

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA



**“APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO RENOVABLE PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHALLAPALCA-PUNO 2014”**

TESIS

PRESENTADO POR:

ROMULO CHOQUE MANZANARES

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

Puno - Perú

2017

Universidad Nacional del Altiplano

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y SISTEMAS

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA

“APROVECHAMIENTO DEL POTENCIAL ENERGÉTICO RENOVABLE PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN CHALLAPALCA-PUNO 2014”

Fecha de Sustentación: 09/01/2017

TESIS PRESENTADA POR:

ROMULO CHOQUE MANZANARES

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE: INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:

PRESIDENTE

: 

M.Sc. MATEO ALEJANDRO SALINAS MENA

PRIMER MIEMBRO

: 

M.Sc. JOSÉ MANUEL RAMOS CUTIPA

SEGUNDO MIEMBRO

: 

M.Sc. HENRY SHUTA LLOCLLA

DIRECTOR DE TESIS

: 

M.Sc. WALTER OSWALDO PAREDÉS PAREJA

Puno – Perú

2017

ÁREA: Energías Renovables
TEMA: Energía Solar Fotovoltaica



AGRADECIMIENTO

Agradezco a DIOS, a la divinidad que hizo posible mi existencia, mi acercamiento al conocimiento de la felicidad, por su protección, fuerza de voluntad, enseñanza y amor; por permitir este acontecimiento, dándome a las personas que me guiarían en este camino hacia la luz.

A mis padres; por darme vida, por su cariño, sus cuidados, su amor y preocupación; dándome con ejemplo vivir correctamente, luchar por mis ideales, mis sueños, siempre buscando el servicio a los demás; inculcándome el estudio, la superación en todos los aspectos de la vida.

A la Universidad; al darme la oportunidad de haber estudiado y tener una profesión, así como a mí, muchos estudiantes de condición humilde, por medio de universidades estatales podemos tener una profesión.

A mis docentes; por compartir sus conocimientos y experiencias, por su aporte a mi formación profesional, exigiéndonos a ser productivos y competitivos, para honrar a nuestra tierra.

Agradezco a: mis guías; Cesar A. Valderrama Cuentas, José M. Benavente Zaga; mis hermanos Benjamín, Diego; mis amigos y compañeros Jhonatan J. Chaquilla Bustinza, David Vilca, Felipe, Lic. Matías, Ing. Ademir, George y a todos los amigos que por razones de espacio no les menciono, por su calor humano al darme su apoyo.

Rómulo Choque Manzanares

DEDICATORIA

A mi familia, que puso su confianza en mí; a los que buscan conocimiento, y piensan que todo es posible; a la Universidad, por permitirme obtener mis conocimientos; a la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, que por medio de los Docentes me formaron profesionalmente, para ser útil para el desarrollo de nuestro país y a mis amigos que creyeron y creen en mí.

Rómulo Choque Manzanares

ÍNDICE

| | |
|---|----|
| RESUMEN | 13 |
| ABSTRACT | 14 |
| INTRODUCCIÓN | 15 |
| CAPÍTULO I | 17 |
| I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA..... | 17 |
| 1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA | 17 |
| 1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA..... | 18 |
| 1.2.1. Problema general..... | 18 |
| 1.2.2. Problemas específicos | 19 |
| 1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA | 19 |
| 1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN | 21 |
| 1.4.1. Objetivo general | 21 |
| 1.4.2. Objetivos específicos | 21 |
| CAPÍTULO II | 22 |
| II. MARCO TEÓRICO..... | 22 |
| 2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN | 22 |
| 2.1.1. Matriz energética mundial | 22 |
| 2.1.2. Matriz energética sudamericana | 24 |
| 2.1.3. Matriz energética peruana | 26 |
| 2.1.4. Antecedentes de centrales solares fotovoltaicas en el mundo..... | 34 |
| 2.1.5. Antecedentes de la tesis y las centrales solares en el mundo | 36 |
| 2.1.6. Antecedentes de centrales solares en el Perú | 52 |
| 2.2. SUSTENTO TEÓRICO | 57 |

| | |
|---|-----|
| 2.2.1. Energía | 57 |
| 2.2.2. Energía renovable | 57 |
| 2.3. Glosario de términos básicos | 89 |
| 2.4. HIPÓTESIS Y VARIABLES..... | 91 |
| 2.4.1. Hipótesis General..... | 91 |
| 2.4.2. Hipótesis Específicas. | 91 |
| 2.4.3. Sistema de Variables. | 92 |
| | |
| CAPÍTULO III | 93 |
| | |
| III. DISEÑO METODOLÓGICO DE INVESTIGACIÓN | 93 |
| 3.1. Población y muestra de la investigación | 93 |
| 3.1.1. Población..... | 93 |
| 3.1.2. Muestra | 94 |
| 3.2. Ubicación y descripción de la población | 94 |
| 3.3. Técnicas e interpretación para recolectar información | 97 |
| 3.4. Técnicas para el procesamiento y análisis de datos | 100 |
| 3.5. Diagrama de carga..... | 100 |
| 3.5.1. Marco legal de la electricidad..... | 103 |
| | |
| CAPÍTULO IV | 105 |
| | |
| IV. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS..... | 105 |
| 4.1.1. Cálculo de radiación solar..... | 105 |
| 4.1.2. Diagrama de trayectoria solar | 111 |
| 4.1.3. El generador fotovoltaico | 118 |
| 4.1.4. Cálculo de la energía | 121 |
| 4.2. Plan de tratamiento de datos | 122 |
| 4.2.1. Componente meridiano de velocidad correspondiente a un radio | 122 |
| 4.3. Estructura soporte del panel fotovoltaico..... | 124 |

| | |
|-----------------------|-----|
| 4.4. RESULTADOS | 146 |
| CONCLUSIONES..... | 149 |
| SUGERENCIAS | 150 |
| BIBLIOGRAFÍA | 151 |
| ANEXOS | 153 |

ÍNDICE DE FIGURAS

| | |
|---|----|
| FIGURA 1: PERSPECTIVA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MUNDIA DE ENERGIA PRIMARIA DEL AÑO 2011..... | 23 |
| FIGURA 2: PERSPECTIVA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA PRIMARIA PARA EL AÑO 2013..... | 24 |
| FIGURA 3: MATRIZ ENERGÉTICA SUDAMERICANA | 25 |
| FIGURA 4: EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA POR PAÍS | 26 |
| FIGURA 5: MATRIZ ENERGÉTICA PERUANO | 28 |
| FIGURA 6: CONSUMO POR PERSONA DE ENERGÍA Y LA DENSIDAD DE POBLACIÓN..... | 29 |
| FIGURA 7: MATRIZ ENERGÉTICA DEL PERÚ – 2011..... | 30 |
| FIGURA 8: PRODUCCIÓN NACIONAL DE ELECTRICIDAD..... | 32 |
| FIGURA 9: OFERTA ENERGÉTICA PERÚ..... | 33 |
| FIGURA 10: MATRIZ ENERGÉTICA A LARGO PLAZO | 33 |
| FIGURA 11: POTENCIAL FOTOVOLTAICA INSTALADA EN EL MUNDO HASTA EN 2016 (MW)..... | 35 |
| FIGURA 12: LONGYANGXIA HYDRO – SOLAR PV STATION. 850 MW. CHINA. | 39 |
| FIGURA 13: SOLAR STAR SOLAR FARM I Y II. 579 MW. ESTADOS UNIDOS..... | 40 |
| FIGURA 14: DESERT SUNLIGHTG SOLAR FARM. 550 MW. ESTADOS UNIDOS | 41 |
| FIGURA 15: TOPAZ SOLAR FARM. 550 MW. ESTADOS UNIDOS | 43 |
| FIGURA 16: COPPER MOUNTAIN. 458 MW. ESTADOS UNIDOS | 44 |
| FIGURA 17: CHARANKA SOLAR PARK. 345 MW. INDIA..... | 46 |
| FIGURA 18: PLANTA FOTOVOLTAICA DE CESTAS. 300 MW. FRANCIA. | 47 |
| FIGURA 19: AGUA CALIENTE SOLAR PROJECT. 290 MW. ESTADOS UNIDOS..... | 48 |
| FIGURA 20: ANTELOPE VALLEY SOLAR RANCH. 266 MW. ESTADOS UNIDOS..... | 49 |
| FIGURA 21: MOUNT SIGNAL SOLAR. 265.7 MW. | 50 |
| FIGURA 22: CALIFORNIA VALLEY SOLAR RANCH. 250 MW | 51 |
| FIGURA 23: INSTALACIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS..... | 53 |
| FIGURA 24: INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 54 |
| FIGURA 25: INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 55 |
| FIGURA 26: INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 56 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 27: FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE | 58 |
| FIGURA 28: ÓRBITA DESCRITA POR LA TIERRA EN SU MOVIMIENTO ALREDEDOR DEL SOL..... | 62 |
| FIGURA 29: DISTRIBUCIÓN ESPECTRAL DE LA RADIACIÓN SOLAR | 63 |
| FIGURA 30: COMPONENTES DE LA RADIACIÓN GLOBAL..... | 65 |
| FIGURA 31: PARALELOS Y MERIDIANOS DE LA CORTEZA TERRESTRE..... | 66 |
| FIGURA 32: TRAYECTORIA SOLAR DURANTE EL DÍA. | 68 |
| FIGURA 33: DISEÑO Y FUNCIONAMIENTO DE UNA CÉLULA SOLAR DE SILICIO CRISTALINO | 73 |
| FIGURA 34: EFICIENCIA Y ÁREA DE LOS MATERIALES UTILIZADOS EN LAS CELDAS SOLARES..... | 75 |
| FIGURA 35: CONDICIONES DE OPERACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 77 |
| FIGURA 36: CURVA CARACTERÍSTICA DE VOLTAJE, PARA UN MÓDULO FOTOVOLTAICO..... | 78 |
| FIGURA 37: CURVA CARACTERÍSTICA DE LA CORRIENTE, PARA UN MÓDULO FOTOVOLTAICO | 78 |
| FIGURA 38: DATOS GENERALES DE ENTRADA Y SALIDA DEL CONVERTIDOR DE CD/CA..... | 83 |
| FIGURA 39: SOPORTES UTILIZADOS EN LOS PANELES SOLARES..... | 86 |
| FIGURA 40: MAPA DE LA RUTA O TRAYECTO | 94 |
| FIGURA 41: MAPA DEL LUGAR EN LA REGIÓN DE PUNO..... | 95 |
| FIGURA 42: MAPA DEL LUGAR DE ESTUDIO CON SUS REFERENCIAS LIMITES POR COLORES. | 95 |
| FIGURA 43: FOTO DEL LUGAR DE ESTUDIO EN EL MES DE OCTUBRE | 96 |
| FIGURA 44: FOTO DEL LUGAR DE ESTUDIO, TOMADO EL MES DE OCTUBRE. | 96 |
| FIGURA 45: PROMEDIO MENSUAL DE RADIACIÓN SOL..... | 98 |
| FIGURA 46: PROMEDIO MENSUAL DE RADIACIÓN SOL..... | 100 |
| FIGURA 47: DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO RESIDENCIAL DE ELECTRICIDAD EN EL DEPARTAMENTO DE PUNO | 101 |
| FIGURA 48: DISTRIBUCIÓN DEL INGRESO FAMILIAR EN EL DEPARTAMENTO DE PUNO..... | 101 |
| FIGURA 49: ÁNGULOS DE AZIMUT Y ALTURA | 113 |
| FIGURA 50: EJEMPLO DE CÁLCULO DE ALTURA DEL SOL EN BARCELONA EL 21 DE JUNIO A LAS 14 HORAS..... | 114 |
| FIGURA 51: UBICACIÓN DEL LUGAR DE LA CENTRAL CON LA SIMULACIÓN DE LA TRAYECTORIA SOLAR | 115 |
| FIGURA 52: GRAFICO DEL SOL..... | 115 |
| FIGURA 53: GRAFICO DE LA DURACIÓN DEL DÍA..... | 116 |
| FIGURA 54: CALCULO PARA EL GRAFICO DE LA TRAYECTORIA DEL SOL..... | 116 |

| | |
|---|-----|
| FIGURA 55: CÁLCULO DE LA DURACIÓN DEL SOL PARA UN DÍA | 117 |
| FIGURA 56: DIAGRAMA DE LA TRAYECTORIA SOLAR. | 117 |
| FIGURA 57: CURVA CORRIENTE (I) VS. TENSIÓN (V)..... | 120 |
| FIGURA 58: CURVA POTENCIA (P) VS. TENSIÓN (V)..... | 121 |
| FIGURA 59: PROMEDIO MENSUAL DE LA VELOCIDAD DEL VIENTO..... | 123 |
| FIGURA 60: ORIENTACIÓN DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO | 126 |
| FIGURA 61: SEGUIDOR SOLAR. | 143 |
| FIGURA 62: MODELO DE UN MÓDULO DE TRANSFORMACIÓN..... | 145 |
| FIGURA 63: DIAGRAMA DE CARGA..... | 146 |

