulos a utilizarse.

El rendimiento por pérdidas por temperaturas es menor durante los meses de verano

que durante los meses de invierno.

Para el cálculo de estas pérdidas para cada mes (i) se aplicará:

$$FT_i = 1 + \frac{-0,44}{100} (T_i - 25)$$

### ***Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal***

Los módulos, al ser fabricados por un proceso industrial, no son todos idénticos. Las células fotovoltaicas de las que se componen los módulos son distintas entre ellas. Esto implica que la potencia que pueden generar de modo individual va a variar de unos a otros. La tolerancia de estos paneles en torno a la potencia nominal oscila entre el  $\pm 3\%$  al  $\pm 10\%$ . Este valor usualmente es suministrado por el proveedor de los paneles.

### ***Pérdidas por conexiónado (pérdidas por mismatch)***

Las pérdidas por conexiónado son las pérdidas causadas al realizar la conexión entre módulos de distinto valor de potencia (como se ha visto en el apartado anterior).

Al realizar la conexión en serie de los módulos, el panel que disponga de menor potencia de todos limitará la corriente que circule por la serie al no poder permitir la circulación de más corriente que el máximo que él puede dar.

En cuanto a la conexión en paralelo, el módulo con menor potencia limitará la tensión máxima del conjunto.

### ***Pérdidas por sombreado del generador***

Estas sombras sobre los paneles generan unas pérdidas energéticas causadas por un



lado por la disminución de captación de irradiación solar (por existir una menor radiación) y por los posibles efectos de mismatch a las que pueda dar lugar al afectar a la potencia individual de un panel o a la de un conjunto de paneles de la instalación.

#### ***Pérdidas por polvo y suciedad***

Las pérdidas por polvo y suciedad dependen del lugar de la instalación y de la frecuencia de lluvias. Valores típicos anuales son inferiores al 4% para superficies con un alto grado de suciedad.

$$FS = - 2 \%$$

#### ***Pérdidas angulares***

La potencia nominal de un módulo fotovoltaico viene determinada por el fabricante en relación a las condiciones estándares de medida (irradiación de 1000 W / m<sup>2</sup>, temperatura ambiente de 25°C, AM = 1,5) y para un ángulo de incidencia de los rayos solar perpendicular al módulo.

El que la radiación solar no incida perpendicularmente sobre el panel implica unas pérdidas que serán mayores cuanto más se aleje el ángulo de incidencia de la perpendicular.

#### ***Pérdidas por el rendimiento del inversor***

Los inversores son uno de los elementos fundamentales en la producción de energía de los sistemas fotovoltaicos conectados a red. El rendimiento del inversor es sin duda alguna el parámetro más representativo de los inversores.

El rendimiento del inversor se ve afectado por la presencia interna de un transformador, que hace que este parámetro disminuya.

### *Pérdidas por caídas óhmicas en el cableado*

Tanto en la parte de continua como en la parte de alterna se producirán unas pérdidas como consecuencia de la resistencia de los conductores. Para ello es necesario el correcto dimensionado de la instalación y la adecuada elección de las secciones y longitudes de los cables.

Las pérdidas óhmicas no serán superiores al 2,5 % para la zona de continua, y al 2% para la zona de alterna.

### **2.3.2.2 HORAS EQUIVALENTES DE SOL (HES) Y PERFORMANCE RATIO (PR).**

Para normalizar la energía producida respecto de la potencia nominal de la instalación en condiciones estándar STC, es necesario definir una relación entre los kWh producidos anualmente por cada kW pico instalado.

Esta relación es las “Horas Equivalentes de Sol (HES)”, que se define como el cociente de la energía inyectada a la red eléctrica entre la potencia pico total instalada.

$$HES = \frac{E_{inyectada}}{P_p}$$

La productividad de referencia (denominada YR) está definido como el cociente entre la irradiación solar anual incidente en el plano de los módulos fotovoltaicos ( $R_{anual}$  en kWh/m<sup>2</sup>) y la radiación nominal de referencia en las condiciones estándar

$R=1000\text{W/m}^2$ .

$$Y_R = \frac{R_{\text{anual}}}{R}$$

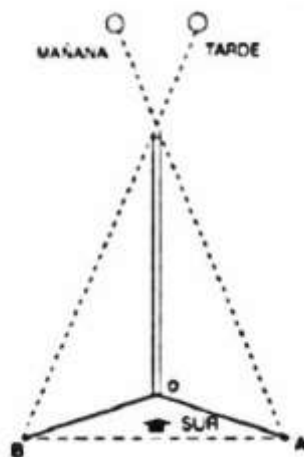
El Performance Ratio o factor de rendimiento global del sistema se calcula como el cociente entre las Horas Equivalente de Sol y la productividad de referencia:

$$PR = \frac{HES}{Y_R}$$

### 2.3.3 CÁLCULOS ELÉCTRICOS.

#### 2.3.3.1 ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN DE LOS MÓDULOS.

El modo de localizarlo es observando la dirección de la sombra proyectada por una varilla vertical a las 12 horas o mediodía solar, que es cuando el sol está en su cenit o punto más alto de su trayectoria diaria. Para ello, por la mañana, faltando dos o tres horas para el mediodía, se marcará el punto A, indicado en la Figura, en el extremo de la sombra de la varilla y se dibuja en el suelo una circunferencia alrededor de la varilla de radio OA, igual al de su sombra. Por la tarde, cuando la sombra de la varilla alcance la misma longitud se marca el punto B. La recta que une los puntos A y B estará orientada exactamente en la dirección del paralelo terrestre y trazando una perpendicular a dicha recta, indicará la dirección Norte-Sur (Lorenzo, 1994) .



Localización del Norte-Sur Geográfico

La inclinación de los módulos se calcula con la finalidad de maximizar la captación anual de irradiación, en vez de maximizar la captación de energía durante la época de menor radiación, por la que se obtendría una curva de producción más homogénea a lo largo de todo el año. Para obtener la máxima producción anual se puede llevar a cabo una primera aproximación, por la cual, para obtener el máximo de producción anual en una instalación con estructura fija, los paneles han de tener una inclinación de:

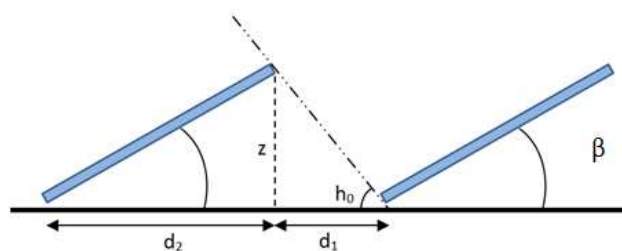
$$\text{Inclinación} = \text{latitud} - 10^\circ$$

### 2.3.3.2 CALCULO DE SOMBRAS.

La distancia mínima entre paneles para evitar el sombreado de una fila sobre la siguiente se realiza a partir de los siguientes cálculos:

$$h_o = (90 - \phi) + \delta$$

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tan h_o} + \frac{z}{\tan \beta}$$



Distancia entre paneles

### 2.3.3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

Para el cálculo es preciso determinar las características de los módulos y los inversores de acuerdo a el producto que se utilizara, de donde se calculara el número de paneles e inversores necesarios para que la planta tenga una potencia de 1 MW.

Los módulos, como los inversores, imponen una serie de condiciones a la hora de realizar los cálculos. Las condiciones que debemos tener en cuenta para el dimensionamiento de la planta son:

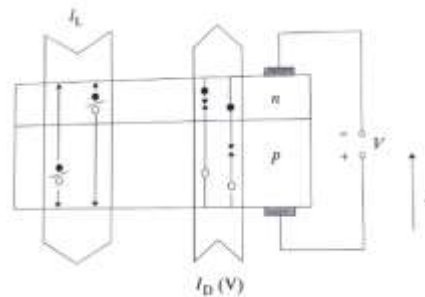
- Módulos:
  - $V_{mp}$ : Tensión óptima de operación en las condiciones estándar STC.
  - $V_{oc}$ : Tensión de circuito abierto.
  - $I_{sc}$ : Corriente de cortocircuito.
  - $\alpha$ : Coeficiente de temperatura de  $V_{oc}$  de los módulos fotovoltaicos.
  - $\beta$ : Coeficiente de temperatura de  $I_{sc}$  de los módulos fotovoltaicos.
- Inversores:
  - $I_{sc}$ : Máxima corriente admisible por el inversor.
  - $V_{mpp}$ : Rango de tensiones.
  - Tensión máxima en corriente continua.

Al aumentar la temperatura, la corriente de cortocircuito ( $I_{sc}$ ) aumenta mientras que

la tensión de circuito abierto disminuye ( $V_{OC}$ ), según los coeficientes de temperatura que especifica cada fabricante en el catálogo de los paneles solares.

Tal y como se define, la corriente suministrada por una célula solar viene definida por la ecuación de Shockley:

$$I = I_L - I_D(V) = I_L - I_0 \left[ \exp \frac{eV}{mkT} - 1 \right]$$



#### Corriente fotogenerada y corriente de diodo en una célula solar.

La corriente  $I_L$  define la corriente fotogenerada debida a la generación de portadores que provoca la iluminación de la célula. La corriente  $I_D$ , denominada corriente de diodo o de oscuridad, es debida a la recombinación de los portadores, y por lo tanto su sentido es opuesto al de  $I_L$ . El resto de las variables de la ecuación son:

- $e = 1,602 \times 10^{-19} \text{C}$  : carga del electrón
- $V$  : voltaje en bornes de la célula
- $m = 1$  para tensiones bajas ( $\leq 0,4 \text{V}$ ),  $m = 2$  para tensiones altas ( $> 0,4 \text{V}$ )
- $k = 1,381 \times 10^{-23} \text{ J.K}^{-1}$ : constante de Boltzman
- $T$  : temperatura absoluta

La fotocorriente aumenta ligeramente con la temperatura debido en parte al aumento de las longitudes de difusión de los minoritarios y al estrechamiento de la

banda prohibida (energía necesaria para liberar a un electrón de su enlace covalente hacia la banda de conducción donde puede conducir una corriente), desplazando el umbral de absorción hacia fotones de menor energía (los fotones que inciden sobre la célula con una energía mayor o igual que el ancho de la banda prohibida se absorben en el volumen del semiconductor y se generan pares electrón-hueco que pueden actuar como portadores de corriente, mientras que los fotones con energía inferior al ancho de la banda prohibida atraviesan el semiconductor sin ser absorbidos).

Pero la variación de las características de la célula se manifiesta más destacadamente en el término de la corriente de diodo, la cual disminuye al aumentar la temperatura, haciendo aumentar la corriente generada por la célula.

En cuanto a la tensión de circuito abierto, esta viene definida por la ecuación:

$$V_{oc}(T) = \frac{E_{GO}}{e} - \frac{kT}{e} \ln \frac{KT^3}{I_L}$$

Siendo  $K$  y  $E_{GO}$  (ancho de banda prohibida a  $0K$ ) dos constantes aproximadamente independientes de la temperatura. Observando esta ecuación se constata que la tensión de circuito abierto disminuye ante el aumento de la temperatura.

Entre las características del inversor se encuentra el rango de tensiones de máxima potencia ( $V_{MPP} = 330 - 600$  V), y la tensión en corriente continua máxima (Max. DC voltaje = 600 V). La tensión generada por los módulos en serie debe situarse dentro de esos márgenes ya que el inversor realiza el seguimiento del punto de máxima potencia.

Por lo tanto, para calcular el número de paneles en serie ( $N_s$ ), hay que realizar tres comprobaciones:

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

$$- V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} \cdot N_s (1 + \alpha \cdot (T_{min} - T_{amb}))$$

Siendo:

$T_{min} = -5^{\circ}\text{C}$ : temperatura mínima de los paneles

$T_{max} = 60^{\circ}\text{C}$ : temperatura máxima de los paneles

$T_{amb} = 25^{\circ}\text{C}$ : temperatura ambiente de los paneles en las condiciones STC

Para calcular el número de módulos máximo en paralelo ( $N_{p\ max}$ ) también hay que tener en cuenta la temperatura. En este caso la restricción viene dada por la corriente continua máxima admisible por el inversor.

$$I_{SC}(T_{max}) = I_{SC} \cdot N_{p\ max} (1 + \beta \cdot (T_{max} - T_{amb}))$$

El sobredimensionamiento (SD) que admite el inversor se calcula a partir de la Máxima Potencia en Corriente Continua.

$$SD = \frac{P_{max\ CC} - P_{nom}}{P_{nom}}$$

Para el cálculo del número de ramas o strings en paralelo:

$$N_p = \frac{P_{max\ CC}}{N_s \cdot P_{pico/modulo}}$$

Con estos resultados se procede a realizar el dimensionamiento de los bloques modulares.

### **2.3.3.4 DIMENSIONAMIENTO TRANSFORMADORES BT-MT.**

Durante el diseño de las plantas fotovoltaicas se ha visto por conveniente realizar bloques modulares de 1 MW, por lo que cada bloque ira acompañado de un transformador, estos transformadores tienen la finalidad de elevar la Baja Tensión a Media Tensión para realizar el transporte de energía por la planta disminuyendo al máximo las pérdidas, y elevando la tensión a la tensión de evacuación definida



por la compañía distribuidora.

La temperatura cobra una importancia destacable en el funcionamiento de los transformadores. Existen diversos factores que afectan a la duración de la vida de un transformador. Esta duración depende mucho de acontecimientos extraordinarios, como pueden ser sobretensiones, cortocircuitos en la red y sobrecargas de emergencia. La esperanza de vida normal está definida para un servicio continuo ininterrumpido a la temperatura ambiente de referencia y en las condiciones de funcionamiento asignadas. Si la carga aplicada supera las definidas en la placa de características y/o la temperatura ambiente es superior al valor asignado, esto implica un riesgo y una aceleración del envejecimiento del transformador.

El sobrecargar un transformador por encima de los valores asignados acarrea diversas consecuencias, entre las que se encuentran:

- Las temperaturas de los arrollamientos, piezas de apriete, conexiones, aislamientos y del aceite, aumentan y pueden alcanzar valores inaceptables.
- La densidad del flujo de dispersión fuera del circuito magnético aumenta y provoca un incremento de calentamiento por corrientes de Foucault en las partes metálicas atravesadas por el flujo.
- La combinación del flujo principal y el de dispersión limitan la posibilidad de sobreexcitar el circuito magnético.
- Las variaciones de temperatura implican modificaciones en el contenido de humedad y gases, en los aislamientos y en el aceite.

- Los bornes, cambiadores de tomas, terminales de cable y los transformadores de intensidad se verán también expuestos a condiciones más severas reduciendo sus posibilidades de utilización.

Como consecuencia de todo lo anteriormente citado, habrá un riesgo de fallo prematuro asociado al aumento de corrientes y temperaturas.

El efecto sobre el transformador de la temperatura puede ser tanto a corto como a largo plazo. Como efectos a corto plazo se tienen: temperaturas elevadas provocan un deterioro temporal de las propiedades mecánicas con la consecuente reducción de la capacidad de soportar esfuerzos de cortocircuito; si la temperatura de aislamiento excede la temperatura crítica, se puede producir acumulación de gases en los pasatapas o una expansión del aceite que provoque un desbordamiento del mismo en el depósito conservador.

Como efectos a largo plazo se pueden destacar: se producirá una aceleración de la degradación térmica acumulativa del aislamiento de los conductores, al igual que de otros materiales aislantes, partes estructurales y los conductores mismos; las juntas del transformador pueden volverse más frágiles a altas temperaturas.

Por lo tanto, transformadores localizados en zonas geográficas con temperaturas ambientes más bajas que en zonas cálidas, pueden trabajar con una mayor capacidad de carga. En zonas donde las temperaturas ambientes no son altas los transformadores pueden trabajar en sobrecarga sin disminuir su vida útil.

Es necesario analizar los días en los que se produce la máxima cantidad de energía respecto al resto del año, y estudiar el caso más desfavorable, esto es, el día en el que la temperatura sea mayor ya que el transformador reducirá su capacidad de

carga.

Se procede a analizar este día y la curva de funcionamiento del transformador para realizar el dimensionamiento del mismo en el día más desfavorable del año.

Una vez calculada esta potencia aparente (en kilovoltioamperios kVA), se eligen los 20 días en los que la potencia a la que trabaja el transformador es mayor. El día más desfavorable es aquel en el que la temperatura es mayor.

Se procede a analizar este día y la curva de funcionamiento del transformador para realizar el dimensionamiento del mismo en el día más desfavorable del año.

El ciclo de carga diario de un transformador puede modelizarse por una curva compuesta de dos escalones que simbolizan la carga inicial y la carga pico. El escalón correspondiente a la carga pico puede ser definido para 0.5, 1, 2, 4, 8 y 24 horas, en función de la curva de funcionamiento real del transformador que se tenga y de lo conservador que se quiera ser.

Esta equivalencia es posible ya que un transformador que alimenta una carga fluctuante tiene unas pérdidas igualmente fluctuantes, pero que son equivalentes a una carga intermedia constante mantenida durante el mismo período de tiempo. Esto es debido a las características de almacenamiento térmico de los materiales del transformador.

La carga equivalente se calcula a partir de la ecuación siguiente:

$$\text{Equivalent load or rms value} = \sqrt{\frac{L_1^2 \cdot t_1 + L_2^2 \cdot t_2 + \dots + L_{24}^2 \cdot t_{24}}{t_1 + t_2 + \dots + t_{24}}}$$

### 2.3.3.5 CALCULO DEL CABLEADO ELÉCTRICO DE CC

En esta sección se detallarán los cálculos de las secciones del cableado de continua.

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes elementos de un sistema fotovoltaico. Es por ello que hay que prestar gran atención al cálculo de las secciones del mismo, ya que una mala elección del conductor a emplear conllevaría mayores pérdidas de energía y por lo tanto pérdidas económicas que podrían haber sido evitadas.

Los criterios que deben cumplir los conductores empleados en la instalación son:

- Criterio térmico: el conductor ha de ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad que circula por el mismo durante el régimen permanente, teniendo en cuenta los factores de corrección por temperatura, profundidad, resistividad del terreno y agrupamiento.
- Criterio de caída de tensión: la caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño.
- Criterio de cortocircuito.

El criterio más restrictivo es el que determinará la sección del conductor.

#### 2.3.3.5.1 CALCULO CABLEADO PANELES – “COMBINER BOX”

Los conductores empleados en instalaciones fotovoltaicas tienen la restricción, de que la máxima corriente que puedan transportar sea el 80% de la máxima capacidad de corriente que pudiera circular por los mismos.

##### *Criterio térmico*

La corriente máxima debe ser la suma de la corriente de los strings conectados en

paralelo multiplicada por 125%.

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{CC}$$

Siendo  $I_{CC}$  la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.

No es necesario aplicar factores de corrección.

### ***Criterio de la caída de tensión***

Se debe cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor, hasta dicho inversor, no supera el 1,5%.