ÍNDICE DE TABLAS

| | |
|---|-----|
| TABLA 1: CENTRAL SOLAR TACNA | 53 |
| TABLA 2 CENTRAL SOLAR MOQUEGUA:..... | 54 |
| TABLA 3: CENTRAL SOLAR REPARTICIÓN 20T..... | 55 |
| TABLA 4: CENTRAL SOLAR MAJES | 56 |
| TABLA 5: PROMEDIO MENSUAL DE TEMPERATURA MÁXIMA | 97 |
| TABLA 6: PROMEDIO MENSUAL DE TEMPERATURA MÍNIMA | 97 |
| TABLA 7: TEMPERATURA MENSUAL PROMEDIO..... | 98 |
| TABLA 8: PROMEDIO MENSUAL DE TEMPERATURAS..... | 98 |
| TABLA 9: RESUMEN DE TEMPERATURAS Y PRECIPITACIONES 1964 AL 2010..... | 99 |
| TABLA 10: CALCULO DE DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGIA | 102 |
| TABLA 11: PROMEDIO MENSUAL DE LA RADIACIÓN QUE INCIDE SOBRE UNA SUPERFICIE ACENTUADA INCLINADA - ECUADOR (KWH/M ² - DÍA) | 111 |
| TABLA 12: RADIACIÓN SOLAR SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL DE UN PERIODO DE DÍAS CONSECUTIVOS (KWH/M ²) | 111 |
| TABLA 13: INSOLACIÓN PROMEDIO MENSUAL SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL (KWH/M ² - DÍA) Y DIFERENCIA MÍNIMA Y MÁXIMA DE PROMEDIO MENSUAL DE INSOLACIÓN (%)..... | 112 |
| TABLA 14: RESULTADOS VELOCIDAD TORQUE PARA UN GENERADOR EÓLICO..... | 124 |
| TABLA 15: CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO MONO CRISTALINO Y POLI CRISTALINO | 128 |
| TABLA 16: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR | 128 |
| TABLA 17: COEFICIENTE DE TEMPERARURA DE LOSMÓDULOS FOTOVOLTAICOS | 129 |
| TABLA 18: CANTIDAD DE MÓDULO F. V. MONOCRISTALINO EN SERIE..... | 133 |
| TABLA 19: CANTIDAD DE MÓDULOS F.V. POLICRISTALINO EN SERIE | 133 |
| TABLA 20: CANTIDAD DE MÓDULOS F. V. MONOCRISTALINO EN PARALELO. | 138 |
| TABLA 21: CANTIDAD DE MÓDULOS F. V. POLICRISTALINO EN PARALELO..... | 138 |
| TABLA 22: INTENSIDAD DE CORRIENTE DEL INVERSOR. | 139 |
| TABLA 23: CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR. | 139 |
| TABLA 24: RESULTADOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO MONOCRISTALINO | 140 |
| TABLA 25: RESULTADOS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO POLICRISTALINO | 141 |

| | |
|---|-----|
| TABLA 27: CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR ELEVADOR DE TENSIÓN. | 144 |
| TABLA 28: CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN. | 144 |
| TABLA 29: RESUMEN DE LOS CALCULOS EN GENERAL. | 145 |
| TABLA 30: RESULTADOS DE TORQUE PARA UN GENERADOR EÓLICO | 147 |
| TABLA 31: RESUMEN DE CÁLCULOS PARA EL GENERADOR FV POLICRISTALINO..... | 147 |
| TABLA 32: RESUMEN DE CÁLCULOS PARA EL GENERADOR FV MONOCRISTALINO | 148 |

ÍNDICE DE ANEXOS

| | |
|---|-----|
| ANEXO 1: PLANOS DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA..... | 154 |
|---|-----|

RESUMEN

El aprovechamiento de las energías renovables en el mundo, es algo que cada vez está tomando más fuerza; ante la problemática del calentamiento global y de la contaminación ambiental y para ello se tomara muchas soluciones como las construcciones de Centrales Hidroeléctricas, Eólicas, Solares Fotovoltaicas, Térmicas, entre otros; pero, para ello se requieren de estudio para ver la factibilidad de dichas instalaciones. El presente proyecto cuyo título es “Aprovechamiento del Potencial Energético Renovable de Origen Solar para la Generación de Energía Eléctrica en Challapalca Puno - 2014”, tiene como objetivo el diseño de una planta solar en el altiplano, que se pondrá para instalar en la red inter conectada; el objetivo fundamental del proyecto es: el cuidado del medio ambiente con energía sostenible, y la conexión a la red inter conectada, para la comercialización y rentabilidad del proyecto. Todas estas aplicaciones se lograran a través del estudio de los diferentes factores; técnico, económico, ambiental, etc., que afecten el desempeño y uso del mismo. Esta es una alternativa de desarrollo tecnológico a realizarse; estando en una etapa de energías limpias a nivel mundial; el método a usarse será descriptivamente y lo cual se quiere llegar al aplicado según sean los resultados obtenidos. El objeto a su vez será estudiar o investigar en el presente proyecto que, esta planta solar genere 25 MW, en la planicie del altiplano ubicado en las pampas de Challapalca.

Palabras claves: Aprovechamiento, Energía Renovable, Medio Ambiente, Potencial Energético, Generación Eléctrica, Planta Solar, Red inter conectada, Challapalca Puno.

ABSTRACT

The use of renewable energies in the world, is something that increasingly is taking more force; to the problems of global warming and environmental pollution and for this many solutions as the construction of Central hydroelectric, wind, solar photovoltaic, thermal, and others it will be taken; but, this will require study to see the feasibility of such facilities. This project titled "Harnessing the Energy Potential Renewable Solar Source for Power Generation in Challapalca Puno - 2014", aims to design a solar plant in the altiplano, which will be to install the inter network connected; the fundamental objective of the project is the care of the environment with sustainable energy, and connection to the inter connected network for marketing and project profitability. All these applications will be achieved through the study of different factors; technical, economic, environmental, etc., that affect the performance and use. This is an alternative technology development to take place; It is in a stage of clean energy worldwide; the method to be used descriptively and which is to get to the applied depending the results. The object in turn will study or research in this project, this solar plant will generate 25 MW, in the highland plateau located on the plains of Challapalca. This project was oriented to study and design the solar energy use in the pampas of Challapalca, but to be more specific around the barracks and maximum security prison in Peru.

Keywords: Achievement, Renewable Energy, Environment, Energy Potential, Power Generation, Solar Plant, Red inter connected, Challapalca Puno

INTRODUCCIÓN

El aprovechamiento de las energías renovables en el mundo es algo que cada vez está tomando más fuerza ante la problemática del calentamiento global, la contaminación ambiental, la mayor demanda de energía y la crisis económicas que atraviesan los países; y para ello se tomó muchas soluciones como las construcciones de Centrales Hidroeléctricas, Eólicas, Solares Fotovoltaico o Térmico, entre otros ;pero para ello se requieren de un estudio dedicado por nosotros los profesionales en el área y preguntarse ¿Cuál? ¿Dónde? Y ¿Se tendrá los recursos necesarios para su instalación? De ahí surge las inquietudes de incursionar en un estudio proyectado aquí en la región de Puno.

El problema de cómo aprovechar el potencial energético renovable de origen solar para la generación de energía eléctrica en Challapalca Puno, en este caso instalando una planta solar fotovoltaica y conectándola al sistema de la red interconecta, a su vez comparando las diferentes formas de aprovechar las energías renovables; está basado en los cambios de radiación solar, que afectan la velocidad del viento, temperatura, la formación de nubes; así mismo como utilizar la geografía y la estrategia que se pueda utilizar para que la energía eléctrica producida se conecte al sistema inter conectado, ya que se estima la generación 25 MW de potencia. Este proyecto va orientado al estudio en el Distrito de Capazo, Provincia del Collao - Ilave, Departamento de Puno; alrededores de la cárcel de máxima seguridad de Challapalca ubicado a 4800 m.s.n.m..

El Capítulo I: Se realiza una exposición del problema en relación a la investigación y trazarnos los objetivos propuestos para tratar de encontrar una respuesta a las muchas interrogantes.

El Capítulo II: Muestra los conceptos básicos que definen los antecedentes de la investigación, analizando su matriz energética tanto mundial como la matriz energética nacional, nacional y local un previo análisis económicos que han beneficiado o no en distintos países del mundo, explorando conjuntamente los conceptos relacionados a la energía fotovoltaica sus características micro climáticas y ver la importancia que tiene la radiación solar, su medición en altura.

Con la Operacionalización de variables tenemos ya un mapa de las variables que estudiaremos, independientes y dependientes para analizarlas una a una.

El Capítulo III: La estimación y ubicación de zonas con propiedades ricas en recursos de radiación es uno de los primeros pasos a realizar antes de iniciar con el proyecto procediendo luego con su cuantificación, tomado muestras e incluso incurriendo a las instituciones como el SENHAMI para obtener información, que como ya sabemos en el transcurso del trabajo no fueron de mucha utilidad porque su recolección de datos no va orientado a este tipo de proyectos, pero al menos nos da las ideas relativas de puntos estratégicos que uno puede ir evaluando para el desarrollo de una zona de estudio.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

En consecuencia de la crisis petrolera de los años 70 muchos organismos mundiales se han preocupado por la generación de energía a partir de recursos renovables y es así como en el protocolo de Kyoto, seguido de un enorme conjunto de iniciativas regionales, nacionales e internacionales, señalan la utilización del recurso energético renovable. La iniciativa de la Unión Europea de que en el año 2012, el 15% de la energía consumida sea de origen renovable, siendo eso un ejemplo que debemos seguir.

Para ello como se nota el muy escaso interés para impulsar este tipo de estudios, El Perú no posee legislación específica sobre el tema de las energías

renovables A pesar de que posee recursos en energías renovables en promedio 20 veces más lo que se tiene en la actualidad, así que motivados ante este reto es menester de los profesionales explorar e investigar este preciado campo que beneficiara al desarrollo del país contribuye a la menor contaminación ambiental y al sostenimiento de la creciente demanda energética.

En nuestra región, no se cuenta con el verdadero interés de utilizar energías renovables, a pesar de que pequeños proyectos se realizaron, y el más importante sería la hidroeléctrica San Gabán, pero con el problema energético que existe, el aumento de contaminación del medio ambiente, y el poco interés de las autoridades competentes en usar esta alternativa para mejorar la calidad de vida de las personas y su medio, hace que solo se tenga en conceptos esta solución.

Challapalca, es un lugar estratégico por varias razones; geográficamente es un desierto con bastante campo abierto, la irradiación solar es mayor que en otras partes de nuestra región, aparte de que se trata de un lugar muy conocido ya que la cárcel de máxima seguridad se encuentra ahí, y el mismo cuartel viene funcionando en el mismo; y al investigar se encontró que en nuestra región es el solar uno de las energías renovables más rentable y de gran escala es que existen.

1.2. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.2.1. Problema general

¿Cómo aprovechar estratégicamente el potencial energético renovable de origen solar, para la generación de energía eléctrica en Challapalca - Puno?

1.2.2. Problemas específicos

- a) ¿Qué factores son importantes y determinantes para diagnosticar el potencial energético para un óptimo funcionamiento de las celdas fotovoltaicas
- b) ¿Qué modelo matemático adecuado que permitirá el diseño de una celda fotovoltaica y determinar el potencial energético en Challapalca - Puno?
- c) ¿En qué magnitud los parámetros técnicos y económicos permiten determinar la viabilidad para su instalación en las pampas de Challapalca- Puno?

1.3. JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

Las energías renovables en la actualidad se han vuelto una solución ante la crisis energética, la contaminación ambiental, y el uso desmedido de los combustibles fósiles es por eso que muchas empresas, instituciones, gobiernos, académicos y la población en general han buscado encontrar la solución a estos problemas antes mencionados han optado por utilizar diversas tecnologías para lograr una un equilibrio entre el ecosistema y la sociedad y en el ámbito energético se ha estado apostando por sistemas renovables, ya sea aprovechando recursos hídricos, recursos solares, recursos eólicos, incluso hasta la basura con la Biomasa.

Lamentablemente en el campo de la generación de energía en muchos países, no se cuenta o se tiene poco en legislación ni con estudios para proyección del tipo renovable lo único que se estuvo incursionando fue el asunto de las Energía Hidráulica donde en Perú se cuenta con muchas

grandes centrales de energía hidroeléctrica gracias a nuestra geografía, aprovechando al máximo estos recursos pero con el tiempo esto se volverá un recurso en el cual llegara el tope de ¿dónde se instalaran más centrales hidroeléctricas? Y tenemos que ver nuevas alternativas de solución a futuro y el futuro ahora esta con la energía fotovoltaica y la energía eólica por que donde zonas donde no se podían construir Hidroeléctricas se podrán construir parques eólicos y solares.

El proyecto de investigación se justifica, debido a la tendencia de tecnologías de uso energético no convencional, al cuidado del medio ambiente, al problema energético mundial, desestabilidad climática y conflictos sociales.

En este caso viendo muchos factores nos estamos en la necesidad como estudiantes de realizar estudios para encontrar los mejores sitios óptimos donde puedan funcionar estas alternativas energéticas y podamos acoger las necesidades energéticas que tiene nuestro país.

Para aprovechar este lugar por su potencial energético solar, como estrategia de su geografía, estando el cuartel y la cárcel de máxima seguridad del Perú - Challapalca; económicamente rentable al ser conectado a la red interconectada, y calmar en parte los conflictos sociales latentes que tenemos.

Cercano a los costos con tecnologías no renovables; y en el caso de las plantas eoloeléctricas, mini hidroeléctricas y termoeléctricas con biomasa los costos de energía eléctrica llegan a ser menores que con plantas convencionales (aun en el caso de la fotovoltaica). Esto sin tomar en cuenta los precios actuales y futuros de los combustibles fósiles y es de luego sin considerar los costos asociados a las externalidades, es decir, a la reparación de los daños provocados al medio ambiente por el proceso de transformación

de combustibles fósiles en energía eléctrica. Por ejemplo, un estudio reciente auspiciado por la CEPAL y la Semarnat estima en más de seis pesos mexicanos el costo adicional que tendría cada kilowatt-hora, considerando las externalidades de las plantas termoeléctricas mexicanas (L., 2007).

1.4. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.4.1. Objetivo general

Determinar el potencial energético renovable, de origen solar en energía eléctrica, en Challapalca - Puno.

1.4.2. Objetivos específicos

- a) Identificar los factores importantes y determinantes para el diagnóstico del potencial energético para el óptimo funcionamiento de las celdas fotovoltaicas en las zonas de estudio de Challapalca - Puno.

- b) Elaborar un modelo matemático adecuado que permitirá el diseño de una celda fotovoltaica y determinar el potencial energético en Challapalca - Puno.

- c) Calcular los parámetros técnicos y económicos que permitan determinar la viabilidad para su instalación en las pampas de Challapalca- Puno.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

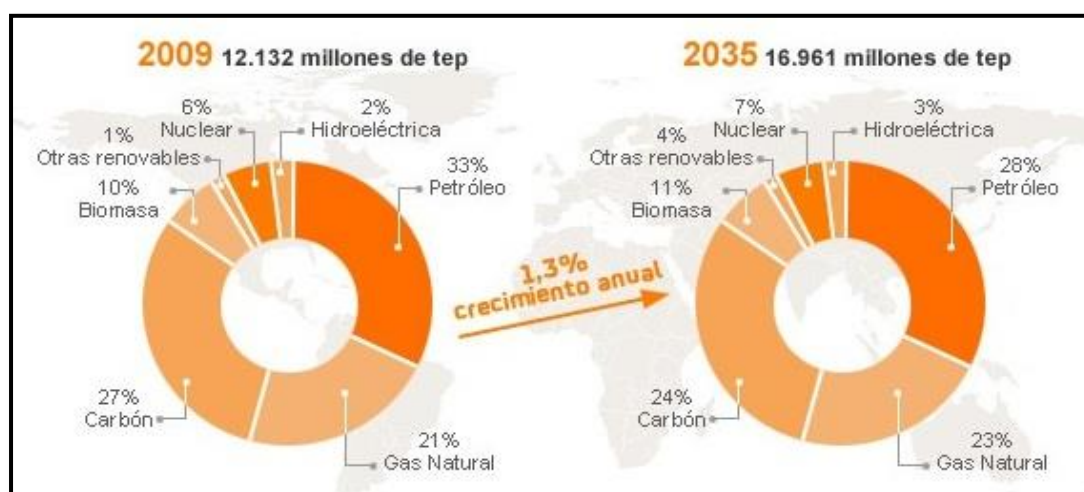
2.1.1. Matriz energética mundial

El acceso a energía asequible, confiable y sostenible es vital para impulsar el crecimiento económico y poner fin a la pobreza extrema. Alrededor de 1100 millones de habitantes en el mundo aún no tienen electricidad y otros 2900 millones dependen de la leña u otro tipo de biomasa para cocinar y como medio de calefacción. Esto genera contaminación tanto en el interior como en el exterior de las viviendas, un problema que causa 4,3 millones de muertes anuales. Los servicios de energía modernos pueden ayudar a mejorar la calidad de vida de millones de personas en todo el mundo y sustentan el progreso en todos los ámbitos del desarrollo (Mundial, 2016)

La estructura de consumo por fuentes energéticas es una de las claves para analizar los retos a los que nos enfrentaremos en el futuro. Esta estructura, en la que el petróleo y el resto de combustibles fósiles tienen un peso significativo, queda reflejada en la matriz energética de consumo mundial de energía primaria. En este apartado encontrarás los datos y la evolución previsible de dicha matriz según la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

En la siguiente imagen se observa la perspectiva de crecimiento de la demanda mundial de energía primaria el año 2011.

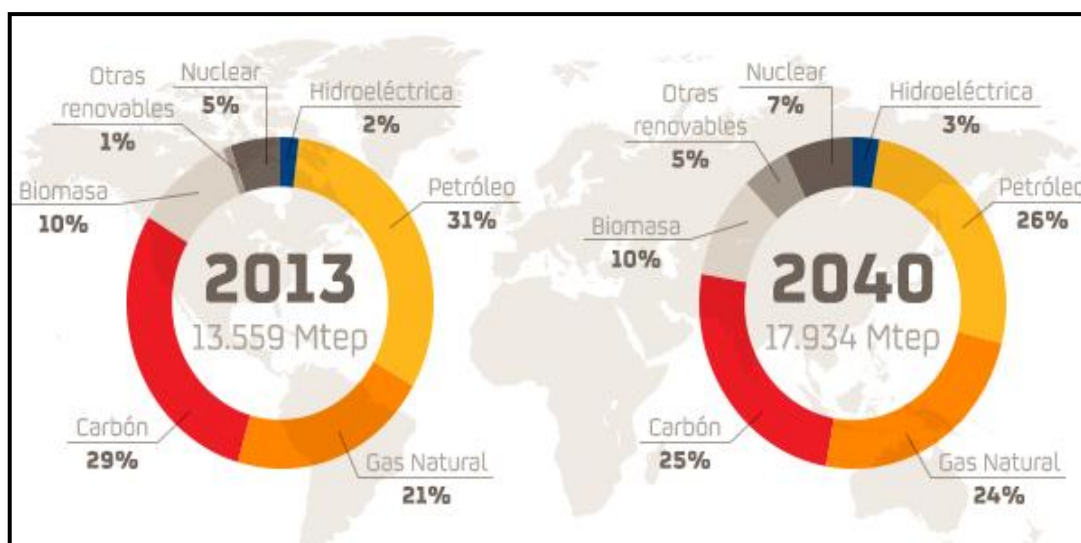
Figura 1: perspectiva de crecimiento de la demanda mundial de energía primaria del año 2011



Fuente: World Energy Outlook, Agencia Internacional de la Energía (A.I.E.) (2011).

En la figura 2; se observa la perspectiva de crecimiento, en el año 2013, el cual es la más reciente actualización; así se puede hacer una comparación, en el análisis de variación entre el año 2011 y 2013.

Figura 2: Perspectiva de crecimiento de la demanda mundial de energía primaria para el año 2013



Fuente: World Energy Outlook, Agencia Internacional de la Energía (A.I.E.) (2011).

A escala mundial, los hidrocarburos aportan más de la mitad de la energía primaria consumida. En particular, el 31% del consumo energético primario global proviene del petróleo, siendo así la fuente energética más utilizada.

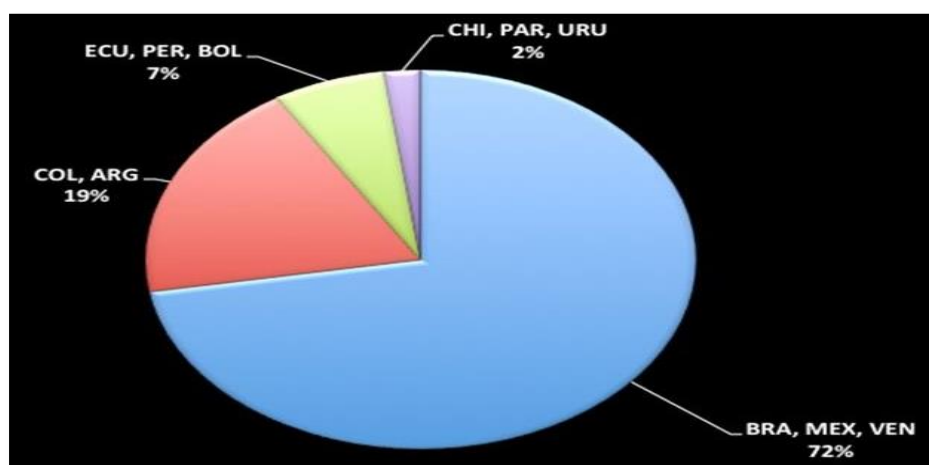
Durante los próximos años no se esperan grandes cambios. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en su escenario base del World Energy Outlook de 2015, el petróleo registrará una contracción de 5 puntos porcentuales en la matriz energética de 2040 respecto a 2013. Por su parte, el gas natural alcanzará una participación del 24% sobre una demanda energética total estimada en 17.934 millones de toneladas equivalentes de petróleo.