Para aplicar este criterio es necesario calcular por un lado la caída de tensión en los cables desde los módulos hasta los “combiner”, y posteriormente desde los “combiner” hasta el inversor.

$$\Delta U(\%) = 2 \cdot I \cdot R = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

- $I = IMPP$
- $\gamma =$  conductividad del cobre
- $L =$  longitud máxima desde el módulo fotovoltaico más lejano a su “combiner box” correspondiente
- $S =$  sección del conductor

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \cdot 100$$

Siendo:

- $U_{\text{string}}$  = Tensión de los módulos en serie que configuran un string o ramal.

### 2.3.3.5.2 CALCULO CABLEADO “COMBINER-BOX” / INVERSOR

#### *Criterio térmico*

Siguiendo los requisitos, la corriente admisible de los cables debe soportar un valor de corriente igual a la suma de las corrientes por cada uno de los strings en paralelo mayorado un 25%.

$$I_{max} = \text{numero de strings} \cdot (1.25 \cdot I_{CC})$$

Siendo  $I_{CC}$  la corriente de cortocircuito de los módulos fotovoltaicos.

El dispositivo contra sobreintensidades debe tener una capacidad del 125% de la corriente determinada en el cálculo anterior. Esto es para impedir que los dispositivos contra sobreintensidades funcionen a más del 80% de su capacidad. Por lo tanto los cables han de ser dimensionados para que soporten ese 125% de la intensidad calculada, para asegurar el funcionamiento correcto de los dispositivos contra sobreintensidades conectados. Por lo tanto los cables se dimensionarán para una intensidad de:

$$I = (1.25 \cdot I_{max})$$

#### *Criterio de la caída de tensión*

Se debe cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor, hasta dicho inversor, no supera el 1,5%.

En este punto se calcula la caída de tensión desde los “combiner” hasta el inversor. Si la suma de las caídas mayores en ambos casos supera el 1.5% fijado, se procederá a sobredimensionar este último cable, por tener un costo más reducido que el cable de Cobre.

El método de cálculo:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I \cdot R = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Siendo:

- $I = 12 \cdot I_{MPP}$
- $\gamma =$  conductividad del cable.
- $L =$  longitud máxima desde el “combiner” más lejano al inversor correspondiente (se elige el caso más desfavorable)
- $S =$  sección del conductor

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \cdot 100$$

Siendo:

- $U_{string} =$  Tensión de los módulos en serie que configuran un string o ramal.

De este modo, la caída de tensión máxima que se produce en corriente continua, teniendo en cuenta la caída de tensión calculada:

$$\Delta U(\%)_{max} = \Delta U(\%)_{max_1} + \Delta U(\%)_{max_2}$$

### ***Criterio de agrupamiento***

Para este valor hay que aplicar los factores de agrupamiento que se obtienen, el cálculo de la corriente máxima se calcula mediante la fórmula siguiente:

$$A_2 = \sqrt{\frac{0.5 \cdot N}{E} \cdot (A_1)}$$

- $A_2$ : ampacidad, multiplicada por el adecuado factor.
- $N$ : número total de conductores usados para obtener el factor multiplicador.
- $E$ : número de conductores deseados en la canalización o cable.

- A<sub>1</sub>: ampacidad límite de los conductores que llevan corriente en la canalización o cable

### 2.3.3.5.3 SECCIONES Y TIPO DE CABLE SELECCIONADOS PARA LÍNEA DE CC

#### *Para la conexión módulos fotovoltaicos - “combiner box”*

Para su selección se tienen que utilizar los criterios ya descritos; Térmico, Caída de Tensión y Agrupamiento.

#### *Para la conexión “combiner-box” - inversor*

Para su selección se tienen que utilizar los criterios ya descritos; Térmico, Caída de Tensión y Agrupamiento.

### 2.3.3.6 CALCULO DEL CABLEADO ELÉCTRICO DE AC

#### 2.3.3.6.1 INVERSORES – TRANSFORMADOR.

Se procede a calcular la sección del cable por los métodos de:

##### *Caída de tensión*

$$\Delta U(\%) = \frac{100}{U} \cdot \sqrt{3} \cdot I \cdot (r \cdot L \cdot \cos\varphi + x \cdot L \cdot \sin\varphi)$$

##### *Por intensidad*

La intensidad que portarán los conductores considerando que los inversores están trabajando a su máxima potencia será:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{P/\cos\varphi}{\sqrt{3} \cdot U}$$



### ***Criterio de cortocircuito***

El cortocircuito más desfavorable se da en bornas del transformador, se obtiene que la corriente de cortocircuito es:

$$I_{CC} = \frac{1}{u_{CC}} \cdot I_{base}$$

Para esta corriente de cortocircuito, la sección del cable se calcula a partir de la siguiente fórmula:

$$\frac{I_{CC}}{k} = \frac{S}{\sqrt{t}}$$

### **2.3.3.6.2 SELECCIÓN DEL CABLE DE CONEXIÓN INVERSOR-TRANSFORMADOR.**

Para su selección se tienen que utilizar los criterios ya descritos; Térmico, Caída de Tensión y Agrupamiento.

### **2.3.3.6.3 LÍNEA DE M.T. INTERIOR.**

Esta puede ser diseñada en rama o en anillo. Las ventajas de ser diseñada en ramas en lugar de en anillos es que la longitud de cable necesaria para la instalación es mucho menor. Otra ventaja es que la sección de dicho cable también será inferior que el empleado en anillo, puesto que en el caso del anillo el cable ha de ser capaz de transportar toda la energía generada por todo el anillo en caso de fallo de algún elemento de la instalación. Pero como inconvenientes cabe destacar que en el caso de fallo de alguno de dichos elementos, la disposición en rama dejaría fuera de servicio todos los centros de transformación conectados a la misma al no poder evacuar la energía por un camino secundario. Todo esto se puede resumir en:

- Rama:

- Menor longitud de cable, menor sección de conductor. Por lo tanto menor costo.
- Imposibilidad de evacuar la energía por un camino secundario en caso de fallo. Pérdidas económicas al no poder evacuar la energía generada.

- Anillo

- Mayor fiabilidad. Posibilidad de evacuar la energía generada por un camino secundario en caso de fallo de alguno de los elementos de la instalación. No dejaría ninguna parte de la instalación fuera de servicio.
- Mayor longitud de cable, mayor sección del conductor. Costo más elevado que en la opción en rama.

Para la ejecución de este proyecto se utilizara la disposición en anillo, por su fiabilidad, y para asegurarnos que ante fallo en alguno de los equipos o demás elementos, no perdamos gran parte de la producción de energía sino que esta sigue pudiéndose aportar a la red de distribución con total normalidad.

Para realizar los dimensionamientos se tendrán que utilizar los siguientes criterios ya descritos párrafos arriba:

- Criterio de Térmico.
- Criterio de Cortocircuito.
- Criterio de Caída de Tensión.

#### **2.3.3.6.4 SECCIONES Y TIPOS DE CABLE SELECCIONADOS PARA LA LÍNEA DE M.T. INTERIOR.**

Se diseña según los distintos criterios de selección de conductores.

### **2.3.3.6.5 LÍNEA DE EVACUACIÓN. CENTRO DE SECCIONAMIENTO-SUBESTACIÓN.**

Se procede a analizar los diferentes métodos para la selección de la sección del cable, utilizando el criterio de caída de tensión, criterio de calentamiento y criterio de cortocircuito.

### **2.3.3.6.6 SECCIONES Y TIPO DE CABLE SELECCIONADOS PARA LA LÍNEA DE AC DEL CENTRO DE SECCIONAMIENTO HASTA LA SUBESTACIÓN “AVENAL SUB”.**

Para su diseño se deberá tomar en cuenta los criterios por caída de tensión, por intensidad y de cortocircuito.

### **2.3.3.6.7 CALCULO DE PÉRDIDAS EN CORRIENTE ALTERNA.**

Se procede a analizar las pérdidas totales de potencia en corriente alterna que se darán en la instalación.

***Inversor – transformador:***

$$P_a = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L$$

$$P_{a-MW}(\%)$$

***Anillos MT:***

$$P_{b-MW}(\%)$$

***Línea de Evacuación:***

$$P_{c-MW}(\%)$$

***Total:***

$$P(\%) = P_{a-MW}(\%) + P_{b-MW}(\%) + P_{c-MW}(\%)$$

### 2.3.4 SELECCIÓN DE LA APARAMENTA ELÉCTRICA

Se detallara los cálculos necesarios para diseñar los dispositivos encargados de medir, proteger, maniobrar y regular el sistema eléctrico del campo solar tanto de la parte de continua como de la parte de alterna, dispositivos fundamentales para la correcta explotación de la instalación. De este modo se garantizará la continuidad y la calidad del servicio.

#### 2.3.4.1 APARAMENTA DE CORRIENTE CONTINUA

Los fusibles se localizarán en el interior de los “combiner-box”, y deben estar dimensionados para intensidades superiores al 125%, de las máximas corrientes calculadas por medio de la siguiente formula:

$$I_{fusible} = 1.25 \cdot (1.25 \cdot I_{cc \text{ modulo}})$$

#### 2.3.4.2 APARAMENTA DE CORRIENTE ALTERNA

Para la protección alterna se deberá considerar la protección del transformador y la protección de celdas.

### 2.3.5 RED Y PUESTA A TIERRA

La función de la puesta a tierra (p.a.t.) es la de forzar la derivación al terreno de las intensidades de corriente de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya se trate de corrientes de defecto, bajo frecuencia industrial, o debidas a descargas atmosféricas, logrando de este modo:

- Limitar la diferencia de potencial que en un momento dado pueda presentarse entre estructuras metálicas y tierra.
- Posibilitar la detección de defectos a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo de esta forma el riesgo que supone una avería para el material utilizado y las personas.

- Limitar las sobretensiones internas que puedan aparecer en la red eléctrica en determinadas condiciones de explotación.

Por lo tanto, las funciones principales que toda p.a.t. ha de cumplir son:

- Seguridad de las personas.
- Protección de las instalaciones.
- Mejora de la calidad de servicio.
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia.

### 2.3.5.1 TENSIONES DE PASO Y DE CONTACTO MÁXIMAS

#### ADMISIBLES

Para la determinación de los valores máximos admisibles de la tensión de paso en la zona que rodea los inversores y el transformador, y la tensión de contacto, estará determinado para una persona de peso medio de 70 kg, teniendo las siguientes formulas:

$$U_{Padm\ 70kg} = (1000 + 6 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$U_{Cadm\ 70kg} = (1000 + 1.5 \cdot C_s \cdot \rho_s) \cdot \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Siendo:

- $U_{Padm}$ : tensión de paso admisible para una persona de 70 kg (voltios).
- $U_{Cadm}$ : tensión máxima de contacto admisible para una persona de 70 kg (voltios).
- $t_s$ : duración de la falta (0,5 segundos).
- $\rho_s$ : resistividad superficial del terreno (ohm.m).

### 2.3.5.2 RED DE TIERRAS

A dicha red de tierras se conectarán todas las envolventes metálicas de los equipos

presentes en la instalación: los marcos metálicos de las estructuras soporte de los paneles, los “combiner-box”, los inversores, los transformadores, etc. De este modo, y en caso de falta, se evitarán sobretensiones en dichos equipos que son peligrosas para las personas o animales que entren en contacto con ellos accidentalmente.

La Red de Tierra se dimensionará de tal modo que asegure el funcionamiento de las protecciones destinadas a proteger a las personas en caso de falta a tierra, y de tal forma que la tensión de contacto no supere la tensión de contacto admisible. De tal modo la instalación de puesta a tierra se considera como un circuito independiente paralelo a la instalación eléctrica con la finalidad de proteger a las personas y animales que puedan entrar en contacto con masas que puedan estar sometidas momentáneamente a tensión.

### 2.3.5.2.1 CONFIGURACIÓN DEL ELECTRODO

La resistividad del terreno equivale a la resistencia que ofrece al paso de la corriente un cubo de terreno de 1 m de arista.

La resistencia de puesta a tierra para un conductor enterrado horizontalmente formando una malla es:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Dónde:

- h: profundidad de la malla en metros
- $L_T$ : longitud total del conductor enterrado en metros
- A: área ocupada por la malla de tierra en metros cuadrados
- $\rho$ : resistividad del terreno en ohm.m

En caso de falta, la tensión que recibiría una persona que entrase en contacto con alguna parte metálica de un equipo puesto en tensión, sería:

$$V_{cont} = I_D \cdot R_g$$

Comprobando la tensión de paso:

$$V_{paso} = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_D}{L_s}$$

Los diferentes elementos de las ecuaciones son:

$$L_s = 0.75 \cdot L_c + 0.85 \cdot L_R$$

- $\rho$ : resistividad del terreno en ohm.m
- $L_c$  : longitud total del conductor de la malla (m).
- $L_R$  : longitud total de las picas (m).

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2 \cdot h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

$$n_a = \frac{2 \cdot L_c}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4\sqrt{A}}}$$

$n_c = 1$  para mallas rectangulares o cuadradas

$n_d = 1$  para mallas rectangulares

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

- $h$ : profundidad de la malla (m)
- $D$ : espacio entre los conductores paralelos (m)
- $n$ : factor de geometría compuesto por los factores  $n_a$ ,  $n_b$ ,  $n_c$  y  $n_d$

- $L_p$ : longitud del perímetro de la malla (m)
- $A$ : área encerrada por el perímetro de la malla (m<sup>2</sup>)

La sección del conductor se calculará para la máxima corriente de cortocircuito que se da en el lado de Baja Tensión. Una falta en la red no afectará al lado de baja por la conexión YNy0y0 de los transformadores. Al estar en estrella el lado de baja del transformador, pero con neutro aislado, una falta a tierra en la red no pasará a esa zona.

La corriente máxima que puede darse en el lado de baja viene definida por la máxima corriente admisible por el inversor.

Siendo la densidad de corriente, y teniendo en cuenta que la sección del conductor no debe ser menor de 2 AWG (33,63 mm<sup>2</sup>) como establece, la sección será:

$$\frac{I_{CC}}{S} = \frac{k}{\sqrt{t}}$$



### III. MATERIALES Y MÉTODOS

El desarrollo de la presente tesis se realizara mediante el diseño de dos componentes, infraestructura principal en donde se diseñara todos los elementos necesarios para la generación de energía solar fotovoltaica; y la infraestructura complementaria en donde se diseñara los elementos necesarios para que el proyecto en general sea funcional.

Dado que en la mayoría de las aplicaciones fotovoltaicas va a ser preciso la utilización del acumulador, éste deberá cumplir unos requisitos básicos que aseguren el correcto funcionamiento del sistema. Éstos son:

- Garantizar el suministro en las horas en que no existe insolación.
- Asegurar la estabilidad de la tensión para el buen funcionamiento de los equipos que alimenta el grupo solar.
- Proveer de energía a la carga cuando se presentan días con bajo nivel de radiación

#### 3.1 DATOS GENERALES.

##### 3.1.1 UBICACIÓN

La ubicación del proyecto es una zona rural llamada Mucra, ubicada al norte de la ciudad de Juliaca aproximadamente a unos cuatro kilómetros del puente del rio Maravillas.

País: Perú

Departamento: Puno

Provincia: San Román

**Figura N° 24:** Imagen Satelital de ubicación del proyecto.**Coordenadas de diseño:**

Para determinar las coordenadas de diseño ubicaremos las coordenadas centrales del lugar donde se ubicara el proyecto:

**Figura N° 25:** Coordenadas del area del proyecto.

P1 = -15.4104; -70.1344

P2 = -15.4117; -70.1329

P3 = -15.4127; -70.1361

$$P4 = -15.4114; -70.1364$$

$$Pm = (P1x + P2x + P3x + P4x)/4; (P1y + P2y + P3y + P4y)/4$$

$$Pm: \text{Latitud} = -15.411633; \text{Longitud} = -70.134972$$

### 3.1.2 RADIACIÓN SOLAR.

Para determinar la radiación solar en la zona de estudio se recopilara los datos proporcionados por la NASA, Institución Solar Perú, el software METEONORM7 y se realizara un cálculo empírico de la radiación solar.

#### 3.1.2.1 Radiación solar NASA.

Según los datos meteorológicos de la Nasa y suministrando las coordenadas donde se ubicara el proyecto, (NASA, 2017) es que se recogen los siguientes datos:

Coordenadas:

Latitud = -15.411633

Longitud = -70.134972

**Tabla N° 1:** Radiación solar - NASA.

Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m2/day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
5.84	5.84	5.66	5.65	5.63	5.39	5.57	5.94	6.49	6.84	7.01	6.5	6.03

#### 3.1.2.2 Radiación según ATLAS de Energía Solar del Perú

Según los dato suministrado por el SENAMI en el Atlas Solar del Perú tienen como último dato su publicación los suministrados en el 2003, (Atlas de la Energía Solar del Perú, 2017) y tienen como como únicos datos lo siguiente:

Figura N° 26: Radiación en la región Puno según ATLAS de Energía Solar del Perú.

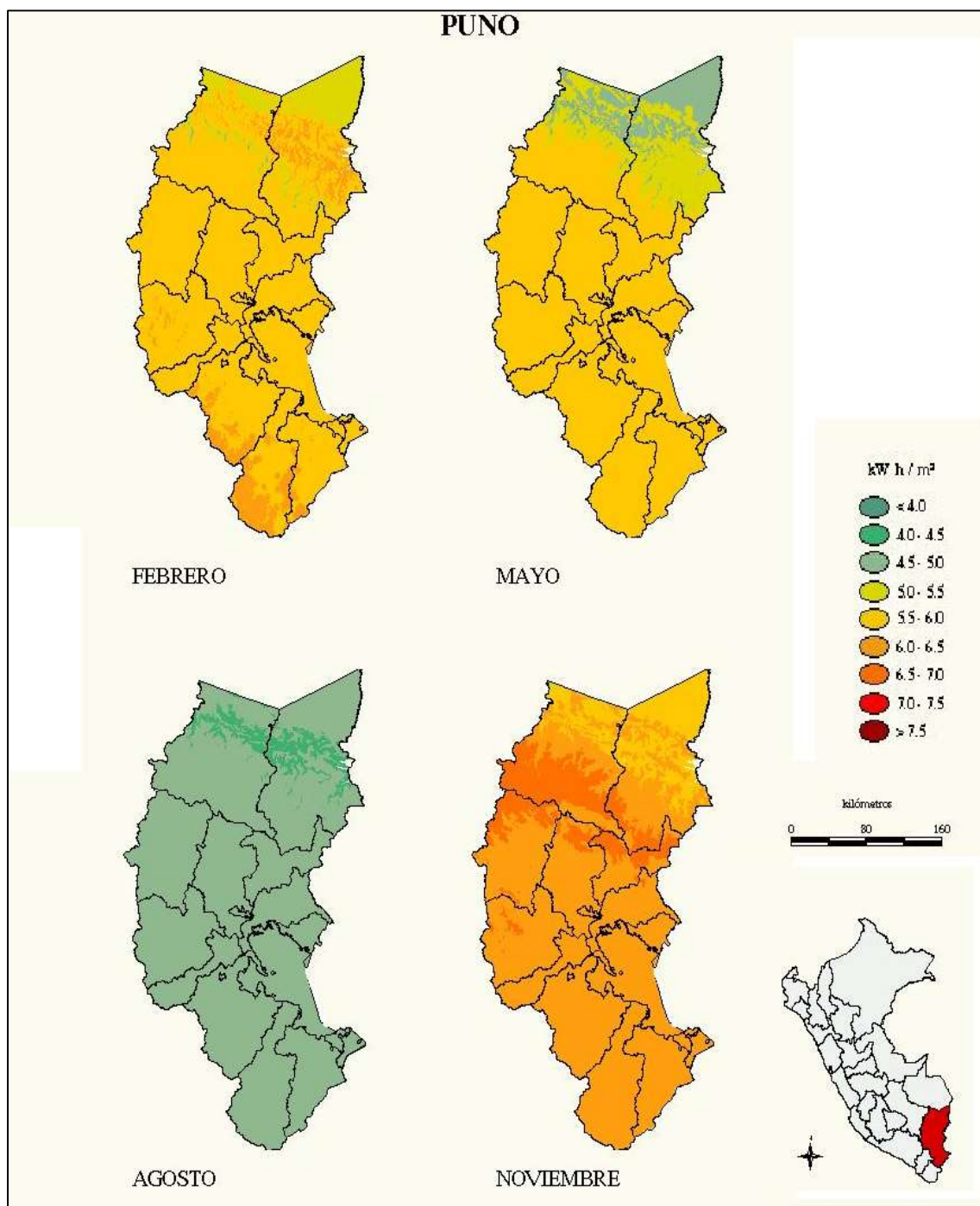


Tabla N° 2: Radiación solar - ATLAS de Energía Solar del Perú.

Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m2/day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
	6.25			6.25			4.75			6.25		5.88

### 3.1.2.3 Radiación solar con Software METEONORM7

Ejecutamos el software (Meteonorm7, 2017).

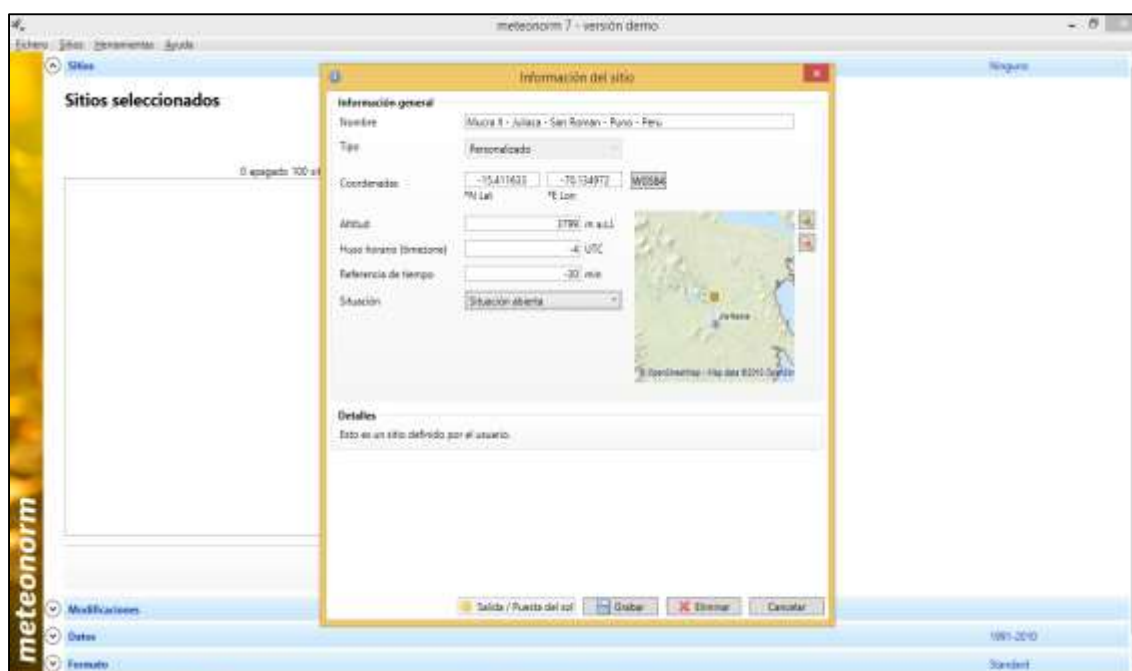


Agregamos un nuevo lugar correspondiente al lugar donde se ubicara el proyecto con las coordenadas:

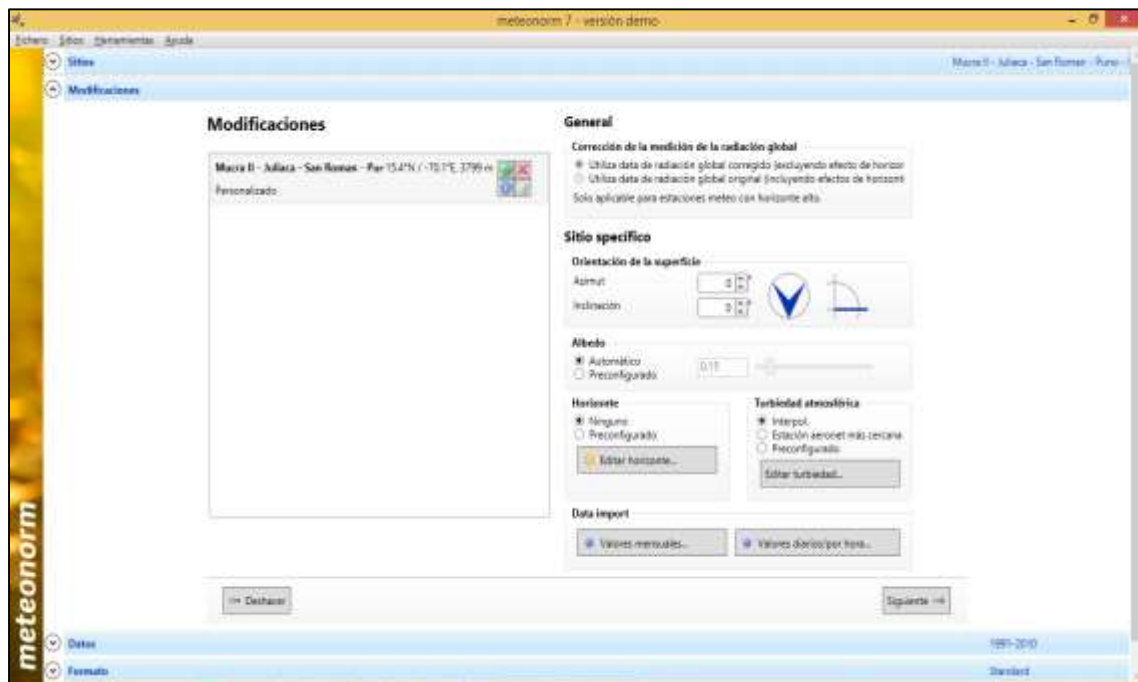
Latitud = -15.411633

Longitud = -70.134972

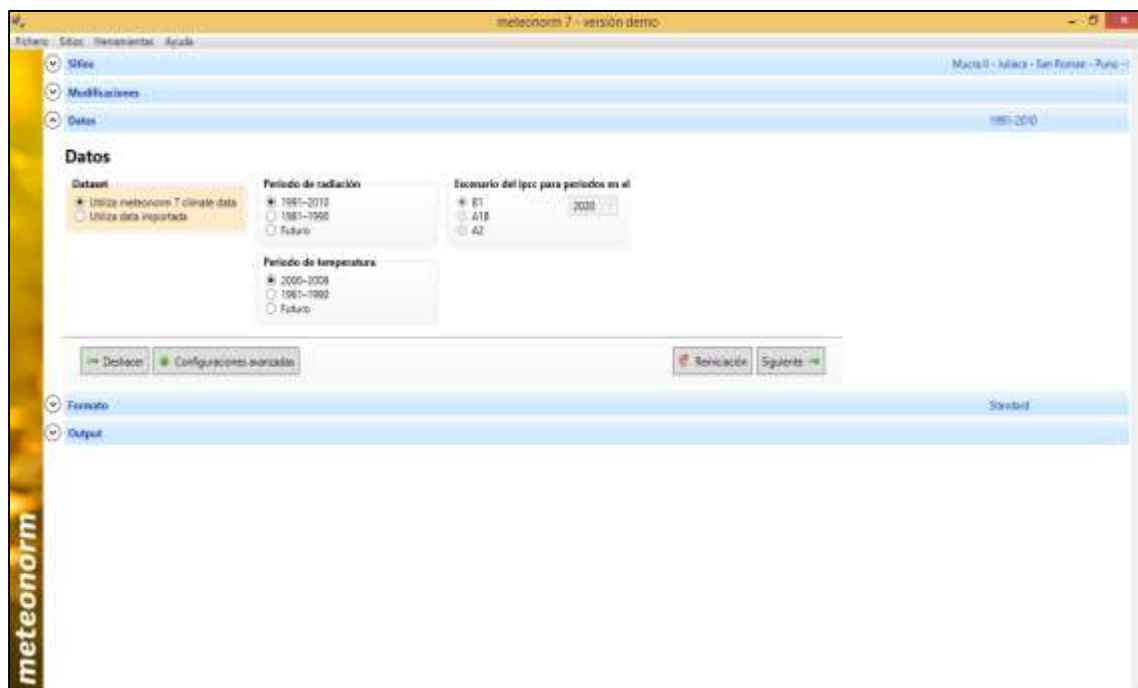
Y como podemos observar el software nos ubica exactamente donde la ubicación del proyecto.



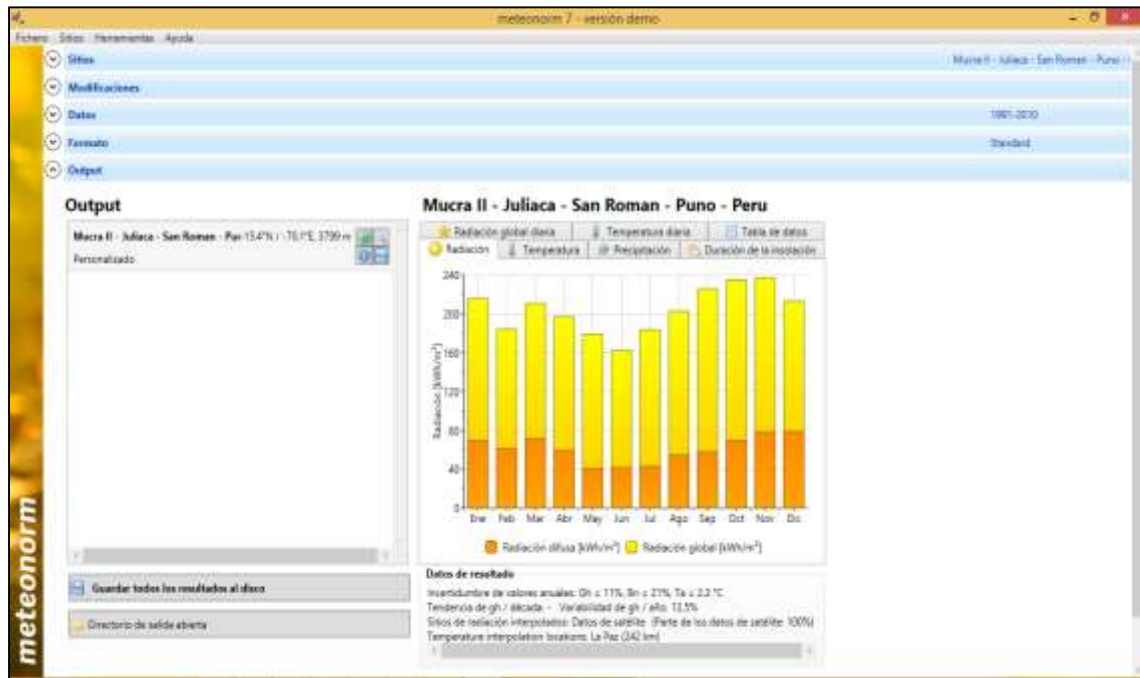
En esta ventana podremos cambiar los valores de azimut e inclinación para obtener diferentes valores de radiación, para el caso dejaremos los parámetros tal cual están para obtener la radiación horizontal de la zona.



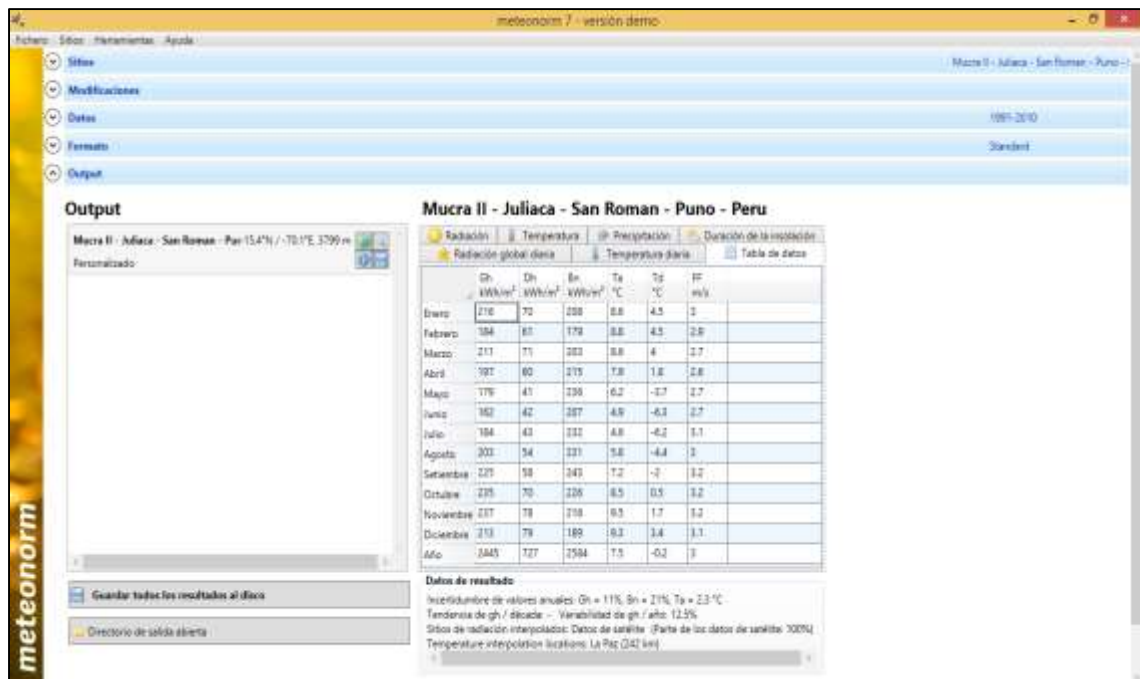
Luego damos clic en Siguiente y nos aparecerá la siguiente ventana:



Luego de ello dar clic en la pestaña Output y se obtendrá todos los datos del sitio escogido para la instalación como se muestra



Para observar de mejor manera los datos se da clic en la pestaña Tabla de datos.



Tenemos la radiación mensual por lo que la dividiremos en el número de días correspondiente a cada mes para obtener la radiación promedio mensual diaria.

Tabla N° 3: Radiación solar - Software METEONORM7.

Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m2/day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
6.10	6.00	5.70	5.80	5.50	5.20	5.20	5.80	6.30	6.60	6.70	6.40	5.94

### 3.1.2.4 Calculo Empírico de Radiación Solar.

En el XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII-SPES) Cusco, se mostró los resultados obtenidos del cálculo de la irradiación diaria media mensual directa y difusa usando las expresiones propuestas por (Liu & Jordan, 2010) y correlaciones obtenidas en la IV conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES\_CLA) (Rage, 2009). Teniendo como datos las coordenadas de cálculo:

Latitud = -15.83

Longitud = -70.02

El cual corresponde a la región Puno

**Tabla N° 4:** Radiación Solar - Calculo Empírico.

Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
6.97	6.57	6.81	6.57	5.77	5.40	5.94	6.55	7.50	7.58	7.90	6.87	6.70

### 3.1.2.5 Radiación Solar de Diseño.

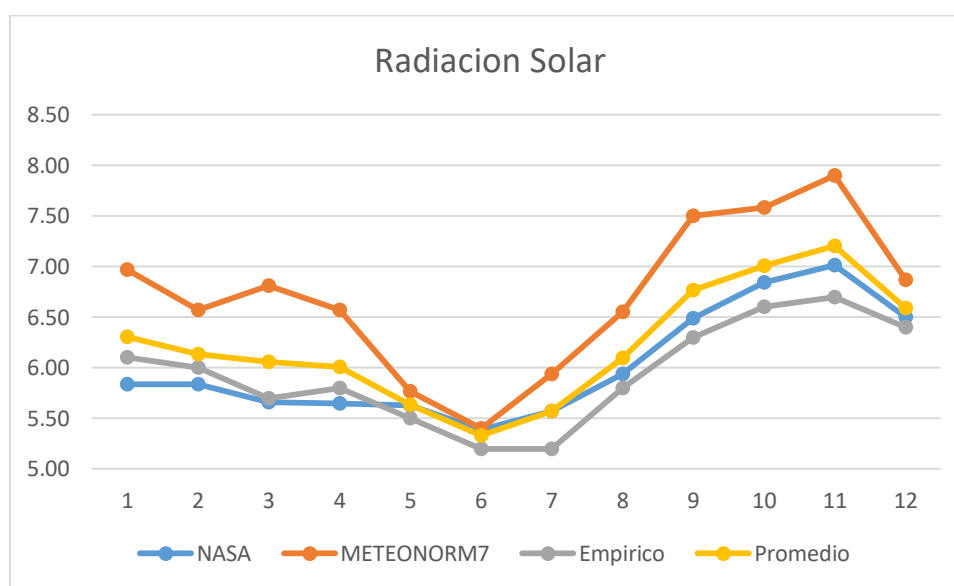
Como podemos observar los datos obtenidos por la NASA, El software METEONORM7 y los obtenidos empíricamente guardan una relación de los valores más proporcionales entre sí, pero los datos del Atlas Solar del Perú se alejan un poco de la correlación con los demás valores además que de caree de datos completos, motivo por el cual para el diseño de planta solar se tomara el promedio aritmético de los valores obtenidos por la NASA, El software METEONORM7 y los obtenidos empíricamente, teniendo el siguiente Tabla:



Tabla N° 5: Primer promedio de radiación solar.

		NASA	METEONORM7	Empírico	Promedio
Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /day)	Enero	5.84	6.97	6.10	6.30
	Febrero	5.84	6.57	6.00	6.14
	Marzo	5.66	6.81	5.70	6.06
	Abril	5.65	6.57	5.80	6.01
	Mayo	5.63	5.77	5.50	5.63
	Junio	5.39	5.40	5.20	5.33
	Julio	5.57	5.94	5.20	5.57
	Agosto	5.94	6.55	5.80	6.10
	Septiembre	6.49	7.50	6.30	6.76
	Octubre	6.84	7.58	6.60	7.01
	Noviembre	7.01	7.90	6.70	7.20
	Diciembre	6.50	6.87	6.40	6.59
Promedio Anual		6.03	6.70	5.94	6.22

Figura N° 27: primera cuera del promedio de radiación solar.