2.1.2. Matriz energética sudamericana

En América Latina el debate sobre la integración de la política energética y climática ha sido aún escaso. Esta integración existe de facto hasta ahora, sólo en una dimensión técnica a través del óleo y los gasoductos y de diversas

cooperaciones entre las empresas petroleras. En cuanto a la discusión internacional sobre las alternativas energéticas en el marco del cambio climático, únicamente Brasil está jugando un rol importante por su alto grado de desarrollo en biocombustibles. Esto conlleva dos peligros: que se agudicen los desequilibrios en el abastecimiento y la producción energética entre los distintos países de la región y que se desatiendan las políticas de incentivos para alternativas de energías renovables, dejando en el futuro, el interés por América Latina en este tema a las negociaciones con Brasil y al resto de la región fuera del foco de la atención internacional.

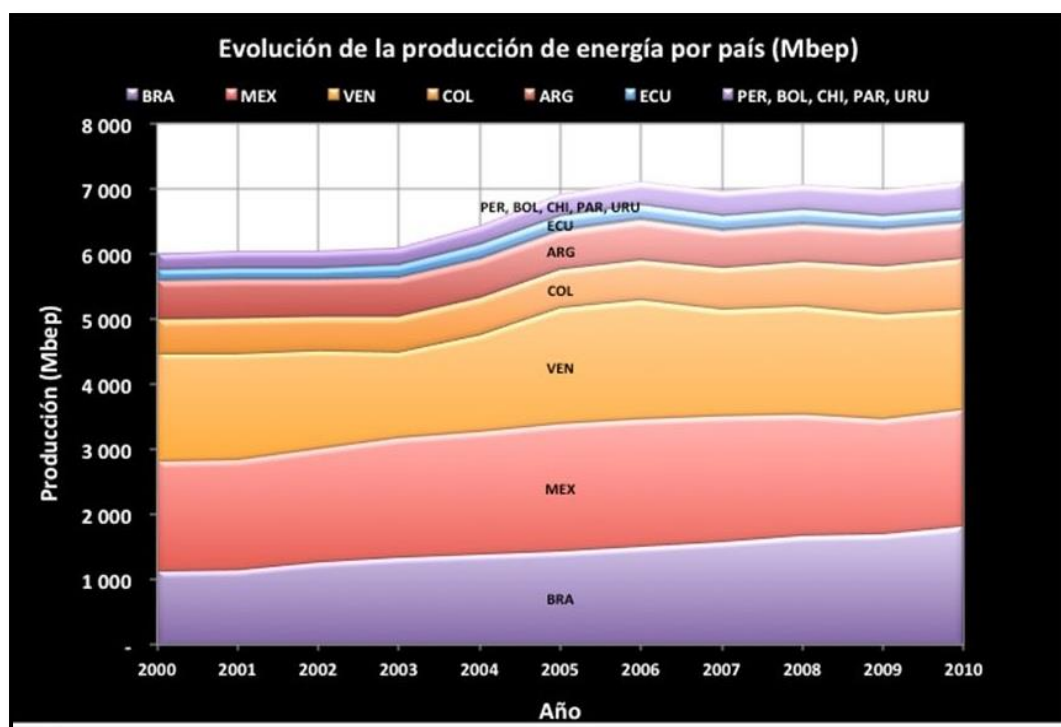
Figura 3: Matriz energética sudamericana



Fuente: Guzmán J. Carlos (2012).

En la figura 3, se observa la producción que alcanzó Sudamérica, en 2010, a 7092 (Mbep); con un crecimiento de 1.7%. Brasil, México y Venezuela producen el 72% de la energía primaria.

Figura 4: Evolución de la producción de energía por país



Fuente: Guzmán J. Carlos (2012).

2.1.3. Matriz energética peruana

En el periodo del 2003 al 2013, el Producto Bruto Interno (PBI) se incrementó en 86% y la producción de electricidad aumentó en 92%, en tanto que la producción de hidrocarburos lo hizo en 260%. En el mismo período, el consumo final nacional de estos recursos energéticos se incrementó en 92%

Para la electricidad mientras que en 100% para los hidrocarburos líquidos y el gas natural agregados. Lo que significa el mayor crecimiento de la actividad económica y de la demanda de energía de las últimas décadas, en

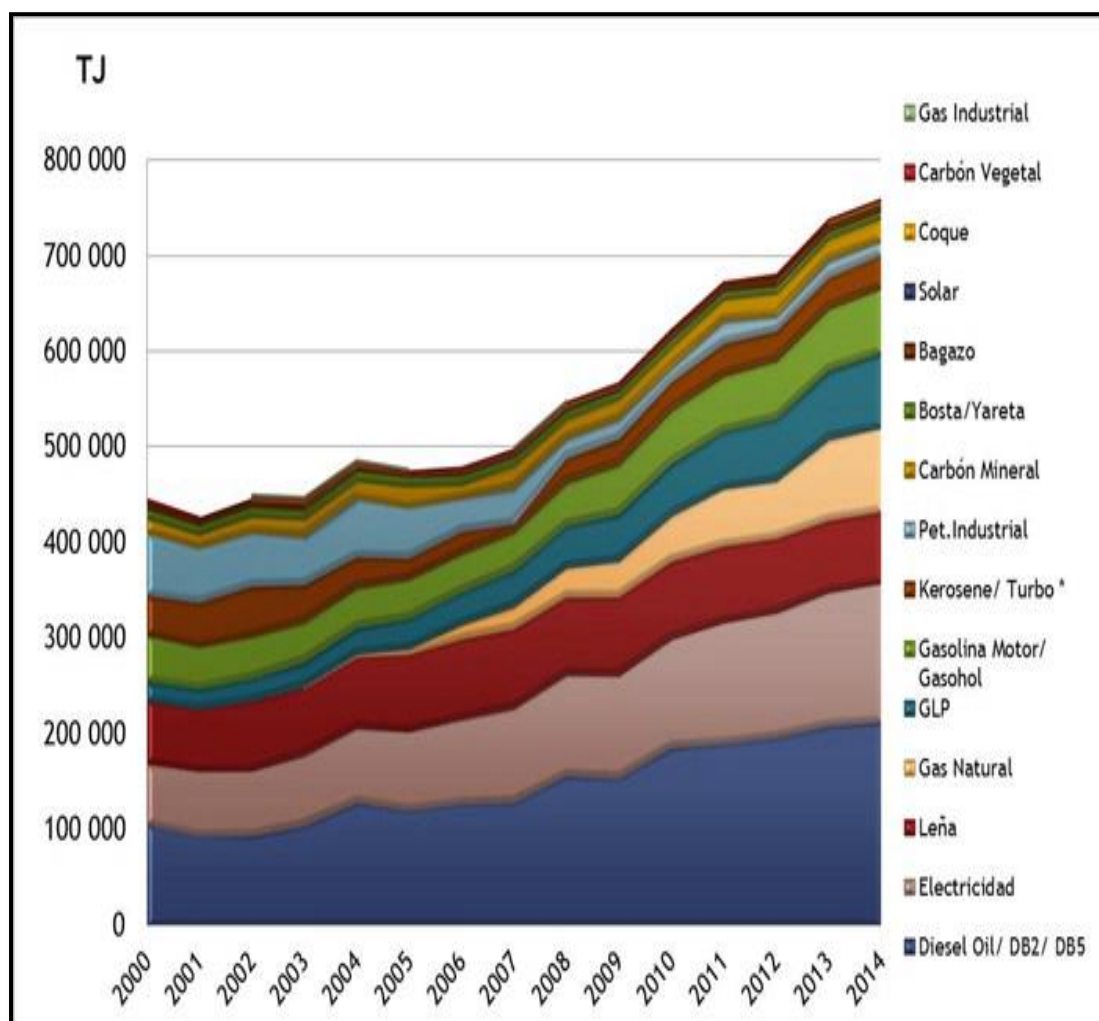
base a la creciente inversión privada en infraestructura, así como por la inversión social desarrollada por el Estado.

En el año 2014, la producción de energía primaria fue 1 083 111 TJ superior en 4% respecto al año anterior. Este incremento, se debió principalmente al aumento de la producción de petróleo crudo y el carbón mineral, que se incrementaron con relación al 2013 en 10% y 7% respectivamente ambas fuentes energéticas. De la misma manera, se aprecia una reducción en la producción de la hidroenergía en menos del 1%.

En la estructura de producción de energía primaria, los hidrocarburos continúan prevaleciendo como la fuente principal. Asimismo, la producción de energía comercial (conformada por todas aquellas fuentes de energía susceptibles a ser fácilmente compradas o vendidas en un mercado) representó el 89,7% del total.

En el caso de la leña y la bosta, la reducción de la oferta interna bruta de energía, desde que no hay inventarios ni exportaciones e importaciones, obedece directamente a un menor consumo de estos energéticos.

Figura 5: Matriz Energética Peruano



Fuente: Ministerio de Energía y Minas

Matriz Energética 2011, proviene en su mayoría de energía renovable (cerca del 57% del mercado eléctrico se genera con electricidad, 38% con gas natural, 2% con carbón y 3% con otras fuentes).

En los últimos cinco años, la producción de energía se ha incrementado en un 40.38%, explicado principalmente por el crecimiento de la generación termoeléctrica con una tasa promedio de 16% anual.

Principales grupos económicos que concentran el 62% de la producción de energía: Endesa, Globeleq, Suez y Duke Energy.

Figura 6: Consumo por persona de Energía y la densidad de Población.

| Consumo per cápita (kWh/Cápita) | | | |
|--|-------------|-------------|----------|
| País | 2000 | 2014 | % |
| Perú | 678.0 | 1,357.0 | 100% |
| Chile | 2,481.2 | 3,667.3 | 48% |

| Población (Millones habitantes) | | | |
|--|-------------|-------------|----------|
| País | 2000 | 2014 | % |
| Perú | 26.0 | 30.8 | 18% |
| Chile | 15.4 | 17.8 | 15% |

Fuente: INEI, Coes, CNE Chile

Principales grupos económicos que concentran el 62% de la producción de energía: Endesa, Globeleq, Suez y Duke Energy.

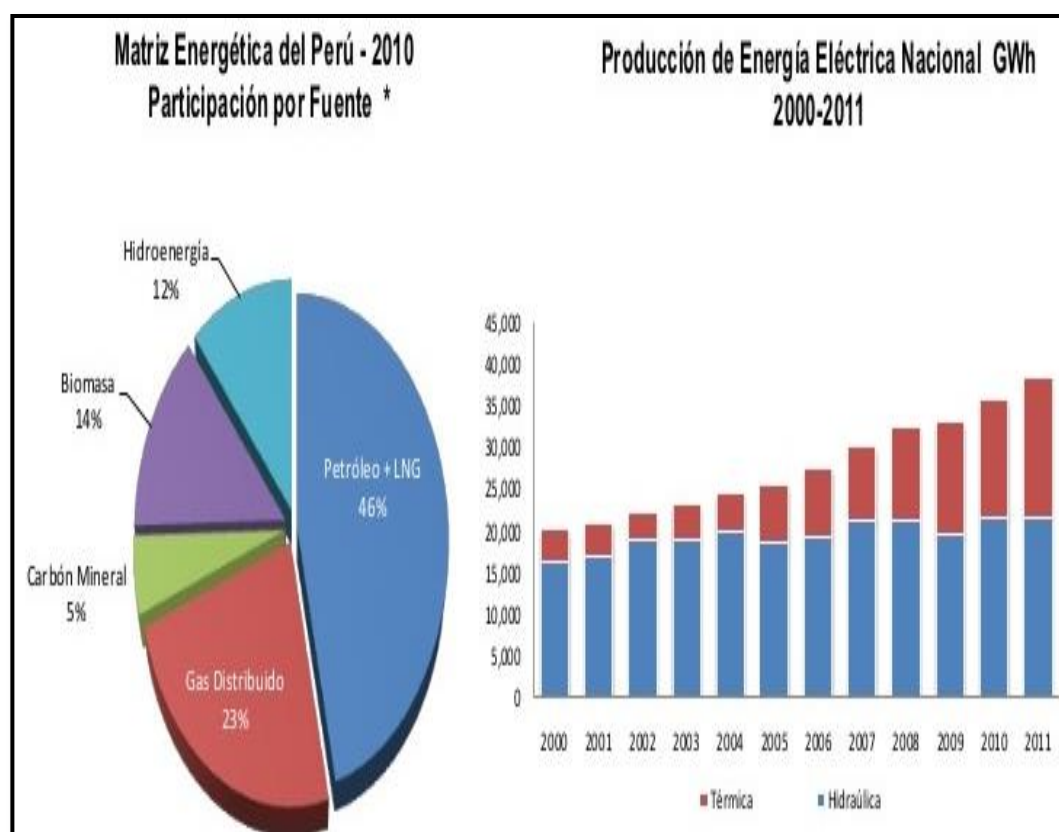
Así; se observa los distintos cambios en la matriz energética en el Perú, desde el año 1993 hasta una visión a largo plazo, que es obviamente variable, por los diferentes factores que influyen; tales como: densidad de población, demanda energética, crecimiento económico, accesibilidad a los servicios energéticos, etc.

La importación de energía primaria durante el año 2014 fue 191 828 TJ, de los cuales el petróleo crudo representó el 92% y el carbón mineral el resto.

Con relación al año anterior, la importación de energía primaria disminuyó en 8,6%.

La producción de energía comercial registrada en el año 2014 fue 971 524 TJ, siendo la producción de gas natural y sus líquidos la predominante con el 74,0 % del total, seguido por el petróleo crudo, con una participación de 15,1 %. Se tiene un gran potencial en reservas de gas natural y sus líquidos en áreas cercanas a Camisea, en las cuencas de la costa y zócalo continental, así como también de **hidroenergía**. En el año 2014, la producción de energía de origen hidroeléctrico representó el 10,3% de la producción total

Figura 7: Matriz Energética del Perú – 2011.



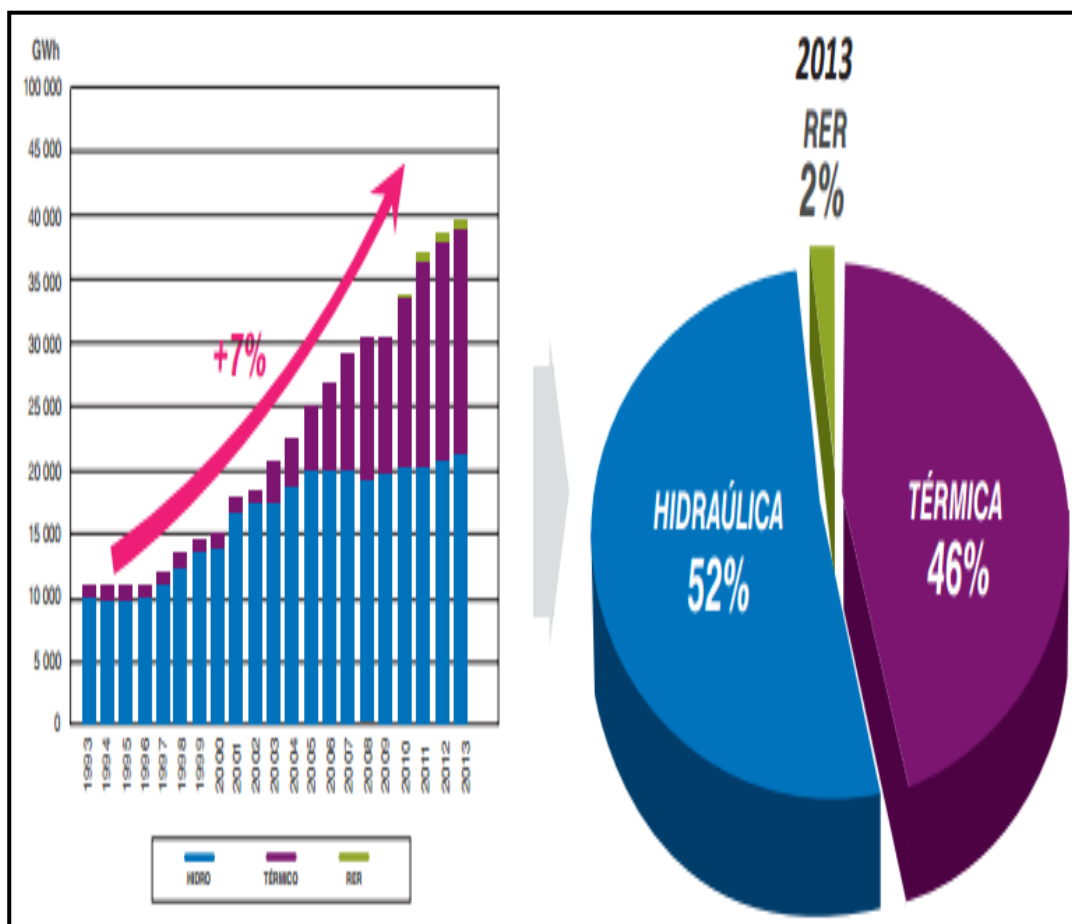
Fuente: Ministerio de energía y minas.

Se observa al Perú en el 2012, donde la **hidroenergía** se considerada como energía renovable convencional y por cierto la más económica de las ER en el Perú, representaba el **11%** del total de fuentes primarias de energía, siendo el porcentaje restante atribuido a combustibles fósiles, petróleo, LGN y gas natural en su mayoría, por otro lado el porcentaje de energía solar fue mínimo según el Ministerio de Energía y Minas del Perú. Si comparamos esta foto con la foto escala mundial, encontraremos que hacia el 2013 las energías renovables representaron el **19%** del consumo final de energía en el mundo.

La tendencia mundial hacia las energías renovables en el marco de una economía sostenible que dé respuesta a los efectos del cambio climático, así como, estimaciones de un futuro incremento del consumo final de energía debido a la economía interna peruana, el aumento de la población urbana y la ampliación de la cobertura energética, han hecho que el Perú apueste por políticas que promuevan el desarrollo de este tipo de energías.

Tal es el caso de la ley para las tecnologías no hidroeléctricas, que estima lograr un 5% de energías renovables no convencionales (RER). Según el Ministerio de Energía y Minas de Perú, entre los proyectos a considerar están los sistemas híbridos (diésel/fotovoltaicos) en zonas aisladas, fotovoltaicos, eólicos y biomasa para los sistemas aislados e interconectado nacional. Se estima alcanzar en el corto plazo no menos de 200 MW adicionales de nueva generación renovable no convencional. Estas medidas nos ayudarán a contar con una participación mayor al **60% de energías renovables** en la matriz de producción eléctrica, meta propuesta en el Plan energético nacional 2014-2025

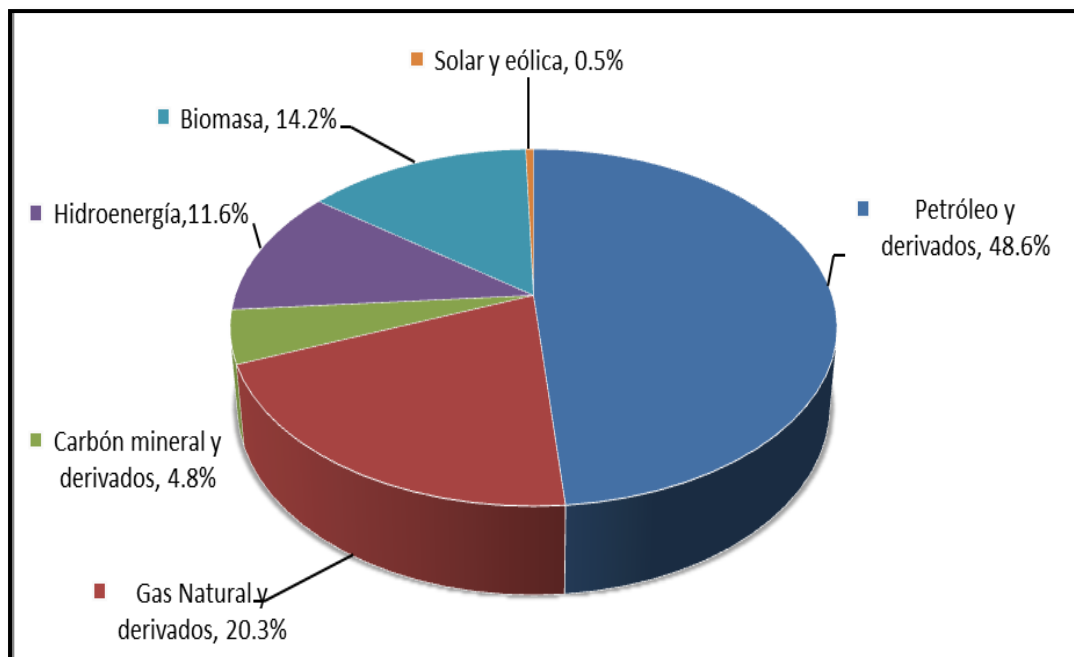
Figura 8: Producción nacional de electricidad



Fuente: Plan energético nacional 2014-2025. Ministerio de Energía y minas.

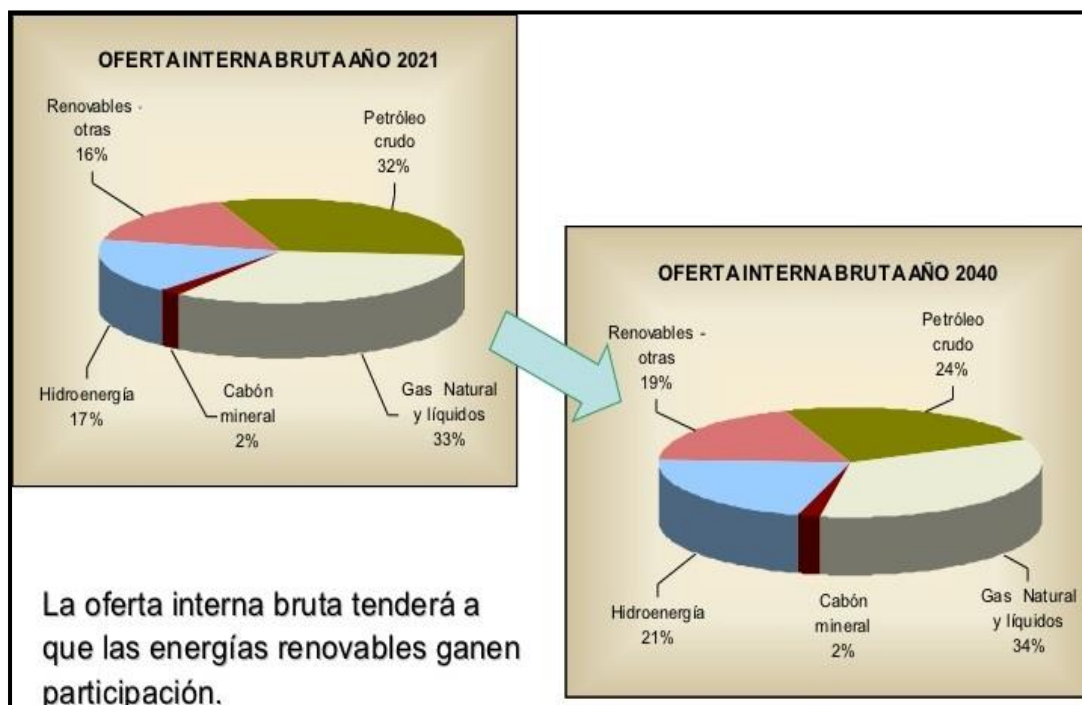
En los últimos años el sector energía registró uno de los más importantes crecimientos en la historia peruana, el canon y el sobre canon petrolero han generado S/.8, 945 millones entre 2003 y 2013. La demanda energética de la población va en aumento y, en adición, se abre la necesidad de usar tecnologías y fuentes de energía más eficientes ambiental y socialmente. Según el Balance Nacional de Energía, la mayor parte del consumo energético proviene de fuentes como los hidrocarburos (59%), mientras que sólo un 0.5% de matrices renovables como la energía solar y eólica.