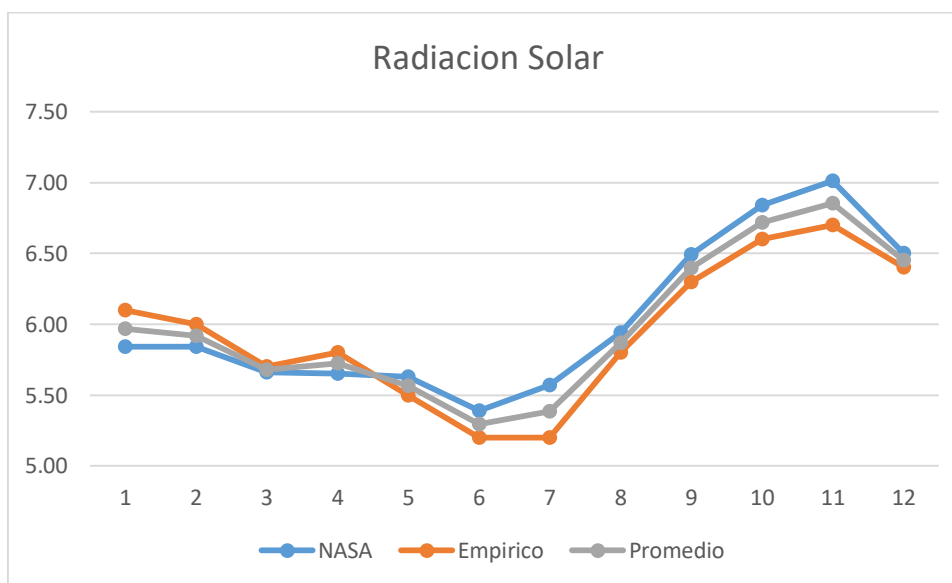


Como podemos observar los datos obtenidos por METEONORM7 van de acuerdo al comportamiento de la radiación a lo largo del año, pero sus valores son superiores a los ofrecidos por las otras dos fuentes, bajo esta consideración únicamente tomaremos los datos obtenidos por las fuentes que nos dan valores más bajos para tener resultados conservadores, entonces tendríamos:

**Tabla N° 6:** Segundo promedio de radiación solar.

		NASA	Empírico	Promedio
Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /day)	Enero	5.84	6.10	5.97
	Febrero	5.84	6.00	5.92
	Marzo	5.66	5.70	5.68
	Abril	5.65	5.80	5.73
	Mayo	5.63	5.50	5.57
	Junio	5.39	5.20	5.30
	Julio	5.57	5.20	5.39
	Agosto	5.94	5.80	5.87
	Septiembre	6.49	6.30	6.40
	Octubre	6.84	6.60	6.72
	Noviembre	7.01	6.70	6.86
	Diciembre	6.50	6.40	6.45
Promedio Anual		6.03	5.94	5.99

**Figura N° 28:** Segunda curva del promedio de radiación solar.



Para el diseño de la planta solar utilizaremos los siguientes valores:

**Tabla N° 7: Radiación solar de diseño.**

Radiación incidente en una superficie horizontal (kWh/m <sup>2</sup> /day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
5.97	5.92	5.68	5.73	5.57	5.30	5.39	5.87	6.40	6.72	6.86	6.45	5.99

### 3.1.3 RADIACIÓN SOLAR DIFUSA

#### 3.1.3.1 Radiación Solar Difusa NASA

Según los datos meteorológicos de la Nasa y suministrando las coordenadas donde se ubicara el proyecto, (NASA, 2017) que se recogen los siguientes datos:

Coordenadas:

Latitud = -15.411633

Longitud = -70.134972

**Tabla N° 8:** Radiación Solar Difusa NASA.

Radiación Difusa (kWh/m <sup>2</sup> /day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
2.44	2.36	2.07	1.55	0.98	0.78	0.82	1.15	1.52	1.89	2.09	2.29	1.66

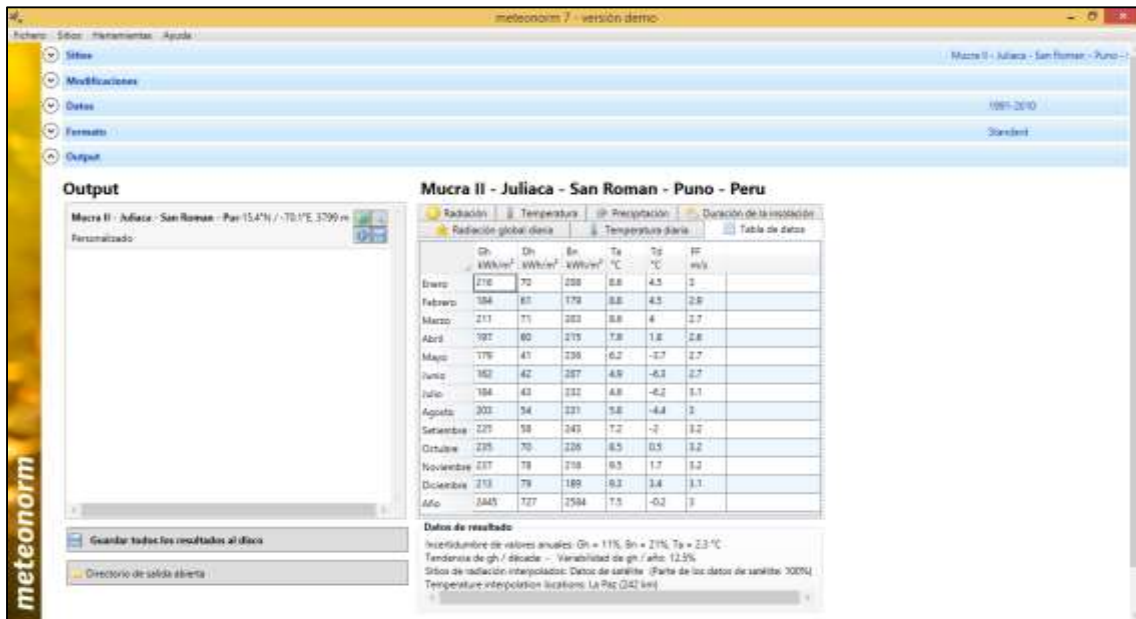
#### 3.1.3.2 Radiación Solar Difusa Según ATLAS de Energía Solar del

##### Perú

El Atlas solar del Perú no proporciona información ni datos sobre la radiación difusa.

#### 3.1.3.3 Radiación Solar Difusa con Software METEONORM7

De la misma forma en que se obtuvo los datos de la radiación solar (Meteonorm7, 2017), en la misma tabla podemos observar la radiación solar difusa tal como se puede ver en la siguiente imagen.



Tenemos la radiación difusa mensual por lo que la dividiremos en el número de días correspondiente a cada mes para obtener la radiación difusa promedio mensual diaria.

**Tabla N° 9: Radiación Solar Difusa - Software METEONORM7.**

Radiación Difusa (kWh/m <sup>2</sup> /day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
2.26	2.18	2.29	2.00	1.32	1.40	1.39	1.74	1.93	2.26	2.60	2.55	1.99

### 3.1.3.4 Radiación Solar Difusa de Diseño

Como podemos observar los datos proporcionados por la Nasa sobre la radiación solar difusa, son más conservadores que las suministradas por el software METEONORM7, motivo por el cual tomaremos en consideración los datos suministrados por la Nasa, entonces para el diseño tendríamos:

**Tabla N° 10: Radiación Solar Difusa de Diseño.**

Radiación Difusa (kWh/m <sup>2</sup> /day)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
2.44	2.36	2.07	1.55	0.98	0.78	0.82	1.15	1.52	1.89	2.09	2.29	1.66

### 3.1.4 TEMPERATURA EXTERIOR MEDIA.

#### 3.1.4.1 Temperatura Media según NASA

Según los datos meteorológicos de la Nasa y suministrando las coordenadas donde se ubicara el proyecto (NASA, 2017), se recogen los siguientes datos:

Coordenadas:

Latitud = -15.411633

Longitud = -70.134972

**Tabla N° 11:** Temperatura Media - NASA.

Temperatura Media Exterior (°C)													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
Tmin	5.71	5.17	4.91	3.86	0.18	-1.97	-2.64	-0.96	1.37	3.44	4.84	5.75	2.47
Tmax	21.90	21.50	22.20	22.10	24.40	24.0	25.30	28.00	29.10	29.80	28.60	24.70	25.13
	13.81	13.34	13.56	12.98	12.29	11.02	11.33	13.52	15.24	16.62	16.72	15.23	13.80

#### 3.1.4.2 Temperatura Media según SENAMHI

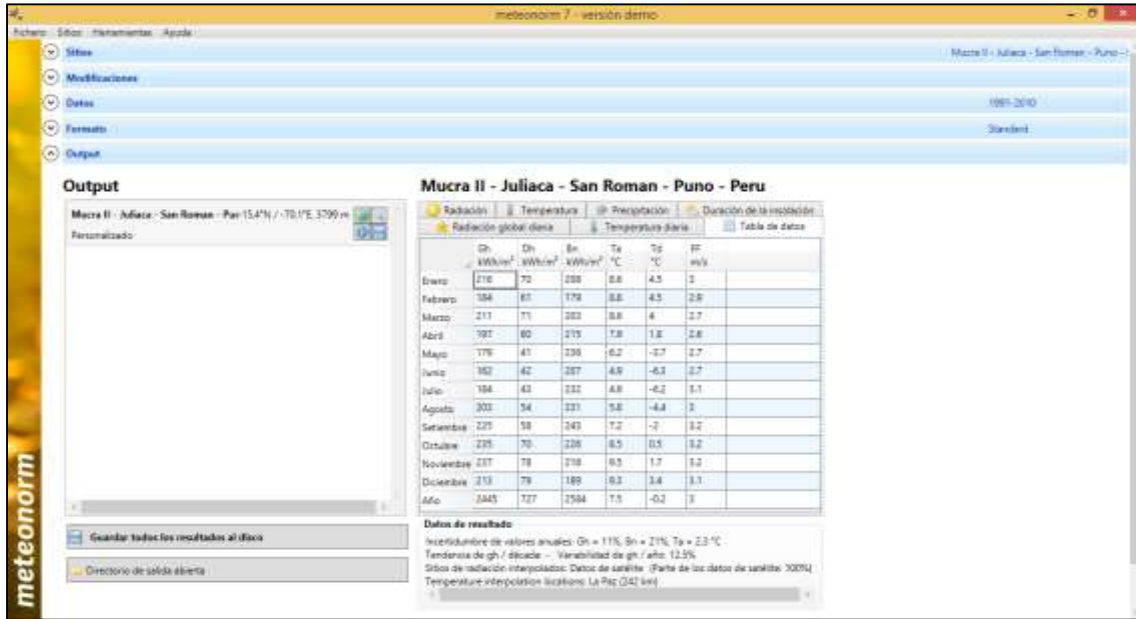
SENAHMI presenta los siguientes datos para la ciudad de Juliaca (SENAHMI, 2017), los cuales fueron considerados para el diseño por la cercanía con la zona de estudio, siendo los siguientes datos:

**Tabla N° 12:** Temperatura Media - SENAMHI.

Temperatura Media Exterior (°C)													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
Tmin	3.60	3.50	3.10	0.70	-3.90	-6.40	-7.40	-5.10	-1.90	0.60	1.80	3.10	-0.69
Tmax	16.80	16.50	16.80	17.20	17.10	16.40	16.10	17.00	17.60	18.50	18.70	17.50	17.18
	10.20	10.00	9.95	8.95	6.60	5.00	4.35	5.95	7.85	9.55	10.25	10.30	8.25

#### 3.1.4.3 Temperatura Media con Software METEONORM7

De la misma forma en que se obtuvo los datos de la radiación solar (Meteonorm7, 2017), en la misma tabla podemos observar la temperatura media exterior (Ta), tal como se puede ver en la siguiente imagen.



Obteniendo los siguientes datos:

**Tabla N° 13:** Temperatura Media - Software METEONORM7.

Temperatura Media Exterior (°C)													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
Tmin	4.50	4.50	4.00	1.80	-3.70	-6.30	-6.20	-4.40	-2.00	-5.00	1.70	3.40	-0.64
	8.60	8.80	8.60	7.90	6.20	4.90	4.60	5.80	7.20	8.50	9.50	9.30	7.49

### 3.1.4.4 Calculo Empírico de Temperatura Media.

En el IV conferencia Latino Americana de Energía Solar (IV ISES\_CLA) (Rage, 2009) y XVII Simposio Peruano de Energía Solar (XVII-SPES) (Liu & Jordan, 2010), se mostró los resultados obtenidos del cálculo de temperatura ambiente suponiendo que evoluciona de acuerdo con dos semi-ciclos de dos funciones coseno.

Teniendo como datos las coordenadas de cálculo:

Latitud = -15.83

Longitud = -70.02

El cual corresponde a la región Puno, de las cuales obtuvieron los siguientes datos:

**Tabla N° 14:** Temperatura Media - Calculo Empírico.

Temperatura Media Exterior (°C)													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
Tmin	3.00	2.80	2.40	-0.80	-3.10	-4.20	-4.50	-3.40	-2.30	0.10	0.90	1.80	-0.61
Tmax	17.70	17.40	16.60	16.50	16.70	16.30	15.50	16.70	17.60	17.80	18.10	18.00	17.08
	10.35	10.10	9.50	7.85	6.80	6.05	5.50	6.65	7.65	8.95	9.50	9.90	8.23

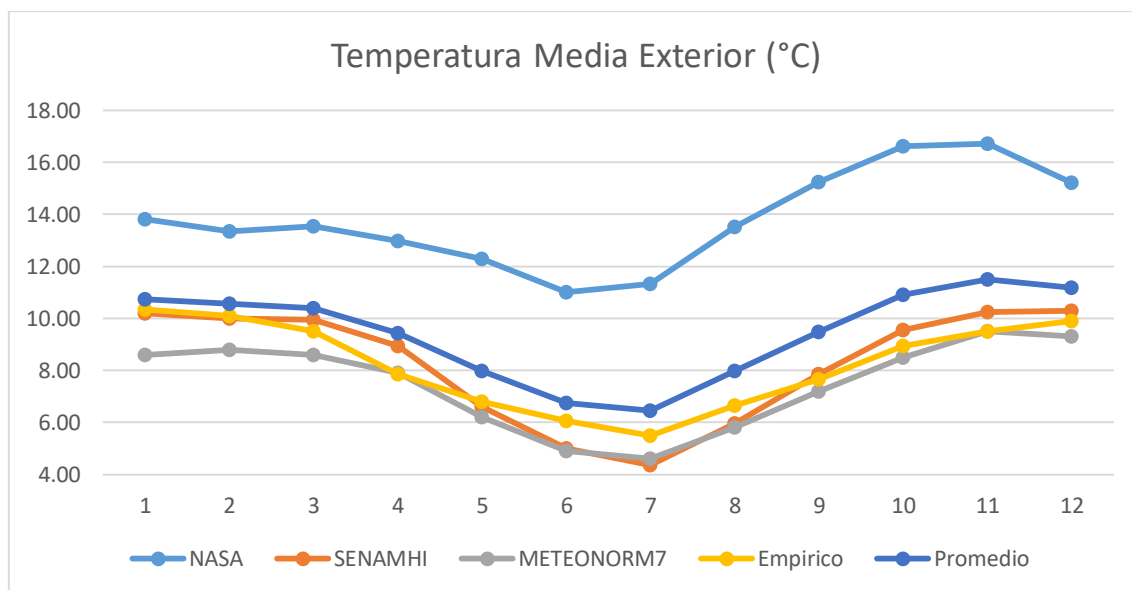
### 3.1.4.5 Temperatura Media de Diseño.

Para determinar la Temperatura Media de Diseño se realizara un promedio aritmético de los todos los datos obtenidos por las diferentes fuentes, teniendo como resultado:

**Tabla N° 15:** Primera Temperatura Media Promedio.

		NASA	SENAMHI	METEONORM7	Empírico	Promedio
Temperatura Media Exterior (°C)	Enero	13.81	10.20	8.60	10.35	10.74
	Febrero	13.34	10.00	8.80	10.10	10.56
	Marzo	13.56	9.95	8.60	9.50	10.40
	Abril	12.98	8.95	7.90	7.85	9.42
	Mayo	12.29	6.60	6.20	6.80	7.97
	Junio	11.02	5.00	4.90	6.05	6.74
	Julio	11.33	4.35	4.60	5.50	6.45
	Agosto	13.52	5.95	5.80	6.65	7.98
	Septiembre	15.24	7.85	7.20	7.65	9.48
	Octubre	16.62	9.55	8.50	8.95	10.91
	Noviembre	16.72	10.25	9.50	9.50	11.49
	Diciembre	15.23	10.30	9.30	9.90	11.18
Promedio Anual	13.80	8.25	7.49	8.23	9.44	

Figura N° 29: Primera Curva de Temperatura Media Promedio.



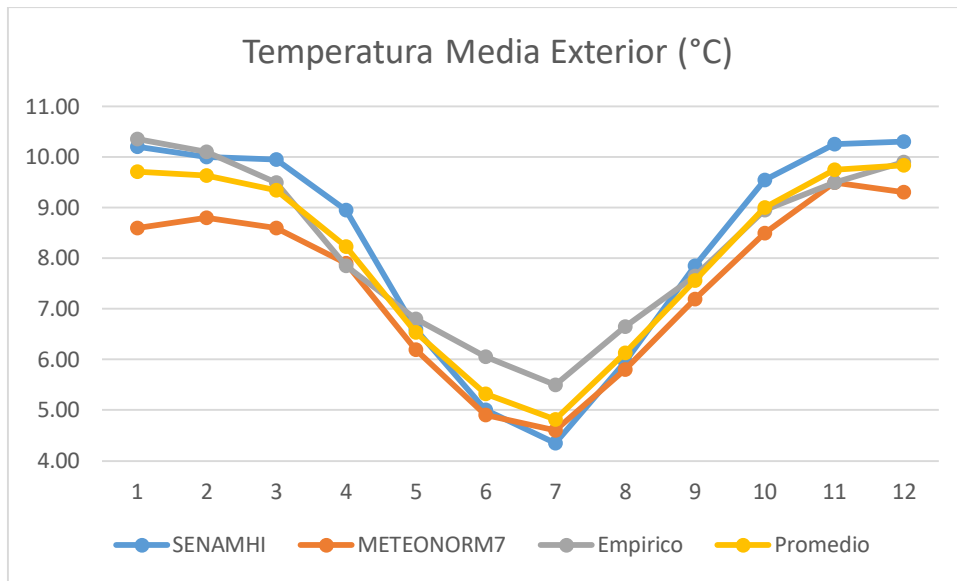
Como podemos observar en el gráfico, los datos suministrados por la base de datos de la Nasa son superiores a los obtenidos por las otras fuentes, alterando notoriamente el promedio general de los datos, motivo por el cual estos datos serán excluidos para la obtención de la Temperatura Media Exterior, teniendo el siguiente Tabla.

Tabla N° 16: Segunda Temperatura Media Promedio.

		SENAMHI	METEONORM7	Empírico	Promedio
Temperatura Media Exterior (°C)	Enero	10.20	8.60	10.35	9.72
	Febrero	10.00	8.80	10.10	9.63
	Marzo	9.95	8.60	9.50	9.35
	Abril	8.95	7.90	7.85	8.23
	Mayo	6.60	6.20	6.80	6.53
	Junio	5.00	4.90	6.05	5.32
	Julio	4.35	4.60	5.50	4.82
	Agosto	5.95	5.80	6.65	6.13
	Septiembre	7.85	7.20	7.65	7.57
	Octubre	9.55	8.50	8.95	9.00
	Noviembre	10.25	9.50	9.50	9.75
	Diciembre	10.30	9.30	9.90	9.83
Promedio Anual		8.25	7.49	8.23	7.99



**Figura N° 30:** Segunda Curva de Temperatura Media Promedio.



De acuerdo a los cálculos para el diseño se considerara la Temperatura Media Exterior según el siguiente Tabla:

**Tabla N° 17:** Temperatura Media de Diseño.

Temperatura Media Exterior (°C)													
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
Tmin	3.70	3.60	3.17	0.57	-3.57	-5.63	-6.03	-4.30	-2.07	-1.43	1.47	2.77	-0.65
Tmax	15.73	15.67	15.53	15.90	16.63	16.27	15.67	16.57	17.20	19.43	18.03	16.90	16.63
	9.72	9.63	9.35	8.23	6.53	5.32	4.82	6.13	7.57	9.00	9.75	9.83	7.99

### 3.1.5 VELOCIDAD DEL VIENTO.

#### 3.1.5.1 Velocidad del Viento según NASA.

Según los datos meteorológicos de la Nasa y suministrando las coordenadas donde se ubicara el proyecto (NASA, 2017), se recogen los siguientes datos:

Coordenadas:

Latitud = -15.411633

Longitud = -70.134972

**Tabla N° 18:** Velocidad del Viento - NASA.

Velocidad del Viento (m/s)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
2.64	2.69	2.58	2.69	2.95	3.25	3.44	3.22	3.22	3.00	2.88	2.77	2.94

### 3.1.5.2 Velocidad del Viento Aeropuerto Manco Capac de Juliaca

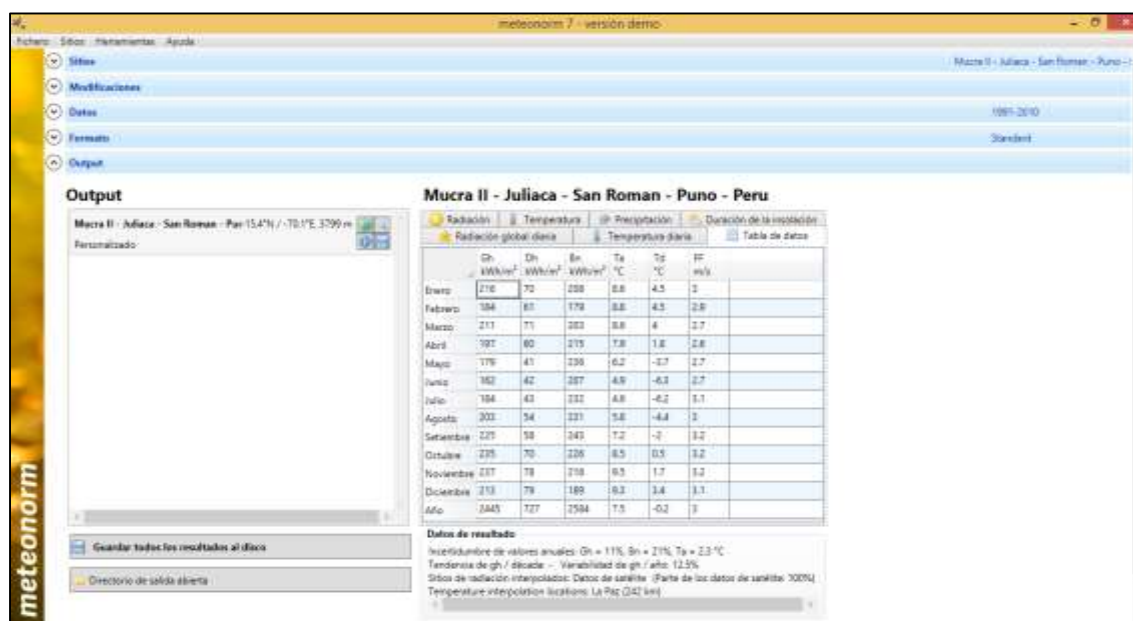
Para determinar la velocidad del viento podemos tomar los datos recogidos en el aeropuerto de la ciudad de Juliaca (CORPAC, 2017), en cual se encuentra a una altura de 3827 m.s.n.m., además se encuentra muy cerca del lugar donde se ubicara el proyecto, de donde obtenemos los siguientes datos:

**Tabla N° 19:** Velocidad del Viento - Aeropuerto Manco Capac de Juliaca.

Velocidad del Viento (m/s)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
2.53	2.36	2.14	2.14	1.94	1.75	2.00	2.19	2.64	2.69	2.56	2.64	2.30

### 3.1.5.3 Velocidad del Viento con Software METEONORM7

De la misma forma en que se obtuvo los datos de la radiación solar (Meteonorm7, 2017), en la misma tabla podemos observar la velocidad del viento (m/s), tal como se puede ver en la siguiente imagen.



Obteniendo los siguientes datos:

**Tabla N° 20:** Velocidad del Viento con Software METEONORM7.

Velocidad del Viento (m/s)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
3.00	2.65	2.47	2.48	2.53	2.57	2.85	2.80	3.02	2.96	2.88	2.84	2.73

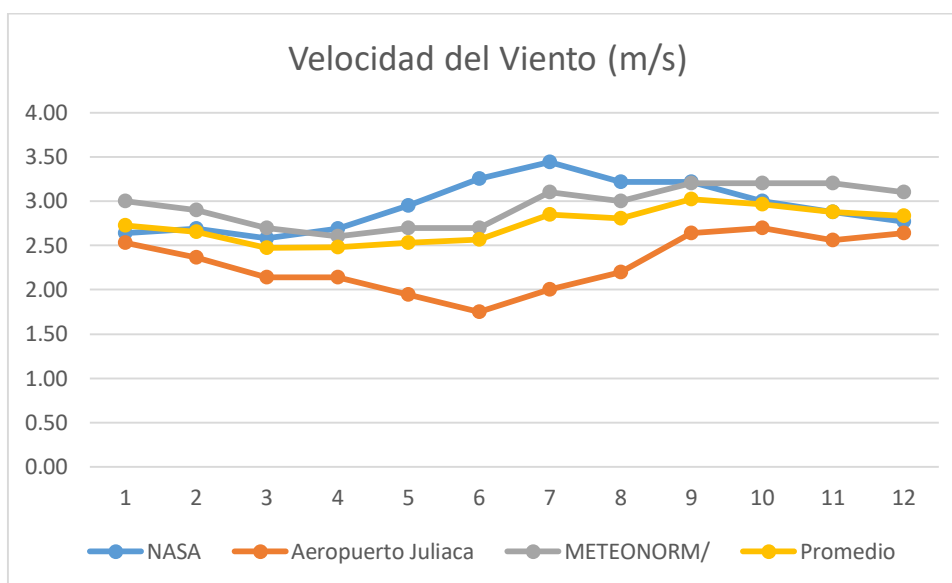
### 3.1.5.4 Velocidad del Viento de Diseño.

Para determinar la Temperatura Media de Diseño se realizara un promedio aritmético de los todos los datos obtenidos por las diferentes fuentes, teniendo como resultado:

**Tabla N° 21:** Velocidad del Viento de Promedio.

		NASA	Aeropuerto Juliaca	METEONORM/	Promedio
Velocidad del Viento (m/s)	Enero	2.64	2.53	3.00	2.72
	Febrero	2.69	2.36	2.90	2.65
	Marzo	2.58	2.14	2.70	2.47
	Abril	2.69	2.14	2.60	2.48
	Mayo	2.95	1.94	2.70	2.53
	Junio	3.25	1.75	2.70	2.57
	Julio	3.44	2.00	3.10	2.85
	Agosto	3.22	2.19	3.00	2.80
	Septiembre	3.22	2.64	3.20	3.02
	Octubre	3.00	2.69	3.20	2.96
	Noviembre	2.88	2.56	3.20	2.88
	Diciembre	2.77	2.64	3.10	2.84
Promedio Anual		2.94	2.30	2.95	2.73

**Figura N° 31:** Curva de la Velocidad del Viento de Promedio.



Nótese que los valores obtenidos por las diferentes fuentes son variantes, esto debido a que la velocidad del viento varía de acuerdo a factores como la topografía, microclimas, microrregiones y las eventualidad extremas, motivo por el cual las bases de datos climatológicas toman representaciones de grandes áreas para representar la velocidad del viento, teniendo esto en cuenta podemos determinar que el promedio representa los valores para el diseño, tomando en cuenta que la velocidad del viento no es un factor de mayor incidencia en el diseño de la planta solar, entonces la Velocidad del Viento de Diseño (m/s) es:

**Tabla N° 22:** Velocidad del Viento de Diseño.

Velocidad del Viento (m/s)												
Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	P. Anual
2.72	2.65	2.47	2.48	2.53	2.57	2.85	2.80	3.02	2.96	2.88	2.84	2.73

### 3.2 INFRAESTRUCTURA PRINCIPAL

La selección y diseño de todos los elementos del proyecto deberán cumplir con ser funcionales, de calidad y económicos, siendo estos los parámetros que deben cumplir todo proyecto de ingeniería.

### 3.2.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

#### 3.2.1.1 Selección de Panel

Para la selección del panel fotovoltaico primero se identificara los proveedores principales que se tienen en el país siendo los siguientes:

- Energías Renovables Perú
- Entelin
- Proviento

Una vez identificados los proveedores seleccionamos los paneles que tengan las siguientes características que garanticen su funcionalidad:

- Paneles monocristalinos y policristalinos.
- Paneles rígidos.
- Los paneles con la mayor potencia de salida, pues a mayor potencia mayor tamaño de modulo por lo tanto mayor eficiencia de espacio en los módulos.

A continuación se muestra una tabla con los módulos seleccionados ofrecidos por los proveedores y de acuerdo a las características solicitadas para el diseño.

**Tabla N° 23:** Características de módulos seleccionados.

Proveedor	Tipo	Modulo	Potencia de Salida (Pmax) W	Dimensiones		
				Largo	Ancho	Alto
Energías Renovables Perú	Monocristalino	CNBM Solar Monocrystalline Series I	120	1210	670	30
	Policristalino	CNBM Solar Polycrystalline Series II	250	1638	982	40
Entelin	Policristalino	YGE 60 Cell 40mm SERIES - YL250P-29b	250	1650	990	40
Proviento	Monocristalino	SIMAX 156 Solarmodule - M	250	1640	992	50/40
	Policristalino	SIMAX 156 Solarmodule - P	250	1640	992	50/40

Como podemos identificar entre los módulos seleccionados cuatro de ellos cumplen con todas las características necesarias, por lo que los seleccionaremos de acuerdo a la calidad, teniendo el siguiente Tabla:

**Tabla N° 24:** Módulos seleccionados que cumplen las características deseadas.

Proveedor	Tipo	Modulo	Certificados
Energías Renovables Perú	Policristalino	CNBM Solar Polycrystalline Series II	EIC, Tuv Rheinland, CE
Entelin	Policristalino	YGE 60 Cell 40mm SERIES - YL250P-29b	TUV Rheinland, CE,DNV, Association PV CYCLE
Proviento	Monocristalino	SIMAX 156 Solarmodule - M	MCS, BUREAU VERITAS certification, ISO, Photon, CE, IEC, Clean Energy Council Accredited, TUV Rheinland
	Policristalino	SIMAX 156 Solarmodule - P	MCS, BUREAU VERITAS certification, ISO, Photon, CE, IEC, Clean Energy Council Accredited, TUV Rheinland

Los módulos que ofrecen mayor garantía de calidad por la cantidad de certificaciones son los ofrecidos por Proviento, motivo por el cual seleccionaremos el modulo definitivo de acuerdo al de precio, siendo los siguientes:

**Tabla N° 25:** Modulo seleccionado.

Proveedor	Tipo	Modulo	P.U. USD
Proviento	Monocristalino	SIMAX 156 Solarmodule - M	350
	Policristalino	SIMAX 156 Solarmodule - P	290

Entonces de acuerdo a las condiciones de funcionalidad, calidad y economía el modulo a utilizar será el SIMAX 156 Solarmodule – Policristalino, teniendo las siguientes características:

**Tabla N° 26:** Especificaciones del módulo seleccionado.

<b>Características Mecánicas</b>	
Celdas solares	Policristalina silicon 156x156 (mm)
N° de celdas	60 (6 x 10)
Dimensiones	1640 x 992 x 40/50 (mm)
Peso	20 kg
Vidrio frontal	3.2 mm (0.13 pulgadas) vidrio templado
Marco	Aleación de aluminio anodizado

<b>Salida</b>	
Tipo de cable	$\varnothing = 4 \text{ mm}^2$
Longitudes	L = 900 mm
Caja de conexiones	PV - JB003 MC4

<b>Coefficientes de Temperatura</b>	
Temperatura de la célula de funcionamiento nominal (TONC)	$45 \pm 2 \text{ }^\circ\text{C}$
Coefficiente de temperatura de (Pmax)	-0.39%/°C
Coefficiente de temperatura de (Voc)	-0.34%/°C
Coefficiente de temperatura de (Isc)	0.035%/°C

<b>Parámetros</b>	
Potencia de salida (Pmax)	250 W
Tolerancia ( $\Delta P_{\text{max}}$ )	$D \sim \pm 3\%$
Eficiencia de modulo ( $\eta_m$ )	15.2%
Tensión en circuito abierto (Voc)	37.8
Tensión en Pmax (Vmpp)	30.5
Intensidad en Pmax (Impp)	8.20
Intensidad en cortocircuito (Isc)	8.85

### 3.2.1.2 Orientación, Inclinación y Separación de Paneles

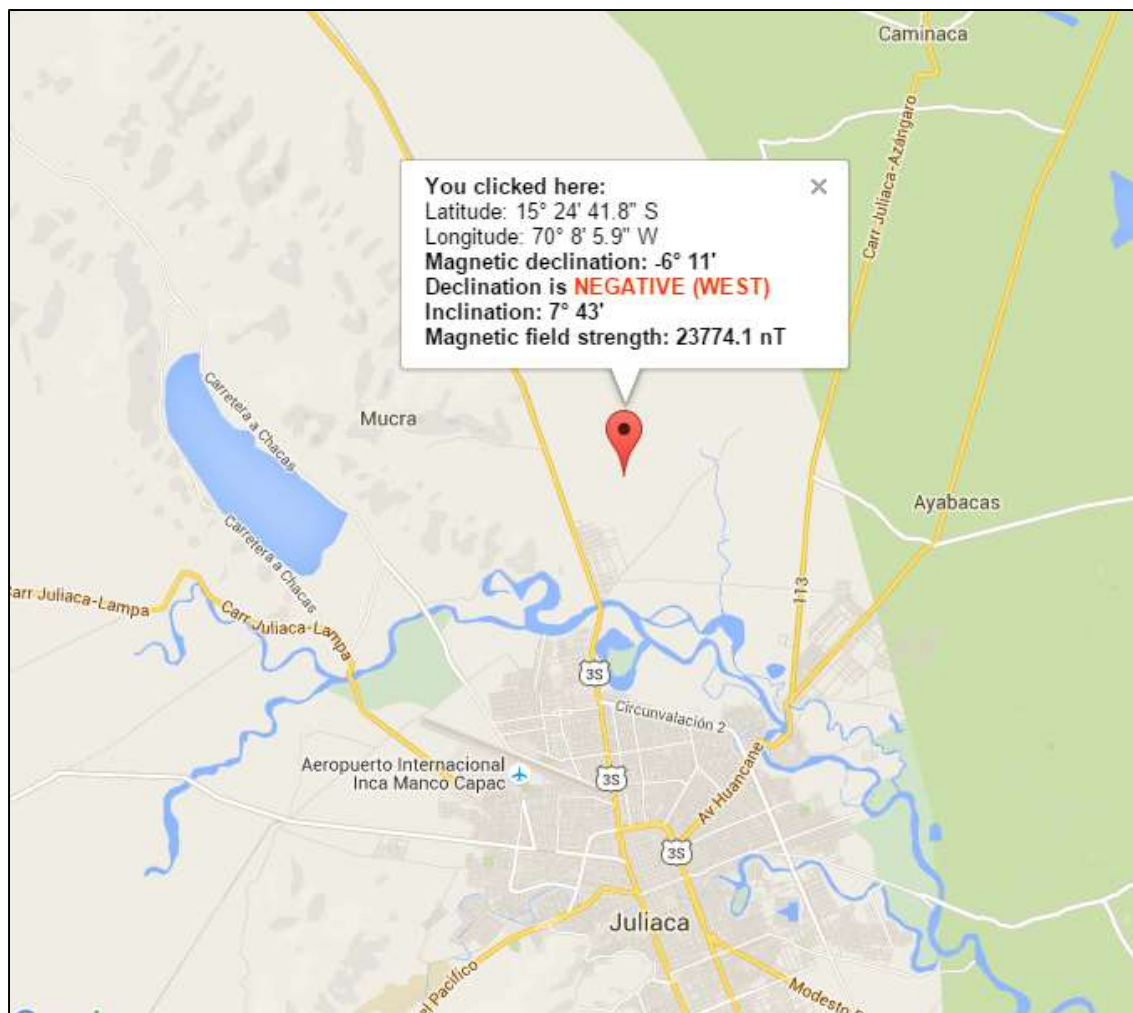
**Orientación**, los paneles solares deberán tener una orientación siempre dirigidos hacia el norte, para aprovechar al máximo la el tiempo de exposición solar además de tener un manejo de la inclinación del panel.

La orientación no tiene que ser demasiado exacta pues los niveles de aprovechamiento a lo que contribuye este detalle, que son en el momento de amanecida y oscurecimiento los niveles de radiación son mínimos.