Figura 9: Oferta Energética Perú.



Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015 Perú

Figura 10: Matriz Energética a Largo Plazo



Fuente: Ministerio de Energía y Minas (2012).

2.1.4. Antecedentes de centrales solares fotovoltaicas en el mundo

La tecnología relacionada con la generación de electricidad por procesos fotovoltaicos ha tenido grandes avances. Su costo unitario de potencia se ha reducido más de 20 veces desde 1973, al pasar de 200 a 10 dólares por watt. Esto ha permitido que el uso de esta tecnología se haya generalizado y que se tengan expectativas de mayores reducciones en su precio, lo que la coloca en el umbral de aplicaciones masivas. Actualmente, e impulsado por un mercado nacional dinámico, Japón supera a los Estados Unidos como líder productor de celdas fotovoltaicas con 80 MW por año.

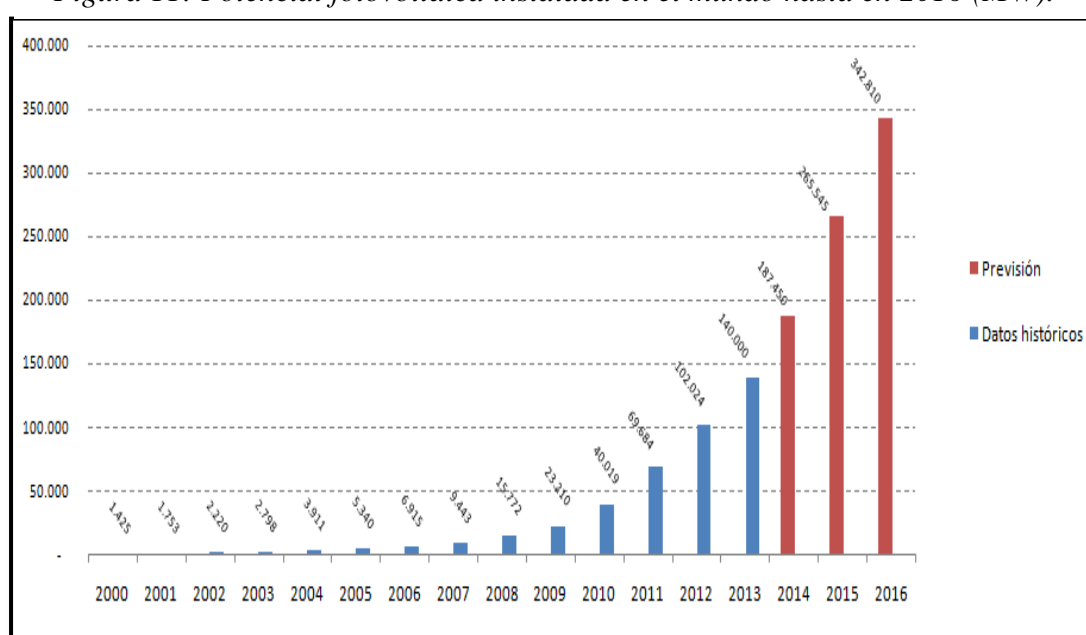
Estimaciones indican que la industria de la energía solar tiene un futuro próspero. En ese sentido se dice que en el año 2008 el sector de la energía solar empleaba unas 120,000 personas en el mundo. Pero si analizamos la curva ascendente, es bueno saber que para el año 2020 este sector demandará unos dos millones de personas algo que demuestra un crecimiento realmente fenomenal.

Tampoco debemos perder de vista que Alemania y Japón, son los más avanzados en la fabricación e instalación de energía solar y a estos se sumarán los países de Estados Unidos y China. Es interesante saber que los países de Alemania avanzaron en el rubro energético al promover la instalación de paneles solares en los hogares e industrias a través de incentivos económicos, es así como una producción de energética tenderá a descentralizarse.

Económicamente la inversión permite saldar costos al cabo de ocho años cuando el sistema tiene una durabilidad aproximadamente de 20 años, a partir de ahí podría considerarse que la energía obtenida es gratuita. Pero estos

números no son estáticos si consideramos la producción de paneles a gran escala será otro factor que haría bajar los costos. A esto también hay que agregarle las innovaciones tecnológicas que se están desarrollando para mejorar el rendimiento. Por ejemplo, la compañía First Solar construye en China, la planta de energía solar de 2,000 mega watt y se ubica en la ciudad de Ordos al interior de Mongolia (Gabriel, 2010).

Figura 11: Potencial fotovoltaica instalada en el mundo hasta en 2016 (MW).



Fuente: Energía solar Wikipedia (2016)

Para cuando el proyecto se encuentre finalizado (2019), China tendrá la mayor planta de energía solar del mundo en términos de la cantidad de mega watt que puede generar. Otro proyecto que se está llevando a cabo por el Ejército de los Estados Unidos en su primera etapa es la construcción de una granja solar de 500 mega watt en el desierto de Mojave, para la última etapa contempla una instalación capaz de generar 1,000 mega watt y debería estar finalizada en el año 2019, se espera que la totalidad de los paneles solares cubran una superficie de 65 kilómetros cuadrados.

2.1.5. Antecedentes de la tesis y las centrales solares en el mundo

No existen antecedentes de esta magnitud en el altiplano peruano.

Las investigaciones que se han realizado son a pequeña escala.

España contara para finales de 2007 con 278 nuevas plantas de energía solar fotovoltaica gracias a un proyecto impulsado por Santander y BP Solar. Se trata de mayor esfuerzo de inversión en este tipo de energía realizado hasta la fecha en Europa. Estas instalaciones contaran con una capacidad agregada entre 18 y 25 MW en total, lo que significara duplicar la potencia de energía solar fotovoltaica con que cuenta actualmente España (Ubierna, 2006).

Además, se ahorraran hasta 37500 toneladas de emisiones de dióxido de carbono. La construcción de las plantas solares que comenzara el próximo mes de mayo, estará finalizado en diciembre de 2007 y supondrá una inversión que podrá ascender hasta 160 millones de euros. Cada uno de las plantas tendrá un tamaño de entre 90 y 100 KW (Ubierna, 2006).

Para la instalación de paneles convencionales sobre estructuras fijas, se tiene previsto el uso de una parcela ubicado en terreno rustico, situado en el municipio de Huerca – Overa (Almería), más concretamente en Rambla grande. Se considera una parcela de 37m x 91m aproximadamente, con una superficie de $3000m^2$ (F., López E., & S.).

“En 2006, en Monte Alto (Navarra) sobre una extensión de 51 a un 889 estructuras de paneles fotovoltaicos con una potencia total de 9.55 MW” (Castejón & Santamaría, 2009).

En el año 2009 la mayor central solar fotovoltaica en funcionamiento esta en Portugal (Amareleja – concejo de Moura) con 46 MW instalado sobre una

superficie de 250 hectáreas. Consta de 2520 seguidores BUSKIL de 13 x 10.8m con 104 paneles de silicio policristalino (Santamaría, 2009).

Por esas fechas se está construyendo en EE.UU.: Abengoa Energía, en Arizona sobre 800 hectáreas una potencia de 280 MW fotovoltaicos (Santamaría, 2009) .

La generación de energía eléctrica mediante recursos renovables se realiza por medio de los ciclos y condiciones que brinda la naturaleza, dichas condiciones se espera perduren por varios siglos o incluso milenios, es por esto que se han desarrollado tecnologías para el correcto aprovechamiento de estos recursos, la implementación de estas tecnologías y por ende aprovechamiento de los recursos tiene un impacto favorable para el entorno (Arenas, 2013).

Las energías renovables pueden ser aprovechadas a gran escala por medio de grandes generadores o por medio del autoconsumo energético, esta es una actividad mediante la cual un consumidor de energía, en este caso energía eléctrica, produce su propio abastecimiento sin algún suministro externo, esta práctica puede ser total o parcial (Arenas, 2013).

El mercado fotovoltaico mundial creció 50 GW el año pasado, mientras que la capacidad total ha alcanzado al menos los 227 GW, de acuerdo con el Programa del Sistema de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de Energía (AIE PVPS) recientemente publicado en su informe Instantánea del Mercado Global Fotovoltaico 2015 .

Las cifras preliminares del informe muestran que alrededor de 49 GW de capacidad fotovoltaica fue instalada en los países que forman parte de la AIE

PVP y en otros mercados importantes durante el año 2015. Esta cifra alcanza un total de 50 GW cuando se incluyen otros mercados más pequeños adicionales.

La región de Asia y Pacífico representó alrededor del 59% del mercado mundial de energía fotovoltaica en 2015 y es la primera región de la clasificación por tercer año consecutivo, según el estudio de la AIE.

Los avances más significativos se observaron en China, donde el mercado añadió 15,3 GW, según la AIE PVPS. El segundo mercado más importante fue Japón con 11 GW año pasado, por delante de la Unión Europea y EEUU, con más de 7 GW cada uno. La agencia destaca a la India, con 2 GW, como “la estrella ascendente en el sector fotovoltaico.”

Estas aportaciones han introducido algunos cambios en el ranking de las 10 mayores plantas fotovoltaicas del mundo. La primera, consecuencia del avance chino, es que la clasificación pasa a estar encabezada por la planta china de Longyangxia, que completó en diciembre de 2015 la segunda fase de la planta de 530 MW que, unidos a los 320 de la primera fase, suman un total de 850 MW que la sitúan al frente de esta clasificación con un amplio margen de ventaja sobre la estadounidense Solar Star, que pasa a ser la segunda con sus 579 MW.

El otro cambio es la incorporación de la planta francesa de Cestas, desarrollada por Neoen y contruida por un consorcio entre las que estaban Eiffage y Schneider Electric. Con sus 300 MW acreditados, la planta de Cestas es la mayor planta solar fotovoltaica de Europa. Una vez hechos estos cambios, la clasificación de las 10 mayores plantas fotovoltaicas del mundo queda como sigue:

Figura 12: Longyangxia Hydro – Solar PV Station. 850 MW. China.



Fuente: El periódico de la energía (2016).

La planta solar de Longyangxia, situada en la provincia china de Qinghai, es la estación más grande de tecnología mixta hidro-solar del mundo, fue diseñada y construida íntegramente por Powerchina, y conectada a la red eléctrica del coloso oriental hace poco más de un mes.

La central hidroeléctrica cuenta con una capacidad de 1.280 MW de potencia. Los trabajos en la estación fotovoltaica Longyangxia Solar Park comenzaron el 25 de marzo de 2013, en el Parque Industrial de Gonghe, cubriendo un área de 9,16 kilómetros cuadrados, es el de mayor inversión en tecnología hidro-solar fotovoltaica y se espera que suministre 483 GWh anuales a la red eléctrica china.