Para trazar la dirección orientación de los paneles realizaremos una corrección al

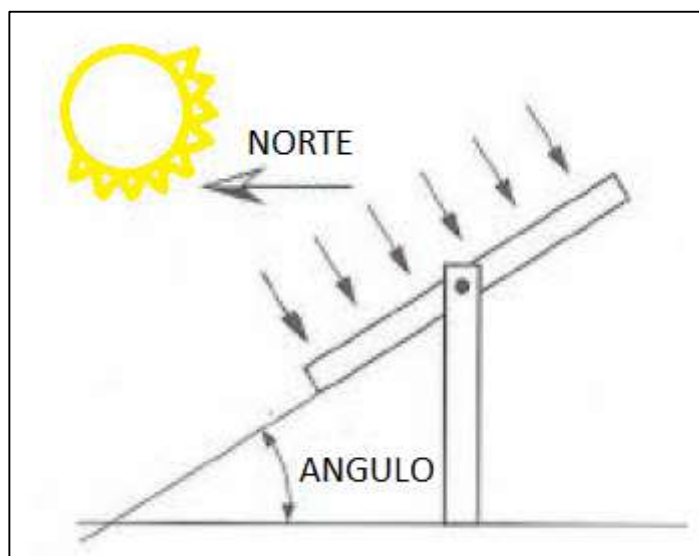
norte magnético establecido con la declinación magnética correspondiente al presente año, entonces:

**Figura N° 32:** Inclinación de los paneles fotovoltaicos.



Declinación Magnética =  $-6^{\circ}11'$



**Figura N° 33: Posicionamiento del panel.**

**Inclinación**, para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se tiene dos expresiones.

Para determinar la inclinación óptima de una superficie fija se usa una fórmula basada en análisis estadísticos de radiación solar anual sobre superficies con diferentes inclinaciones situadas en lugares de diferentes latitudes, que proporciona la inclinación óptima en función de la latitud del lugar

$$\beta_{opt} = 3.7 + 6.9 \cdot |\varphi|$$

Donde:

$\beta_{opt}$  = ángulo de inclinación óptima (grados)

$\varphi$  = latitud del lugar, sin signo (grados)

Entonces:

$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \cdot |-15.411633|$$

$$\beta_{opt} = 14.33 \cong 15.00$$

En la práctica también se utilizan expresiones, basadas en la experiencia y la observación, que proporcionan la inclinación óptima en función del periodo de tiempo y el uso que se le va a dar al generador fotovoltaico.

**Tabla N° 27:** Tipos de instalación.

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación de energía	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \varphi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \varphi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno)	$\beta_{opt} = \varphi + 10$

Entonces:

$$\beta_{opt} = \varphi - 10$$

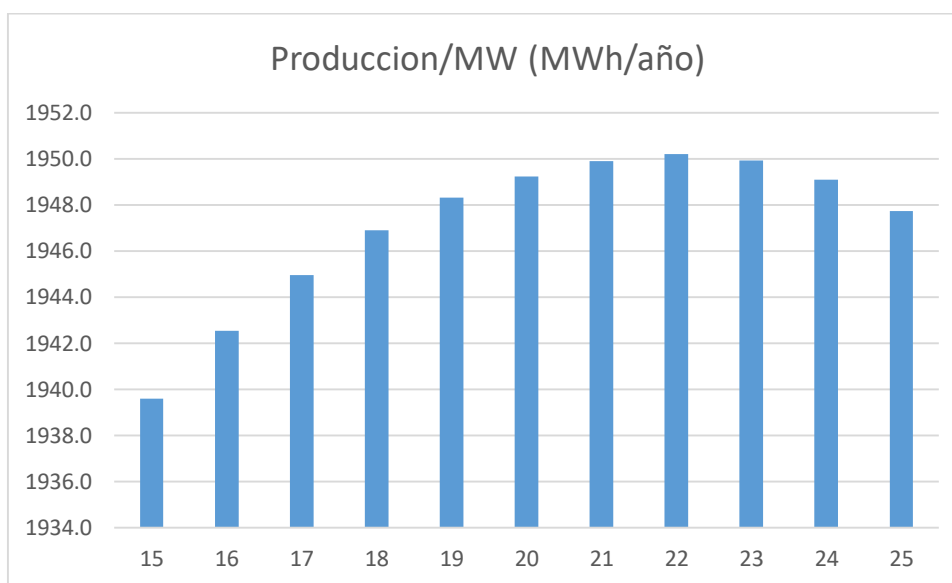
$$\beta_{opt} = -15.41 - 10 = -25.41 \cong 25.00$$

De este modo realizaremos las simulaciones con el programa PVSyst en torno a estos valores calculados. Se realiza la simulación para diferentes valores del ángulo de inclinación, y se obtienen los siguientes valores de producción anual para el módulo de 1MW:

**Tabla N° 28:** Inclinación / Producción MWh.

Inclinación (grados)	Producción/MW (MWh/año)
15	1939.6
16	1942.5
17	1945.0
18	1946.9
19	1948.3
20	1949.2
21	1949.9
22	1950.2
23	1949.9
24	1949.1
25	1947.7

**Figura N° 34:** Producción / MW.

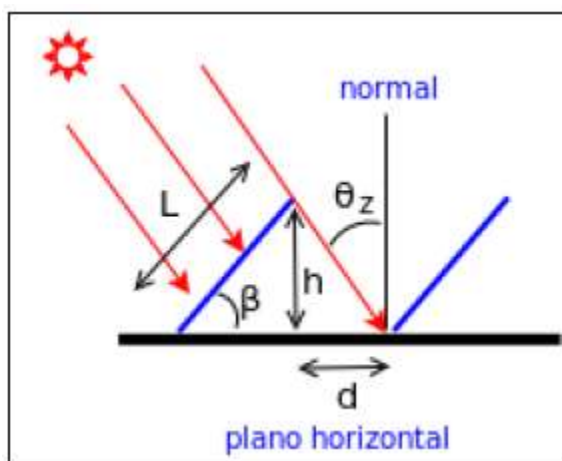


En ángulo de inclinación óptimo para el panel será:

$$\beta_{opt} = 22^\circ$$

*Separación*, la separación de paneles fijos se representa en la siguiente imagen:

**Figura N° 35:** Separación de Paneles.



Por lo que primero debemos hallar el factor de sombreado ( $K_s$ )

$$K_s = \tan \theta_z$$

De donde:

$$\theta_z = \arccos(\sin \delta \sin \varphi + \cos \delta \cos \varphi \cos \omega)$$

Donde:

$\delta$ : Declinación solar, el eje de rotación de la tierra forma un ángulo aproximadamente constante de  $-23.45^\circ$  con respecto a la normal del plano orbital.

$\varphi$ : Latitud, en nuestro caso es  $-15.41^\circ$

$\omega$ : Angulo horario, para nuestro caso el valor será  $\pi/6$  pues para calcular la distancia mínima que debe separar las filas de los colectores paralelos es que no haya sombreado dos horas solares antes y después del mediodía solar.

$$\theta_z = 131.27^\circ, \text{ cambiamos de cuadrante}$$

$$\theta_z = 180.00^\circ - 131.27^\circ = 48.73^\circ$$

Entonces,

$$K_s = \tan \theta_z = \tan 48.73^\circ = 1.14$$

Por geometría para determinar d:

$$d = K_s \cdot L \cdot \sin \beta$$

$$d = 1.14 \cdot 1.64 \cdot \sin(22^\circ) = 0.70m$$

### 3.2.2 INVERSOR.

Para la selección del inversor se seguirá el mismo procedimiento de los paneles fotovoltaicos para garantizar la funcionalidad, calidad y economía de los inversores.

Para la funcionalidad del proyecto los inversores deberán:

- Ser en cadena, pues a diferencia de los inversores centrales los inversores en cadena son mucho más fáciles su montaje, traslado e instalación.
- Se seleccionara el inversor de mayor potencia nominal.

De los principales proveedores podemos seleccionar identificar los siguientes productos de acuerdo a las características solicitadas, tal como se muestra en el siguiente Tabla:

**Tabla N° 29:** Inversores seleccionados.

Proveedor	Inversor	Potencia (W)	Peso (Kg)	N° de Conexiones	Rendimiento Máximo
Energías Renovables Perú	Phoenix Victron 5000W	5000	30	3	94/95%
Proviento	Inversor SMA SUNNY BOY 10000TL-US	10350	35	5	98%

El inversor de mayor potencia y además garantiza su potencia al 98% es el Inversor SMA SUNNY BOY 10000TL-US, el cual se utilizara teniendo las siguientes características:

**Tabla N° 30:** Características del Inversor.

Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC	10350 W
Tensión máxima de CC	700 V
Rango de tensión fotovoltaica, MPPT ( $V_{MPP}$ )	333V - 500V
Corriente máxima de entrada	32 A
Número de seguidores MPP	1
Número máximo de Strings (en paralelo)	5

Salida (CA)	
Potencia nominal de CA	10000W
Potencia máxima de CA	10000W
Corriente máxima de salida	44A
Tensión nominal CA	220V - 240V
Frecuencia de red de CA	50 Hz / 60 Hz
Factor de potencia	1

Rendimiento	
Rendimiento máximo	98%
Rendimiento europeo	97.50%

Datos Generales	
Dimensiones (ancho x alto x fondo) en mm	468 / 613 / 242
Peso	35 Kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60°C
Consumo de característico en funcionamiento (stand-by)	< 8 W
Consumo característico durante la noche	0.15 W
Topología	Sin transformador
Sistema de enfriamiento	OpliCool

### 3.2.3 DISTRIBUCIÓN DE PANELES

En esta sección determinaremos el número de paneles que utilizaremos para cada string, el número de inversores y el total de paneles a utilizar.

#### *Paneles en serie (Ns)*

Para calcular el número de paneles en serie, hay que realizar tres comprobaciones:

$$V_{max}(T_{min}) = V_{mp} \cdot N_s(1 + \mu(T_{min} - T_{amb}))$$

$$V_{max}(T_{max}) = V_{mp} \cdot N_s(1 + \mu(T_{max} - T_{amb}))$$

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} \cdot N_s(1 + \alpha(T_{min} - T_{amb}))$$

De donde:

$T_{min}$ : Temperatura mínima de los paneles.

$T_{max}$ : Temperatura máxima de los paneles.

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

$V_{mp}$ : Tensión óptima de operación en las condiciones estándar STC = 30.50 V.

$V_{oc}$ : Tensión de circuito abierto = 37.80 V.

$N_s$ : N° de paneles en serie.

$\mu$ : Coeficiente de temperatura de tensión máxima  $V_{max} = -0.39\%/^{\circ}\text{C}$

$\alpha$ : Coeficiente de temperatura de  $V_{oc}$  de los módulos fotovoltaicos =  $-0.34\%/^{\circ}\text{C}$ .

Y estas deben estar dentro del rango de tensiones admitidas por el inversor, a las que se les reducirá un valor de 10V por seguridad:

$$V_{MPP\ min} + 10 < V_{max}(T_{min}) < V_{MPP\ max} - 10$$

$$V_{MPP\ min} + 10 < V_{max}(T_{max}) < V_{MPP\ max} - 10$$

$$V_{oc}(T_{min}) < Tension\ maxima\ de\ CC - 10$$

Primero calculamos las Temperatura máxima y mínima de los paneles solares (No la temperatura ambiente), que viene definida por:

$$T_c = T_a + G \cdot \left( \frac{T_{ONC} - 20}{800} \right)$$

Donde:

$T_c$ : Temperatura de Trabajo de la célula (°C)

$T_a$ : Temperatura ambiente (°C)

$T_{ONC}$ : Temperatura de operación nominal de la célula (°C) = 45 °C

$G$ : Irradiación (W/m2)

Entonces calculamos los valores extremos  $T_{min}$  y  $T_{max}$ :

Mes	Radiación (kwh/m2/day)	Irradiancia (W/m2)	Tmin (°C)	Tmax (°C)	Tpanel min (°C)	Tpanel max (°C)
Enero	5.97	497.50	3.70	15.73	19.87	31.90
Febrero	5.92	493.33	3.60	15.67	19.77	31.84
Marzo	5.68	473.33	3.17	15.53	19.34	31.70
Abril	5.73	477.08	0.57	15.90	16.74	32.07
Mayo	5.57	463.75	-3.57	16.63	12.60	32.80
Junio	5.30	441.25	-5.63	16.27	10.54	32.44
Julio	5.39	448.75	-6.03	15.67	10.14	31.84
Agosto	5.87	489.17	-4.30	16.57	11.87	32.74
Septiembre	6.40	532.92	-2.07	17.20	14.10	33.37
Octubre	6.72	560.00	-1.43	19.43	14.74	35.60
Noviembre	6.86	571.25	1.47	18.03	17.64	34.20
Diciembre	6.45	537.50	2.77	16.90	18.94	33.07

Ahora calculamos los Voltajes de los módulos en condiciones de  $T_{min}$  y  $T_{max}$ :

$$V_{max}(T_{min}) = V_{mp} \cdot N_s (1 + \mu(T_{min} - T_{amb}))$$

$$V_{max}(T_{min}) = 30.50 \cdot N_s \left( 1 + \left( \frac{-0.39}{100} \right) (10.14 - 25) \right) = 32.04 \cdot N_s$$

$$V_{max}(T_{max}) = V_{mp} \cdot N_s (1 + \mu(T_{max} - T_{amb}))$$

$$V_{max}(T_{max}) = 30.50 \cdot N_s \left( 1 + \left( \frac{-0.39}{100} \right) (35.60 - 25) \right) = 29.40 \cdot N_s$$

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc} \cdot N_s (1 + \alpha(T_{min} - T_{amb}))$$

$$V_{oc}(T_{min}) = 37.80 \cdot N_s \left( 1 + \left( \frac{-0.34}{100} \right) (10.14 - 25) \right) = 39.71 \cdot N_s$$

Entonces según las características del inversor debe cumplir:

$$V_{MPP\ min} + 10 < V_{max}(T_{min}) < V_{MPP\ max} - 10$$

$$333 + 10 < 32.04 \cdot N_s < 500 - 10$$

$$343 < 32.04 \cdot N_s < 49 \quad (\text{Cond. 01})$$

$$V_{MPP\ min} + 10 < V_{max}(T_{max}) < V_{MPP\ max} - 10$$

$$333 + 10 < 29.40 \cdot N_s < 500 - 10$$

$$343 + 10 < 29.40 \cdot N_s < 490 \quad (\text{Cond. 02})$$

$$V_{oc}(T_{min}) < \text{Tension maxima de CC} - 10$$

$$39.71 \cdot N_s < 700 - 10$$

$$39.71 \cdot N_s < 690 \quad (\text{Con. 03})$$

Para determinar el número de paneles en serie que cumplen con las tres condiciones procedemos a realizar los cálculos para distintos valores de  $N_s$ , obteniendo:

Por seguridad se establecerán unos márgenes más acotados, reduciendo 10 V el rango de tensiones (340 – 590 V). Se obtendrá la tabla siguiente en función del número de módulos en serie:



$N_s$	$V_{max}(T_{min})$	$V_{max}(T_{max})$	$V_{oc}(T_{min})$	Cond. 01	Cond. 02	Cond. 03	FINAL
1	32.268	29.239	39.710	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
2	64.535	58.478	79.420	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
3	96.803	87.717	119.129	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
4	129.070	116.957	158.839	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
5	161.338	146.196	198.549	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
6	193.606	175.435	238.259	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
7	225.873	204.674	277.969	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
8	258.141	233.913	317.678	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
9	290.408	263.152	357.388	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
10	322.676	292.391	397.098	NO CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
11	354.944	321.630	436.808	CUMPLE	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE
12	387.211	350.870	476.518	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
13	419.479	380.109	516.227	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
14	451.746	409.348	555.937	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
15	484.014	438.587	595.647	CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
16	516.282	467.826	635.357	NO CUMPLE	CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
17	548.549	497.065	675.067	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
18	580.817	526.304	714.777	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
19	613.084	555.543	754.486	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
20	645.352	584.783	794.196	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE

Entonces podemos determinar que el número de paneles en serie puede ser: 12, 13, 14 y 15.

**Número de Módulos Máximo en Paralelo ( $N_p$  max)**

Para calcular el número de módulos máximo en paralelo ( $N_p$  max) también hay que tener en cuenta la temperatura. En este caso la restricción viene dada por la corriente continua máxima admisible por el inversor:

$$I_{sc}(T_{max}) = I_{sc} \cdot N_{p \max} (1 + \beta \cdot (T_{max} - T_{amb}))$$

Donde:

$I_{sc}(T_{max})$ : Corriente máxima de entrada de inversor = 32 A.

$I_{sc}$ : Intensidad de corto circuito de panel = 8.85 A.

$\beta$ : Coeficiente de temperatura de  $I_{sc} = 0.035\%/^{\circ}\text{C}$ .

$T_{max}$ : Temperatura máxima de los paneles = 35.60 °C

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

$N_{p \max}$ : Numero de módulos máximo por panel.

Entonces:

$$32 = 8.85 \cdot N_{p \max} \left( 1 + \frac{0.035}{100} \cdot (35.60 - 25.00) \right)$$

$$N_{p \max} \leq 3.57 \cong 3.00$$

También podemos considerar determinar el  $N_{p \max}$  de acuerdo a la máxima potencia de corriente continua del inversor, para ello debemos determinar el sobre dimensionamiento que permite el inversor (SD), y el  $N_{p \max}$  para este sobredimensionamiento, entonces:

Primero determinamos el SD que viene dado por:

$$SD = \frac{P_{\max CC} - P_{nom}}{P_{nom}}$$

Donde:

$P_{\max CC}$ : Potencia máxima de CC = 10350 W.

$P_{nom}$ : Potencia nominal de CC = 10000 W.

$SD$ : Sobredimensionamiento permitido de inversor.

Entonces:

$$SD = \frac{10350 - 10000}{10000} = 0.04 = 4.00\%$$

Ahora calculamos el  $N_{p\ max}$  para alcanzar la potencia máxima con  $SD = 4.00\%$

$$N_p = \frac{P_{\max\ CC}}{N_s \cdot P_{\text{pico}/\text{modulo}}}$$

Donde:

$P_{\max\ CC}$ : Potencia máxima de CC = 10350 W.

$N_s$ : Número de paneles en serie = 12, 13, 14 y 15.

$P_{\text{pico}/\text{modulo}}$ : Potencia de salida máxima del módulo = 250 W.

$N_p$ : Numero de módulos por panel.

Realizamos el cálculo para todos los valores posibles de  $N_s$ :

Ns	Np
12	3.45 $\cong$ 3.00
13	3.18 $\cong$ 3.00
14	2.96 $\cong$ 2.00
15	2.76 $\cong$ 2.00

Entonces como podemos observar el factor intensidad nos limita a 3.00 Módulos en paralelo como máximo, entonces utilizaremos el mayor número paneles por serie, para utilizar el mayor número de series.

Entonces:

$$N_s = 13$$

$$N_p = 3$$

### 3.2.4 DIMENSIONAMIENTO FINAL.

De acuerdo a todos los cálculos realizados podemos concluir que nuestro campo solar estará dispuesto por los siguientes elementos.

**Cantidad Total de Inversores:**

$$\text{Cant. de Inversores} = \frac{\text{Pot. de Planta Requerida}}{\text{Pot. Generada por C/U Inversor}} = \frac{\text{Pot. de Planta Requerida}}{N_s \cdot N_p \cdot P_{\text{pico/modulo}}}$$

$$\text{Cant. de Inversores} = \frac{1000000}{13 \cdot 3 \cdot 250} = 102.56 \cong 103 \text{ Inversores}$$

#### **Cantidad Total de Paneles:**

$$\text{Cant. de Paneles} = \text{Cant. de Inversores} \cdot N_s \cdot N_p = 103 \cdot 13 \cdot 3 = 4017$$

#### **Potencia Instalada:**

$$\text{Potencia Instalada} = \text{Cant. de Paneles} \cdot P_{\frac{\text{pico}}{\text{modulo}}} = 4017 \cdot 250 = 1004250 \text{ W} = 1 \text{ MW}$$

### **3.2.5 TRANSFORMADOR BT-AT**

Los transformadores elevadores de potencia son elementos que son fabricados de acuerdo a las necesidades técnicas que tengan que cubrir.

En nuestro caso las necesidades técnicas son las siguientes:

- Voltaje de entrada: 240 V, debido a que el voltaje de salida de los inversores corresponde a este valor.
- Voltaje de salida: 36 kV, este es el voltaje de la red secundaria de transporte de energía eléctrica de la empresa ElectroPuno S.A. a la que será entregada, será el voltaje con el que debemos entregar la energía.
- Potencia: 1 MWA, si bien nuestra planta tiene una potencia instalada de 1004250 W, la probabilidad que esta llegue a su máxima potencia resulta muy poco probable, además que los transformadores cuentan con factor de seguridad.
- El precio del transformador deberá incluir el transporte e instalación.
- Transformadores de Potencia Sumergidos en Aceites.

El requerimiento fue enviado a diversos proveedores de transformadores elevadores de potencia teniendo las siguientes cotizaciones tal como se puede ver en el siguiente Tabla:

**Tabla N° 31:** Transformadores.

<b>Empresa</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Inc. IGV (USD)</b>
EPLI S.A.C.	01	40000
CEA Compañía Electro Andina S.A.C.	01	39500
Promotores Eléctricos S.A.	01	38300
I&T Electric S.A.	01	38500

En el Tabla solo podemos observar las empresas que pueden fabricar un inversor con las características que necesitamos.

Observamos que las empresas Promotores Eléctricos S.A.C. y I&T Electric S.A., presentan precios muy parecidos, motivo por el cual realizaremos una comparativa de los certificados que presentan para una selección que garantice la calidad del proyecto:

<b>Empresa</b>	<b>Certificados</b>
Promotores Eléctricos S.A.	ISO 9001, OHSAS 18001, ISO 14001
I&T Electric S.A.	IQNet Management System, ISO 9001, OHSAS 18001, ISO 14001

El transformador a utilizar será el ofrecido por I&T Electric S.A., pues presenta mayor cantidad de certificados y un precio menor a las demás propuestas.

El transformador tendrá las siguientes características:

<b>Características Técnicas</b>	
<b>Potencia</b>	1000 KVA
<b>Lado de Media Tensión</b>	
Tensión Nominal	33 kV
Tensión Máxima de Servicio	36 kV
Tensión de Prueba a 60 Hzx1 minuto	70
Numero de Terminales	3,4
Conexión	Delta/Estrella
<b>Lado de Baja Tensión</b>	
Tensión Nominal	220,240 V
Tensión Máxima de Servicio	1.1 kV
Tensión de Prueba a 60 Hzx1 minuto	3
Numero de Terminales	3,4,6,7
Conexión	Delta/Estrella
<b>Otros</b>	
Grupos de Conexión	Dyn5, Dd6, Dd0, Yyn6, Yyn0
Frecuencia	50, 60 Hz
Tipo de Aislador	Porcelana, Polimérico
Tipo de Montaje	Exterior, Interior
Rango de Altura de Operación	1000, 5000 m.s.n.m.
Línea de Fuga	25 mm/kV, 31 mm/kV
<b>Normas de Referencia</b>	
Diseño, Fabricación y Pruebas	IEC-60076, NTP 370.002
Capacidad de Sobrecarga y Condiciones Térmicas	IEC-354
Norma para Aceite Aislante	IEC-296

### 3.2.6 CALCULO DE CABLEADO ELÉCTRICO

#### 3.2.6.1 Calculo de Cableado de CC

Los cables corresponden al componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes elementos de un sistema fotovoltaico, motivo por el cual se presta gran atención al cálculo de la secciones del mismo, ya que una mala elección del conductor a emplear llevaría mayores pérdidas de energía y por lo tanto pérdidas económicas que pueden ser evitadas.

Los criterios que deben cumplir los conductores empleados en la instalación son:

- Criterio térmico, el conductor ha de ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad que circula por el mismo durante el régimen permanente,

teniendo en cuenta los factores de corrección por temperatura, profundidad, resistividad del terreno y agrupamiento.

- Criterio de caída de tensión, la caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño.
- Criterio de cortocircuito.

El criterio más restrictivo será el que determine la sección del conductor.

Para el cableado de instalaciones fotovoltaicas se considera que la máxima corriente que pueda transportar sea el 80% de la máxima capacidad de corriente que pudiera circular por los mimos.

### ***Criterio Térmico***

Siguiendo los requisitos establecidos, la corriente máxima debe ser la suma de la corriente de los strings conectados en paralelo multiplicada por 125%

Entonces:

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{cc}$$

Donde:

$I_{max}$ : Corriente Máxima.

$I_{cc}$ : Corriente de corto circuito de los módulos.

Entonces:

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{cc} = 1.25 \cdot 8.85 = 11.06 \text{ A}$$

Para esta intensidad se utilizara la sección de cable inmediata superior en el mercado que soporte, que corresponde a 14AWG (2.5 mm<sup>2</sup>), pero el fabricante indica que el cable de salida del módulo corresponde a 12AWG (4 mm<sup>2</sup>), motivo por el cual tomaremos este último por ser mayor.

### ***Criterio de la Caída de Tensión***

Se debe cumplir que la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado

del inversor, hasta dicho inversor no supere el 1.5%.

Entonces:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I \cdot R = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Donde:

$I$ : Intensidad de máxima potencia del panel solar = 8.20 A

$\gamma$ : Conductividad del cobre = 44 m/ohm.mm<sup>2</sup>

$L$ : Longitud máxima del módulo fotovoltaico más lejano hasta el inversor =

$$N_s \cdot 0.992 + 1 = 14 \text{ m}$$

$S$ : Sección del conductor = 4 mm<sup>2</sup>

$\Delta U(V)$ : Caída de tensión máxima producida por el panel solar más alejado del inversor.

$$\Delta U(V) = 2 \cdot 8.20 \cdot \frac{1}{44} \cdot \frac{14}{4} = 1.30$$

Ahora determinaremos:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{string}} \cdot 100 = \frac{\Delta U(V)}{N_s \cdot V_{mpp}} \cdot 100$$

Donde:

$N_s$ : Numero de paneles en serie = 13

$V_{mpp}$ : Tensión en potencia máxima = 30.5 V

Entonces:

$$\Delta U(\%) = \frac{1.30}{13 \cdot 30.5} \cdot 100 = 0.33\%$$

Eligiendo el cable 12AWG (4 mm<sup>2</sup>), la caída de tensión desde el panel fotovoltaico más alejado del inversor no supera el 1.5% establecido.



### 3.2.6.2 CALCULO DE CABLEADO DE INVERSOR – TRANSFORMADOR

Se procede a calcular la sección del cable por los métodos de:

#### *Criterio Térmico*

Siguiendo los requisitos establecidos, la corriente máxima debe ser la suma de la corriente de los strings conectados en paralelo multiplicada por 125%

Entonces:

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{cc}$$

Donde:

$I_{max}$ : Corriente Máxima.

$I_{cc}$ : Corriente Máxima de Salida de los Inversores = 44 A

Entonces:

$$I_{max} = 1.25 \cdot I_{cc} = 1.25 \cdot 44 = 55.00 \text{ A}$$

Para esta intensidad se utilizara la sección de cable inmediata superior en el mercado que soporte, que corresponde a 6AWG (16 mm<sup>2</sup>).

#### *Criterio de la Caída de Tensión*

Se debe cumplir que la caída de tensión desde el inversor más alejado al transformador, hasta el transformador no supere el 1.5%.

Entonces:

$$\Delta U(V) = 2 \cdot I \cdot R = 2 \cdot I \cdot \rho \cdot \frac{L}{S} = 2 \cdot I \cdot \frac{1}{\gamma} \cdot \frac{L}{S}$$

Donde:

$I$ : Intensidad de máxima potencia de salida de inversor = 44.00 A

$\gamma$ : Conductividad del cobre = 44 m/ohm.mm<sup>2</sup>

$L$ : Longitud máxima del inversor más lejano hasta el transformador = 28 + 38 =

66 m

$S$ : Sección del conductor = 16 mm<sup>2</sup>

$\Delta U(V)$ : Caída de tensión máxima producida por el inversor más alejado del transformador.

$$\Delta U(V) = 2 \cdot 44.00 \cdot \frac{1}{44} \cdot \frac{66}{16} = 8.25$$

Ahora determinaremos:

$$\Delta U(\%) = \frac{\Delta U(V)}{U_{inversor}} \cdot 100 = \frac{\Delta U(V)}{N_s \cdot N_p \cdot V_{mpp}} \cdot 100$$

Donde:

$N_s$ : Numero de paneles en serie = 13

$N_p$ : Numero de paneles en paralelo = 3

$V_{mpp}$ : Tensión en potencia máxima = 30.5 V

Entonces:

$$\Delta U(\%) = \frac{8.25}{13 \cdot 3 \cdot 30.5} \cdot 100 = 0.70\%$$

Eligiendo el cable 6AWG (16 mm<sup>2</sup>), la caída de tensión desde el panel inversor más alejado del transformador no supera el 1.5% establecido.

### 3.3 INFRAESTRUCTURA COMPLEMENTARIA.

Los transformadores son construidos de acuerdo a las características necesarias del proyecto, motivo por el cual es necesario realizar el diseño de transformador, una vez realizado el diseño se procede a la cotización a los fabricantes del transformador con las características requeridas.

**Calculo de Área del Núcleo**

El área del núcleo viene definida por:

$$A = \alpha \cdot \sqrt{Pot}$$

Donde:

A: Área del Núcleo del transformador en cm<sup>2</sup>.

$\alpha$ : Constante, 0.8 si el núcleo es fino y 1.2 si el núcleo es de inferior calidad, para el diseño se considera 1.

Pot: Potencia de trabajo, consideramos que nuestra planta tiene una potencia instalada de 1004250 W.

Entonces:

$$A = 1 \cdot \sqrt{1004250} = 1002.12 \text{ cm}^2$$

**Relación de vueltas por voltio:**

$$\text{Relacion de vultas (espiral)por voltio} = A \cdot 0.02112$$

Entonces:

$$\text{Relacion de vultas (espiral)por voltio} = 1002.12 \cdot 0.02112 = 21.16 \cong 21$$

Para cada voltaje de entrada y salida se tendría:

Para el voltaje primario se considera el voltaje de salida de los inversores siendo 240V.

Para le voltaje secundario se considera el voltaje de entrega a la red principal siendo de 60 kv el voltaje en el que transporta la empresa ElectroPuno. S.A.

$$\frac{240V}{21} = 11 \text{ vueltas en el primario}$$

$$\frac{60000V}{21} = 2857 \text{ vueltas en el primario}$$

Ahora calculamos la corriente máxima presente en ambos devanados para esta potencia, teniendo la fórmula:

$$I = \frac{I}{V}$$

Entonces:

$$I = \frac{1004250}{240} = 4184.35 \text{ A} \quad \text{Corriente en el primario 4184.35 amperios}$$

$$I = \frac{1004250}{60000} = 16.74 \text{ A} \quad \text{Corriente en el primario 16.74 amperios}$$

### **3.4 ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO.**

#### **3.4.1 ANÁLISIS DE INVERSIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.**

A través del análisis de los resultados esperados de la producción de energía en la instalación fotovoltaica, se evaluará la viabilidad financiera del proyecto. Se analizará los aspectos económicos – financieros de la instalación fotovoltaica, mediante un plan de inversión inicial donde se tomara en cuenta los recursos necesarios y especificaciones técnicas que se emplea en la misma.

Con el fin de tener proyecciones certeras, se tomaron en cuenta datos como la temperatura ambiental de la zona, temperatura máxima y mínima de los paneles, pérdidas por rendimiento de inversor, inclinación y radiación, tomando en cuenta el área de instalación y el número de paneles a usar para determinar los niveles de producción que se darán en 15 años. Adicionalmente, se utilizaron indicadores financieros para la medición de la viabilidad.

#### **3.4.2 DETERMINACIÓN DE COSTOS**

Para poder estimar los costos que conlleva una instalación fotovoltaica es necesario tomar en cuenta los costos de materiales e instalaciones así como los de mantenimiento del Edificio Técnico.

Dentro de los costos iniciales se consideran los costos para la implementación del edificio técnico, estructura, cimentación, edificio administrativo, paneles, cableado, equipamiento, instalación y transporte, mientras que el coste de operación, estará conformado por pago de salarios de trabajadores.

A continuación se detalla las diferentes etapas en la instalación del sistema fotovoltaico y a su vez los requerimientos necesarios, costos y cantidades de cada una de ellas.

### 3.4.2.1 COSTOS DEL EDIFICIO TÉCNICO Y ESTRUCTURA

Tabla N° 32: Edificio Técnico Estructura y Paneles.

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Terreno	terreno de 3 Ha	Ha	3	\$ 65.000	\$ 195.000
Freesun Station	Edificio técnico	ud	1	\$ 177.380	\$ 177.380
String Supervisor SFS 24	String box	ud	8	\$ 1.772	\$ 14.173
Freesun HE	inversor	ud	8	\$ 2.138	\$ 17.105
Transformador JARA	transformador 330V/13.8kV	ud	1	\$ 1.309	\$ 1.309
Seccionadores DC	Cuadro de protecciones DC	ud	1	\$ 8.351	\$ 8.351
CIF ECUADOR	Costo, seguro, flete de envío	ud	1	\$ 10.451	\$ 10.451
Paneles FV de 250W	Paneles de 250 W, incluido	Wp	1118000	\$ 0,64	\$ 709.930
Estructuras soporte	Costo de la estructura de soporte para los paneles	Wp	1118000	\$ 0,18	\$ 201.240

### 3.4.2.2 COSTOS POR EDIFICIO ADMINISTRATIVO Y

### TRABAJOS

Tabla N° 33: Costos por Edificio Administrativo y Trabajo.

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Edificio Administrativo		ud	1	\$ 18.000	\$ 18.000
Instalacion estructura y paneles	Costo del trabajo de instalacion por Wp instalado	Wp	1118000	\$ 0,03	\$ 33.540
Movimientos de tierra	Limpieza y acondicionamiento del terreno	ha	3	\$ 10.000	\$ 30.000
Cimentacion Edificio tecnico	Cimentacion, materiales y mano de obra	ud	1	\$ 6.380	\$ 6.380
Cimentacion Bases	Cimentacion de bases para colocacion de las estructuras de soporte incluye mano de obra	ud	1720	\$ 22	\$ 37.840
Excavación de zanjas	Excavación de zanjas para dos	m	2000	\$ 10	\$ 20.000
Malla de tierra y pararrayos		ud	1	\$ 90.000	\$ 90.000
Cajas de registro		ud	10	\$ 300	\$ 3.000
Patio de reconectores		ud	1	\$ 5.500	\$ 5.500
Arquetas registro	Arquetas prefabricadas.	ud	10	\$ 250	\$ 2.500

### 3.4.2.3 COSTOS POR CABLEADO

Tabla N° 34: Costos para Seguridad e Iluminación.

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 6 mm <sup>2</sup> de sección.	m	10000	\$ 1,60	\$ 16.000
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 10 mm <sup>2</sup> de sección.	m	200	\$ 3,25	\$ 650
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 50 mm <sup>2</sup> .	m	600	\$ 7,73	\$ 4.638
Línea de acometida C.C.	Cable de 1kV 70 mm <sup>2</sup> .	m	1800	\$ 9,31	\$ 16.759
Línea de acometida C.A. bajo tubo de PVC	Cable de 1kV 3x(3x150A1+50Cu)	m	160	\$ 170	\$ 27.200
Labores de instalación de la interconexión	Instalación de la interconexión	ud	1	\$ 80.000	\$ 80.000

### 3.4.2.4 COSTOS DE EQUIPOS VARIOS

Tabla N° 35: Costos de Equipos Varios.

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Medidores	Compra y montaje de equipos de apoyo a la instalación.	ud	1	\$ 5.000	\$ 5.000
Iluminación perimetral		ud	1	\$ 5.500	\$ 5.500

### 3.4.2.5 COSTOS DE DIRECCIÓN DE OBRA Y OTROS.

Los proyectos de generación de energía eléctrica, cuya capacidad total sea mayor o igual a 1MW, requieren de un Estudio de Impacto Ambiental según lo establecido en el artículo 15 del Reglamento Ambiental para actividades eléctricas del CONELEC. [4] Es por ello indispensable incluir los costos de dichos estudios y la dirección de la obra.

Tabla N° 36: Costos por Dirección de Obra y Otros.

Razón	Descripción	Unidad	Cantidad	Precio Unitario	Total
Estudio Medioambiental	topográfico.	ud	1	\$ 15.000	\$ 15.000
Fiscalización		ud	1	\$ 10.000	\$ 10.000
Dirección de obra	Dirección facultativa de obra.	ud	1	\$ 15.000	\$ 15.000
Licencias	Licencias y otros requerimientos técnicos.	ud	1	\$ 8.000	\$ 8.000
Transportes asociados	Transportes asociados a los materiales.	ud	1	\$ 10.000	\$ 10.000

### 3.4.2.6 COSTOS DE SERVICIOS BÁSICOS

Entre otros gastos que se deben tomar en cuenta debido a las características de la instalación fotovoltaica son los servicios básicos mostrados en la siguiente tabla.

Tabla N° 37: Costos de Servicios Básicos.

Concepto	Mensual	Anual
Agua	\$ 40	\$ 480
Electricidad	\$ 40	\$ 480
Telefono	\$ 40	\$ 480
Total Serv. Básicos	\$ 120	\$ 1.440

### 3.4.2.7 COSTOS GENERALES

Tabla N° 38: Costos Generales.

Concepto	Mensual	Anual
Gastos de Servicio de Asistencia Técnica	\$ 1.000	\$ 12.000
Gastos de Seguridad	\$ 900	\$ 10.800
Seguro de Asistencia Médica	\$ 17	\$ 205
Suministros de limpieza	\$ 20	\$ 240
Suministros de Oficina	\$ 64	\$ 791
Imprevistos 5%	\$ 106	\$ 1.273
<b>Total Gastos Generales</b>	<b>\$ 2.107</b>	<b>\$ 25.309</b>

Se estimó un 5% en fondo emergente para gastos que puedan ocurrir de imprevisto y cuyo valor estimado mensual es de \$106 y un acumulado anual de \$ 1.273.

### 3.4.2.8 COSTOS DE EQUIPOS Y MUEBLES DE OFICINA.

Tabla N° 39: Costo de Equipos y Muebles de Oficina.