El pasado mes de diciembre de 2015 fue completada la segunda fase de 530 MW de potencia, que sumados a los 320 MW de la primera fase, dan un total de 850 MW que convierten a Longyangxia en la mayor planta fotovoltaica del mundo a día de hoy

Figura 13: Solar Star Solar Farm I Y II. 579 MW. Estados Unidos



Fuente: Solar Star Solar Farm I Y II. 579 MW. Estados Unidos

Solar Star es una central fotovoltaica de 579 MW ubicada en las proximidades de Rosamond, California. La planta fue finalizada en junio de 2015, y es actualmente la segunda planta solar más grande del mundo en términos de capacidad instalada, con 1,7 millones de paneles solares fabricados por **SunPower** y repartidos sobre una superficie de alrededor de 13 kilómetros cuadrados (3.200 acres). La planta es propiedad de **MidAmerican Solar**, una filial del grupo **MidAmerican Renewables**.

En comparación con otras plantas fotovoltaicas de tamaño similar, Solar Star utiliza un número más pequeño (1,7 millones) de paneles de eficiencia más alta, montados sobre seguidores de eje único. En contraste, las plantas fotovoltaicas Desert Sunlight y el Topaz Solar Farm (de 550 MW cada una) utilizan un número mayor (aproximadamente 9 millones) de módulos fotovoltaicos de telururo de cadmio en lugar de la tecnología cristalina fotovoltaica de silicio convencional, repartidos en un área más grande (alrededor de 25 kilómetros cuadrados). En cualquier caso, ambos tipos de instalaciones son comercialmente viables

Figura 14; Desert Sunlightg Solar Farm. 550 MW. Estados Unidos



Fuente: El periódico de la energía (2016).

La planta fotovoltaica **Desert Sunlight** tiene una capacidad instalada de 550 megavatios (MWAC) y está ubicada aproximadamente a seis millas al norte de Desert

Center, California, en el desierto de Mojave. La planta tiene aproximadamente 8,8 millones de módulos de teluro de cadmio procedentes de las fábricas de película delgada de la estadounidense **First Solar**. A partir de su inauguración en febrero de 2015, la planta solar cuenta con la misma capacidad instalada -550 MW- que Topaz Solar Farm, planta ubicada en la región central de Carrizo, en California, por lo que ambas están empatadas en tercer lugar en la clasificación de las plantas solares operativas más grandes por capacidad instalada.

La construcción del proyecto se llevó a cabo en dos fases, las cuales estuvieron apoyadas en sendos acuerdos de compra de energía a largo plazo (ppa). La fase I tiene una capacidad de 300 MW, cuya producción se vende a la compañía **Pacific Gas & Electric Company**. La fase II tiene una capacidad de 250 MW, cuya producción se vende a **Southern California Edison**. El desarrollo del proyecto generó más de 550 trabajos en el condado de Riverside, California durante su construcción.

El proyecto está radicado en un terreno de más de 16 km² en las proximidades de Desert Center, junto al Parque Nacional Joshua Tree. La construcción comenzó en septiembre de 2011 y la conclusión final fue en enero de 2015. Los créditos de 1.460 millones de dólares comprometidos en el proyecto están parcialmente garantizados por el Departamento de Energía de EEUU y están financiados por un grupo de inversores liderado por **Goldman Sachs Lending Partners**, que han presentado el proyecto en el marco del Programa de Asociación de Instituciones Financieras (FIPP), y **Citigroup Global Markets Inc.** como co-líder de la operación.

Figura 15: Topaz Solar Farm. 550 MW. Estados Unidos



Fuente: El periódico de la energía (2016).

MidAmerican Solar, compañía de la que es dueño desde febrero de 2012 el legendario empresario y multimillonario **Warren Buffett**, puso en funcionamiento en 2014, en la localidad de San Luis Obispo, California, la planta solar hasta entonces más grande y de mayor potencia del mundo: Topaz Solar Farm. La planta ocupa una superficie de 26 kilómetros cuadrados que acoge a un total de 9 millones de paneles fotovoltaicos de First Solar con una potencia de 550 MW.

La planta, en la que se invirtieron 2.500 millones de dólares es capaz de suministrar energía a un total de 160.000 hogares, ahorra un total de 377.000 toneladas de emisiones de CO₂ al año, equivalentes a lo que contaminan 73.000 vehículos en la carretera. Las operaciones y el mantenimiento de Topaz, seguirán corriendo a cargo de First Solar, y la producción irá íntegramente a Pacific Gas & Electric, con la que la compañía firmó un contrato

(ppa) de 25 años de duración. La que fuera hace dos años la mayor planta fotovoltaica del mundo, hoy comparte la tercera plaza con Desert Sunlight.

Figura 16: Copper Mountain. 458 MW. Estados Unidos



Fuente: El periódico de la energía (2016).

La planta fotovoltaica Copper Mountain Solar tiene una capacidad instalada de 458 MWp y está ubicada en Nevada. La compañía propietaria de la instalación, Sempra Generation, anunció el 1 de diciembre de 2010, cuando entró en funcionamiento la primera fase del proyecto, que era la planta fotovoltaica más grande de los EEUU, con una potencia instalada de 58 MW.

La producción anual de Copper Mountain Solar es de 100 GWh. La producción de la fase 1 está vendida a Pacific Gas & Electric en virtud de un acuerdo de compra de energía a 20 años (PPA). La energía generada a partir de la fase 2 ha sido vendida a la misma compañía en virtud de otro acuerdo de compra de energía a 25 años (PPA). La energía generada a partir de la fase 3 se vende a la Southern California Public Power Authority.

Copper Mountain Solar 3 es la tercera fase del complejo Copper Mountain Solar. La construcción de esta fase del proyecto solar de 250 MW se inició en 2013 y se completó a principios de 2015, con una ceremonia formal de entrega el 30 de abril de 2015. Esta fase es capaz de generar electricidad suficiente para abastecer a unos 80.000 hogares. Cupertino Electric ha encajado el último panel de los más de un millón de módulos fotovoltaicos solares de la planta Copper Mountain 3, en Boulder City, desarrollada por Sempra US Gas & Power y Consolidated Edison Development.

El proyecto es uno de los mayores desarrollos fotovoltaicos llevados a cabo en los EEUU, ocupa una extensión de 1.400 acres y cuenta con una potencia instalada de 250MW que, unida a la de las dos fases anteriores da un total de 458 MW. Sempra US Gas & Power y Consolidated Edison Development son los copropietarios de la planta, mientras que Cupertino Electric y Amec Foster Wheeler se asociaron para desarrollar conjuntamente el proyecto, encajando más de un millón módulos fotovoltaicos terrestres de inclinación fija.

Los 250 MW de la fase 3 de la planta de Copper Mountain aúpan al estado de Nevada a la tercera posición del ranking estatal, por detrás de California y Arizona, con un total de 789 MW de potencia instalada de energía solar fotovoltaica conectada a la red.

Figura 17: Charanka Solar Park. 345 MW. India.



Fuente: El periódico de la energía (2016).

Se trata del mayor parque fotovoltaico de la India. Su construcción se inició el 3 de diciembre de en 2010 sobre una extensión de 2.000 hectáreas. Se halla situado en el distrito de Patan, y en la actualidad cuenta con una potencia instalada en generación de 345 MW, aunque está planificada para que llegue a los 500 MW de potencia.

Se trata de la instalación más importante dentro de Parque Gujarat, que alberga 19 diferentes proyectos de distintos desarrolladores. El 19 de abril de 2012, alcanzó los 214 MW de potencia, convirtiéndose en ese momento en la segunda planta de energía fotovoltaica más importante del mundo y lo que el año pasado le permitió figurar en el sexto puesto de este ranking. El coste de la inversión del Charanka Solar Park ascendió a unos 280 millones de dólares.

Figura 18: Planta Fotovoltaica de Cestas. 300 MW. Francia.



Fuente: El periódico de la energía (2016).

La planta fotovoltaica de Cestas, de 300MW, es la última en incorporarse a este ranking. La planta comenzó a funcionar a principios de diciembre de 2015, cubre una extensión de 250 hectáreas cerca de la ciudad francesa de Burdeos y tiene una potencia instalada de 300 MW, lo que la acredita como la planta más grande de Europa.

Desarrollado por **Neoen** con un coste de 360 millones de euros, Cestas venderá su energía solar a un precio de 105 euros MWh durante los próximos 20 años, precio que está

a la par con el de la energía eólica y es más barato que el coste de la nueva energía nuclear, según ha confirmado el presidente de Neoen, Xavier Barbaro. La planta se compone de 25 subplantas de 12MW y fueron conectadas a la red a través de un consorcio de colaboradores, la mayoría de

ellos del país, entre las que sobresale la empresa de infraestructuras gala **Eiffage** y **Schneider Electric**.

Los 300 MW de potencia instalada suponen, con toda probabilidad, que sea la instalación más grande del viejo continente, y a buen seguro que ayudará a impulsar a Francia a conseguir su objetivo de completar 1 GW de nuevas instalaciones fotovoltaicas en este año, lo que le permitiría igualar los registros logrados en 2016 y 2017, según las proyecciones de **Bloomberg New Energy Finance** (BNEF).

Figura 19: Agua Caliente Solar Project. 290 MW. Estados Unidos.



Fuente: El periódico de la energía (2016).

El Proyecto Solar de Agua Caliente se sitúa en el Condado de Yuma, en Arizona, Estados Unidos. La planta tiene una capacidad instalada de 290 MW, de los cuales 250 MW se encuentran conectados a la red, generando 626,2

GWh de energía al año, cifra que aumentará cuando alcance su plena capacidad de producción.

La planta incluye tres clases de paneles de capa fina con capacidad de 75 a 77 W cada uno. Así mismo, se situó en un ángulo de inclinación fija los paneles CdS/CdTe, requiriendo el proyecto de la instalación de más de 400 inversores SMA 720CP. La energía generada es distribuida por **Pacific Gas & Electric**, en virtud de un acuerdo de compra de energía a 25 años. **NRG Energy** adquirió los derechos de propiedad sobre el proyecto solar después de su puesta en venta por **MidAmerican Renewables**.

Figura 20: Antelope Valley Solar Ranch. 266 MW. Estados Unidos.



Fuente: El periódico de la energía (2016).

El Antelope Valley Solar Ranch es una planta de 266 MW de potencia fotovoltaica cerca de Lancaster, en Antelope Valley, en el oeste del desierto de Mojave, en el sur de California. El proyecto fue desarrollado por First Solar y

más tarde comprado por Exelon Corporation en 2011. La planta ha entrado completamente en producción a finales del año pasado.

En septiembre de 2011, el Departamento de Energía de Estados Unidos emitió una garantía de préstamo de 646 millones para apoyar la construcción del proyecto, en el que finalmente se han invertido 1.360 millones de dólares. La planta cuenta con aproximadamente 3,8 millones de paneles solares, alrededor del 20% de los cuales se han montado en bastidores de seguimiento de un solo eje. La planta genera 623 GWh al año, equivalente al consumo de 75.000 hogares, y ahorra 140.000 toneladas de emisiones de CO₂. La energía generada por Antelope Valley es adquirida por Pacific Gas & Electric Company en virtud de un acuerdo de compra de energía a 25 años de duración.

Figura 21: Mount Signal Solar. 265.7 MW.



Fuente: El periódico de la energía (2016).

La planta fotovoltaica Mount Signal Solar ocupa una extensión de 801 hectáreas y tiene en la actualidad una potencia instalada de 206 MW. El parque

está ubicado en Calexico, en el Condado de Imperial, en el estado de California. De hecho, inicialmente se le conocía por el nombre de Imperial Valley Solar. El parque es propiedad de **Silver Ridge Power** y suministra electricidad a **San Diego Gas & Electric** mediante un contrato de 25 años de duración.

La planta fue construida por la española Abengoa y está operativa desde mayo de 2014. La instalación tiene más de tres millones de paneles solares que están montados sobre una rastreador de un solo eje y requirió una inversión superior a los 365 millones de dólares. La planta genera suficiente energía solar para abastecer a 72.000 hogares en San Diego y sus alrededores. Se prevé que el parque se amplíe en dos fases más para aumentar su capacidad hasta los 600 MW.