<b>Balance de Equipos</b>			
Equipos de Computación	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Computadoras	2	600	\$ 1.200,00
Copiadora impresora	1	320	\$ 320,00
	<b>Total (\$)</b>	<b>920</b>	<b>\$ 1.520,00</b>
Mueble de oficina	Cantidad	Costo Unitario	Costo Total
Escritorios	2	150	\$ 300,00
Sillas con manubrio	6	40	\$ 240,00
Silla Gerencial	1	80	\$ 80,00
Mesa	1	180	\$ 180,00
	<b>Total (\$)</b>	<b>450</b>	<b>\$ 800,00</b>
<b>Total (\$)</b>		<b>1.370</b>	<b>\$ 2.320,00</b>

### 3.4.2.9 GASTOS DE SUELDOS Y SALARIO

Para la elaboración de Gastos de Sueldo y Salario se estimó que los sueldos anuales sean constantes aunque la producción presente un 1% de pérdida anual.

Tabla N° 40: Gastos de Sueldos y Salario Elaborado.

Cargo	Personal							
	Sueldo	Sueldo Neto	Décimo Tercer	Décimo Cuarto	Vacaciones	Fondo de Reserva	IECE 0,5%	SETEC 0,5%
Gerente	\$ 1.358,25	\$ 1.500,00	\$ 1.499,99	\$ 349,86	\$ 750,06	\$ 1.499,99	90,0	90,0
Trabajadores	\$ 543,30	\$ 600,00	\$ 600,00	\$ 349,86	\$ 300,02	\$ 600,00	36,0	36,0
<b>Total</b>	<b>\$ 1.901,55</b>	<b>\$ 2.100,00</b>	<b>\$ 2.099,99</b>	<b>\$ 699,72</b>	<b>\$ 1.050,08</b>	<b>\$ 2.099,99</b>	<b>126</b>	<b>126</b>

Aporte al I.E.S.S	Aporte al I.E.S.S	Número de	Salario Neto Anual	Salario Liquido Anual	Salario Neto Mensual
-------------------	-------------------	-----------	--------------------	-----------------------	----------------------

9,45%	11,15%	emplead			
141,8	167,3	1	24.286,	18.000,	2.023,9
56,7	66,9	2	19.849,	14.400,	1.654,1
198,45	234,15	3	44.136,	32.400,	3.678,0

### 3.4.3 ANÁLISIS COSTO – VOLUMEN – UTILIDAD

Es un análisis que se basa en el punto de equilibrio, mostrando las relaciones básicas entre costos e ingresos para diferentes niveles de producción, permitiendo visualizar el nivel mínimo de producción que la planta requiere para cubrir sus costos totales.

Para ello es indispensable definir lo costos fijos, es decir aquellos costos que no son sensibles a cambios en los niveles de actividad, permaneciendo invariables y devengándose en forma periódica.

Los costos fijos que se determinó fueron los siguientes:

**Tabla N° 41:** Costos Fijos Elaborado.

Detalle	Mensual	Total Anual
Gastos de Sueldos y Salarios	\$ 3.678,02	\$ 44.136,27
Gastos Basicos	\$ 120,00	\$ 1.440,00
Gastos Generales	\$ 2.107,35	\$ 25.308,97
Depreciación		\$ 738,67
<b>Total</b>	<b>\$ 5.905,37</b>	<b>\$ 71.623,90</b>

De acuerdo al punto de equilibrio la planta solo podrá variar un 12,37% de producción para que los ingresos puedan cubrir sus costos fijos.

**Tabla N° 42:** Punto de Equilibrio.

Punto de Equilibrio %	
Descripción	Anual
Costo Fijo	\$ 71.624
Costo Variable	\$ 0
Ingresos promedios	\$ 579.140
<b>P.E</b>	<b>12,37%</b>

### 3.4.4 INVERSIÓN DEL PROYECTO

La inversión requerida consiste no solo en todas las adquisiciones de equipos, sino



también los permisos para la puesta en marcha de la planta.

A continuación se detalla los gastos de constitución necesarios:

**Tabla N° 43:** Gasto de Constitución.

Gasto de Constitución	
Patente	1150
Permiso /Funcionamiento	215
Organización / Puesta en Marcha	150
Predios	100
Impuesto 1.5 x mil sobre los activ	675,45
Cuerpo de bomberos	280
Gastos Legalización	300
<b>Total</b>	<b>\$ 2.870,45</b>

### 3.4.5 INGRESOS DEL PROYECTO

Para definir el ingreso del proyecto se debe conocer la producción de la planta y para ello a continuación se detalla una tabla con los siguientes datos:

**Tabla N° 44:** Frecuencia de Producción Elaborado.

	Días	Radiación Azimut (kWh/m <sup>2</sup> dfa)	PR	kWh/m <sup>2</sup> mes
Enero	31	4,52	73,91%	103,57
Febrero	28	5,41	74,28%	112,51
Marzo	31	6,11	74,16%	140,46
Abril	30	6,00	74,08%	133,34
Mayo	31	5,68	74,28%	130,78
Junio	30	5,00	75,28%	112,92
Julio	31	4,49	75,36%	104,89
Agosto	31	4,53	75,28%	105,71
Septiembre	30	5,01	75,37%	113,28
Octubre	31	4,83	75,08%	112,41
Noviembre	30	4,66	74,92%	104,73
Diciembre	31	4,89	74,20%	112,47

	G*PR	P	G cem (kW/m <sup>2</sup> )	Ep (kWh/mes)
Enero	103,57	1.118,00	1,00	115.790,38
Febrero	112,51	1.118,00	1,00	125.789,11
Marzo	140,46	1.118,00	1,00	157.031,46
Abril	133,34	1.118,00	1,00	149.068,65
Mayo	130,78	1.118,00	1,00	146.216,97
Junio	112,92	1.118,00	1,00	126.241,34
Julio	104,89	1.118,00	1,00	117.268,36
Agosto	105,71	1.118,00	1,00	118.187,15
Septiembre	113,28	1.118,00	1,00	126.642,07
Octubre	112,41	1.118,00	1,00	125.678,47
Noviembre	104,73	1.118,00	1,00	117.092,85
Diciembre	112,47	1.118,00	1,00	125.744,53

<b>Producción anual (kWh)</b>	1.550.751,34
-------------------------------	--------------

Una vez obtenido el valor de producción anual se tomara en cuenta el precio impuesto por CONELEC para este tipo de plantas y así poder obtener el ingreso

mensual y anual proyectado.

**Tabla N° 45:** Ingreso de la Planta

PRECIO	\$	0,4003
Ingreso Anual	\$	620.765,8
Ingreso Mensual Promedio	\$	51.730,5

Para poder estimar la producción a 15 años se tomara en cuenta la información del fabricante sobre los paneles solares en cuanto a la perdida de potencia nominal la cual consideran de 1% anual. Por consiguiente la producción proyectada de la planta se muestra en la tabla.

**Tabla N° 46:** Ingresos Proyectados Elaborado.

Producción Proyectada	Ingresos
Año 1	\$ 620.765,76
Año 2	\$ 614.558,10
Año 3	\$ 608.412,52
Año 4	\$ 602.328,40
Año 5	\$ 596.305,11
Año 6	\$ 590.342,06
Año 7	\$ 584.438,64
Año 8	\$ 578.594,25
Año 9	\$ 572.808,31
Año 10	\$ 567.080,23
Año 11	\$ 561.409,43
Año 12	\$ 555.795,33
Año 13	\$ 550.237,38
Año 14	\$ 544.735,00
Año 15	\$ 539.287,65

Obteniendo de esta forma el costo total de la instalación del sistema fotovoltaico.

**Tabla N° 47:** Costo de Instalación del Sistema Fotovoltaico.

COSTO TOTAL DE INSTALACIÓN	
Rubro	Costo Total
Costo en instalación eléctrica.	\$ 1.726.946,37
Costo en Ingeniería y dirección de obra	\$ 48.000,00
Costo Transportes asociados	\$ 10.000,00
<b>Costo de Instalaciones y obra</b>	<b>\$ 1.784.946,37</b>
FDI (0.5%)	\$ 8.924,73
IVA (12%)	\$ 214.193,56
<b>Subtotal de Costo de Instalaciones e impuestos</b>	<b>\$ 2.008.064,66</b>
Gastos de Constitución	\$ 2.870,45
Activos Fijos	\$ 2.820,00
Activos Circulantes	\$ 3.000,00
<b>Total (\$)</b>	<b>\$ 2.016.755,11</b>
<b>\$/Wp</b>	<b>\$ 1,804</b>

El costo en dólares por vatio pico producido fue de \$/ Wp 1.804, se lo obtuvo mediante la relación del costo total y la potencia total instalada

### 3.4.6 DEPRECIACIÓN

La depreciación fue calculada por el método de línea recta; para este cálculo se consideraron todos los equipos de computación, equipo y muebles de oficina necesarios.

**Tabla N° 48:** Método de Línea Recta.

Activo	Valor Contable	Vida Contable	Depreciación Anual	
Muebles de Oficina	\$ 800,00	10	\$	80,00
Equipo de Computación	\$ 1.520,00	3	\$	506,67
Equipo de Oficina	\$ 1.520,00	10	\$	152,00
<b>Depreciación y Amortización Anual</b>			<b>\$</b>	<b>738,67</b>

### 3.4.7 FLUJO DE CAJA.

#### 3.4.7.1 CÁLCULO DEL VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se procede a realizar el cálculo del VAN ya que permite calcular el valor presente de los ingresos y egresos proyectados en el flujo de caja.

Donde:

$Q_n$  = Representa la diferencia entre ingresos y egresos

$A$  = Es el valor de la inversión inicial

$I$  = Tasa Mínima de Retorno

$n$  = Es el periodo a considerar

**Tabla N° 49:** Cálculo del VAN y TIR.

TMAR	15.00%
TIR	26,58%

VAN	\$ 781654.69
-----	--------------

Obteniendo un valor actual neto mayor a cero lo que nos indica que el proyecto producirá ganancias superiores a la rentabilidad mínima exigida y una tasa Interna de Retorno de 26,58%.

### 3.4.7.2 CÁLCULO DEL PERIODO DE RECUPERACIÓN

Con este tipo de valoración de proyecto permite identificar cuanto tiempo han de transcurrir para que la acumulación de los flujos de cajas proyectados sean igual a la inversión inicial.

Para poder calcularlo se realizará la suma acumulada de los flujos de caja hasta que el resultado sea positivo.

**Tabla N° 50:** Cálculo del Pay Back.

Pay Back (Periodo de Recuperación)	0	1	2	3	4
Flujo de Caja	- 1.207.053,1	335.711,1	333.387,1	331.274,1	329.389,8
Flujo Acumulado	- 1.207.053,1	- 871.342,0	- 537.954,9	- 206.680,8	122.709,0

Como se puede observar el periodo de recuperación para este proyecto será en el cuarto año con 136 días de producción.

**Tabla N° 51:** Periodo de Recuperación de la Inversión.

<i>Periodo de Payback</i>	<i>4 años</i>
<i>días</i>	<i>136</i>

#### IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Resultados técnicos:

Los niveles de tensión de la planta fotovoltaica diseñada cumplen con los estándares requeridos para tener un sistema estable, los paneles requeridos para este proyecto:

$$n^{\circ} \text{ total de paneles3} = N^{\circ} \text{ paneles en serie} * N^{\circ} \text{ paneles en paralelo} * N^{\circ} \text{ agregación}$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles3} = 26 * 18 * 2$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 936 \text{ paneles}$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles} = \text{totalpaneles1} + \text{totalpaneles2} + \text{totalpaneles3}$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 2496 + 1040 + 936$$

$$n^{\circ} \text{ total de paneles1} = 4472 \text{ paneles}$$

Como podemos ver el número de paneles fotovoltaicos requeridos para este proyecto será de 4472 paneles.

Cálculo de la Potencia total del campo fotovoltaico se muestra a continuación.

$$P_{\text{total campo fotovoltaico}} = N^{\circ} \text{total paneles} * \text{Potencia salida panel}$$

$$P_{\text{total campo fotovoltaico}} = 4472 * 250$$

$$P_{\text{total campo fotovoltaico}} = 1.118 \text{ kW}$$

La planta fotovoltaica producirá 1 118 kW,

Económicamente tendremos:

TMAR	15.00%
TIR	26,58%
VAN	\$ 781654.69

Tasa Mínima Aceptable De Rendimiento (Tmar)

Valor Actual Neto (VAN),

Tasa Interna de Rentabilidad (TIR)

Período de Retorno (PR)

Con este tipo de valoración de proyecto permite identificar cuanto tiempo han de transcurrir para que la acumulación de los flujos de cajas proyectados sean igual a la inversión inicial.

Para poder calcularlo se realizará la suma acumulada de los flujos de caja hasta que el resultado sea positivo.

Periodo de recuperación	0	1	2	3	4
Flujo de caja	-1.207.053,1	335.711,1	333.387,1	331.274,1	329.389,8
Flujo acumulado	-1.207.053,1	-871.342,0	-537.954,9	-206.680,8	122.709,0

Como se puede observar el periodo de recuperación para este proyecto será en el cuarto año con 136 días de producción.

Periodo de Payback	4 Años
Días	136

Periodo de Recuperación de la Inversión es de 4 años y 136 días.

## V. CONCLUSIONES

A partir del proyecto realizado, se realizarán las conclusiones para cada capítulo, resaltando lo más importante

- En la actualidad, el Perú cuenta con una matriz energética poco diversificada la cual tiene con mayor porcentaje el uso de energías no renovables como lo son el gas natural y la hidroeléctrica (mayor a 20 MW). Esto conlleva a que se creen nuevas políticas para promover e incentivar la diversificación de la matriz energética peruana con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética; de tal manera que se promuevan proyectos e inversiones para lograr y garantizar la seguridad energética del país.
- Como parte del desarrollo energético en el mundo y el Perú, una de las energías en la cual se ha puesto un mayor énfasis para su desarrollo es la solar. Para encontrar la solución al problema identificado, se evaluaron distintas opciones basadas en el uso de energías renovables, llegando a la conclusión de que la minera cuenta con las condiciones climatológicas necesarias para poder utilizar este tipo de energía solar.
- A partir del análisis de factibilidad del proyecto se determinaron los costos e ingresos proyectados a 15 años, obteniendo en el flujo de caja del inversionistas valores positivos con una TMAR exigida de 15%.
- Para el estudio financiero del proyecto se usaron indicadores como el VAN, TIR y PAYBACK con el fin de conocer con mayor precisión el tiempo de recuperación de la inversión, dando como resultado que en el cuarto año se recuperaría la misma.

## VI. RECOMENDACIONES

- Esta tesis es un paso para que las empresas privadas o el estado peruano puedan incursionar aún más en temas relacionados al medio ambiente e invertir en nuevos proyectos para el ahorro de energía y la mitigación de impactos.
- Asimismo se podría incursionar un poco más en este tema y buscar opciones para implementar energías renovables en áreas de difícil acceso, como comunidades campesinas, centros poblados, aldeas rurales, para proveerles energía eléctrica que permita su desarrollo.
- La tendencia del precio de la producción de energía solar fotovoltaica, tiene a ser cada vez menor, pues la competencia de empresas y el ingreso de la industria china en este rubro abaratan las tecnologías que se usan en la producción de energía solar. Y así podría resultar rentable económicamente y además le brindaría a la empresa grandes beneficios, expuestos en la presente tesis.
- La región de Puno posee un potencia fotovoltaico adecuado, tanto por la radiación que recibe como por la geografía que tiene.



## VII. BIBLIOGRAFÍA

- Abella, M. (2005). *Sistemas fotovoltaicos: introducción al diseño y dimensionado de instalaciones de energía solar fotovoltaica*. Madrid: Publicaciones Técnicas, S.L.
- Agencia Internacional de la Energía. (14 de Noviembre de 2010). Cenit del petróleo. *The New York Times*.
- Agencia Internacional de la Energía. (2012). *Key World Energy Statistics*. Estados Unidos.
- Atlas de la Energía Solar del Perú. (Marzo de 2017). <http://deltavolt.pe/atlas/atlassolar/radiacion-departamento>. Obtenido de <http://deltavolt.pe/atlas/atlassolar/radiacion-departamento>: <http://deltavolt.pe/phocadownload/Puno.jpg>
- Bloomberg L, P. (2010). Paneles Fotovoltaicos . *Bloomberg Businessweek*.
- Cambridge Energy Research Associates. (2006). *Says peak oil theory is faulty*. Cambridge.
- CORPAC. (Abril de 2017). <http://www.corpac.gob.pe/Main.asp?T=4158>. Obtenido de <http://www.corpac.gob.pe/Main.asp?T=4158>: <http://www.allmetsat.com/es/metar-taf/peru.php?icao=SPJL>
- División de Recursos Naturales e Infraestructura de Chile. (1999). *La crisis eléctrica en Chile*. Santiago de Chile.
- Horn, M. (1997). *Electrificación de una población rural aislada mediante Energía Solar Fotovoltaica: proyecto piloto*. Lima.
- Liu, & Jordan. (2010). Potencial de radiacion solar en el Peru. *XVII Simposio Peruano de Energía Solar*. Cuzco.
- Lorenzo, E. (1994). *Electricidad Solar: Ingeniería de los sistemas fotovoltaicos*.

Madrid: Universidad Politécnica de Madrid.

- Martín Sánchez, F. (1989). *Instalaciones eléctricas y de transporte*. Madrid: Universidad Nacional de Educación a Distancia, Escuela de la Edificación.
- Meteonorm7. (Marzo de 2017). <http://www.meteonorm.com/>. Obtenido de <http://www.meteonorm.com/>: <http://www.meteonorm.com/downloads>
- NASA. (1971). *Deputy Administrator Dava Newman*. Florida.
- NASA. (abril de 2017). <https://www.nasa.gov>. Obtenido de <https://www.nasa.gov>: <https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/grid.cgi>
- ONS. (2015). *Dados do Operador Nacional do Sistema Elétrico*. Brasilia.
- Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. (2007). *Internacional Energy Outlook*. Nueva York.
- Osinergmin. (Julio de 2017). [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe). Obtenido de [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe):  
[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%20C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.6.1.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%20C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.6.1.pdf)
- Osinergmin. (junio de 2017). [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe). Obtenido de [www.osinergmin.gob.pe](http://www.osinergmin.gob.pe):  
[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%20C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.6.2.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/PROYECTOS%20GFE/Acorde%20C3%B3n/Generaci%C3%B3n/1.6.2.pdf)
- Rage, R. (2009). *América Latina Solar. IV conferencia Latino Americana de Energía Solar*. Lima.
- SENAMHI. (Abril de 2017). <http://www.senamhi.gob.pe/>. Obtenido de <http://www.senamhi.gob.pe/>: <http://www.senamhi.gob.pe/?p=descarga-datos-hidrometeorologicos>
- U. S. Energy Information Administration . (2007). *Informes Internacional Energy*

*Outlook.* Washinton D. C.

- Villamar, M. (17 de Junio de 2015). El Ecuador está al borde de una crisis energética. *La Razón Ecuador.*

# ANEXOS (PLANOS)

Plano 01, 02, 03 y 04

- Bloque modular 1MW
- Disposicion STRINGS en las mesas
- Estructura soporte con 4x3 paneles
- Instalacion de equipos