Figura 22: California Valley Solar Ranch. 250 MW



Fuente: El periódico de la energía (2016).

La planta California Valley Solar Ranch se encuentra, como el Topaz Solar Farm, en el Condado de San Luis Obispo, California. La construcción de la planta de energía solar fotovoltaica de 250 MW comenzó en 2011, quedando el proyecto en pleno funcionamiento desde junio de 2013. Como resultado, la planta genera en la actualidad 684 GWh anuales de energía, suministrando electricidad a más de 100.000 hogares.

Las instalaciones, propiedad de **NRG Energy**, cubren un total de 795 hectáreas, contando con 88.000 paneles fotovoltaicos cristalinos (PV) con tecnologías **SunPower Tracker**, cuya energía generada es distribuida por **Pacific Gas & Electric** bajo un acuerdo de compra para los próximos 25 años. Los ingenieros de SunPower fueron los encargados de proveer toda la ingeniería, procura y construcción (EPC) para el proyecto.

2.1.6. Antecedentes de centrales solares en el Perú

En el Perú se han concretado hasta el momento 3 centrales solares, ejecutados por empresas españolas; el primero de todos fue la central solar Tacna, a pocos kilómetros del museo del Alto de la Alianza; teniendo todos los aspectos de inicio del proyecto hasta el funcionamiento, así como los aspectos técnicos que se muestra en el tabla 1.

En el tabla 2; también se refiere a otra central solar en funcionamiento, la central solar Moquegua.

En el tabla 3; central solar Repartición 20T, en funcionamiento ubicado en Arequipa, con las referencias técnicas especificadas.

En el tabla 4; se describe a la central solar Majes, con las especificaciones técnicas, ubicación exacta y demás características para su estudio.

Tabla 1: Central Solar Tacna

| | |
|--|--|
| DENOMINACIÓN | CENTRAL TACNA SOLAR |
| EMPRESA CONCESIONARIA | TACNA SOLAR S.A.C. |
| TECNOLOGÍA | Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles |
| UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud | Tacna Tacna Tacna 560 msnm |
| DATOS TÉCNICOS Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Módulos Fotovoltaicos Cantidad de Seguidores Solares Cantidad de Centros de Transformación (C.T.) Nivel de Tensión de Transformadores de C.T. Cantidad de Inversores Tensión de Entrada a Inversores (1Ø) Tensión de Salida de Inversores (3Ø) Factor de Planta | 20 MW Barra Los Héroes 66 kV 74 988 (290 W pico c/u) 182 16 (1,25 MW c/u) 0,3/23 kV (1,25 MVA) 32 (625 kW c/u) 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua) 0,3 kV – AC (Corriente Alterna) 26,9% |

Fuente: Osinerming (2016).

Figura 23: instalaciones de módulos fotovoltaicos



Fuente: Osinergmin (2016).

Tabla 2 Central Solar Moquegua:

| | |
|--|--|
| DENOMINACIÓN | MOQUEGUA FV |
| EMPRESA CONCESIONARIA | MOQUEGUA FV S.A.C. |
| TECNOLOGÍA | Solar Fotovoltaica – Módulos Móviles |
| UBICACIÓN | |
| Departamento | Moquegua |
| Provincia | Mariscal Nieto |
| Distrito | Moquegua |
| Altitud | 1 410 msnm |
| DATOS TÉCNICOS | |
| Potencia Instalada | 16 MW |
| Punto de Oferta | Barra 138 kV S.E. Ilo ELP |
| Barra de Conexión | Barra de 23 kV - S.E. Panamericana Solar |
| Cantidad de Centros de Transformación (C.T.) | 16 (1 250 kVA c/u) |
| Nivel de Tensión de Transformadores de C.T. | 0,3/23 kV |
| Cantidad de Inversores | 26 (24 x 625 kW + 2 x 500 kW) |
| Tensión de Entrada a Inversores (1Ø) | 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua) |
| Tensión de Salida de Inversores (3Ø) | 0,3 kV – AC (Corriente Alterna) |
| Factor de planta | 30,5% |
| DATOS DE CONTRATO | |
| Firma de Contrato | 30.09.2011 |
| Puesta en Operación Comercial (POC) | 31.12.2014 |
| Energía Anual Ofertada | 43 000 MWh |
| Precio de la Energía Ofertada | 11,99 Ctps. US\$/kWh |

Fuente: Osinerming (2016).

Figura 24: Instalación de módulos fotovoltaicos



Fuente: Osinergmin (2016).

Tabla 3: Central Solar Repartición 20T.

| | |
|---|--|
| DENOMINACIÓN | CENTRAL SOLAR REPARTICIÓN 20T |
| EMPRESA CONCESIONARIA | GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A. |
| TECNOLOGÍA | Solar Fotovoltaica – Módulos Fijos |
| UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud | Arequipa Caylloma La Joya 1 187 msnm |
| DATOS TÉCNICOS Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Módulos Fotovoltaicos Cantidad de Centros de Transformación Nivel de Tensión de Transformadores Secos Cantidad de Inversores Tensión de Entrada a Inversores (1Ø) Tensión de Salida de Inversores (3Ø) Factor de Planta | 20 MW Barra de Repartición 138 kV 55 704 (Módulos de 350, 370, 390 y 410 W) 16 (1 250 kW c/u) 0,3/23 kV-1,4 MVA 32 (625 kW c/u) 0,5 - 0,825 kV – DC (Corriente Continua) 0,3 kV – AC (Corriente Alterna) 21,4% |
| DATOS DE CONTRATO Firma de Contrato Puesta en Operación Comercial (POC) Energía Anual Ofertada Precio de la Energía Ofertado | 31.03. 2010 31.10.2012 37 440 MWh 22,3 Cts. US\$/kWh |

Fuente: Osinerming (2016).

Figura 25: Instalación de módulos fotovoltaicos



Fuente: Osinerming (2016).

Tabla 4: Central Solar Majes

| | |
|---|--|
| DENOMINACIÓN | CENTRAL MAJES SOLAR 20T |
| EMPRESA CONCESIONARIA | GRUPO T SOLAR GLOBAL S.A. |
| TECNOLOGÍA | Solar Fotovoltaica – Módulos Fijos |
| UBICACIÓN Departamento Provincia Distrito Altitud | Arequipa Caylloma Majes 1 680 msnm |
| DATOS TÉCNICOS Potencia Instalada Punto de Oferta Cantidad de Módulos Fotovoltaicos Cantidad de Centros de Transformación Nivel de Tensión de Transformadores Secos Cantidad de Inversores Tensión de Entrada a Inversores (1Ø) Tensión de Salida de Inversores (3Ø) Factor de Planta | 20 MW Barra de Repartición 138 kV 55 704 (Módulos de 350, 370, 390 y 410 W) 16 (1 250 kW c/u) 0,3/23 kV (1,4 MVA) 32 (625 kW c/u) 0,5 - 0,825 kV– DC (Corriente Continua) 0,3 kV– AC (Corriente Alterna) 21,5% |
| DATOS DE CONTRATO Firma de Contrato Puesta en Operación Comercial (POC) Energía Anual Ofertada Precio de la Energía Ofertado | 31.03.2010 31.10.2012 37 630 MWh 22,25 Ctsv US\$/kWh |

Fuente: Osinerming (2016).

Figura 26: Instalación de módulos fotovoltaicos



Fuente: Osinerming (2016).

2.2. SUSTENTO TEÓRICO

2.2.1. Energía

“El consumo de energías es algo inherente a todos los seres vivos (plantas, animales y seres humanos). En sus inicios, el consumo energético del ser humano se limitaba al uso del fuego para habilitar los alimentos y calentarse en las épocas de frío” (Valentin, 2012).

A medida que aumentó el grado de civilización, aumentaron las necesidades y consumos energéticos. Los recursos energéticos eran obtenidos en principio de la madera de bosques cercanos y posteriormente del carbón, el petróleo y el gas natural. El agua, como fuente de energía mecánica, también se emplea desde tiempos remotos (molinos, ferrerías,..) (Valentin, 2012).

“A sí mismo, a partir de la revolución industrial, estos elementos se emplearon para producir electricidad, lo cual propicio que todo tipo de usuarios pudieran tener acceso a la energía” (Valentin, 2012)

Tobajas (2008) menciona que: “Desde un punto de vista material, la energía no es algo que se puede definir.” (p. 9).

2.2.2. Energía renovable

Tobajas (2008) menciona que: “La presión sobre los recursos limitados de combustibles y los niveles crecientes de población requieren una respuesta urgente”.

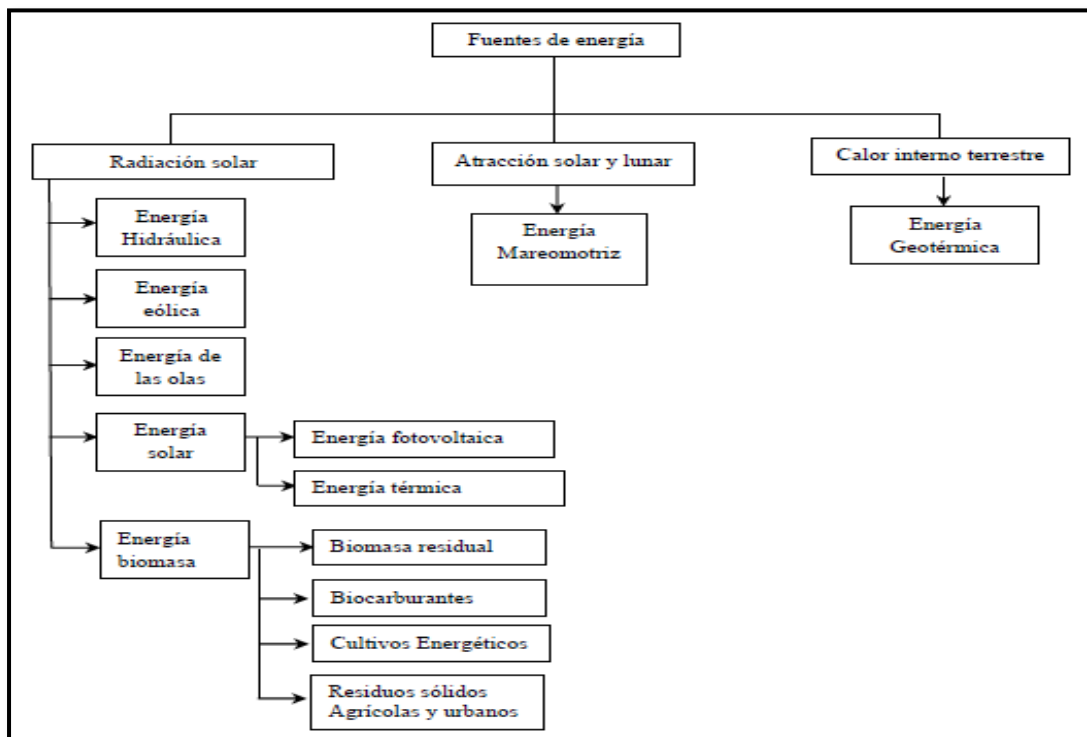
Las fuentes de energía renovable han sido aprovechadas por el hombre desde hace mucho tiempo, básicamente acompañadas de la energía animal, y con su empleo continuo durante toda la historia hasta la llegada de la “Revolución Industrial”, en la que la aparición del carbón, con una densidad

energética muy superior a la de la biomasa y su menor precio, desplazo a estas (Cuervo & Méndez, Energía Solar Fotovoltaica, 2007).

“Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ella” (Cuervo & Méndez, Energía Solar Fotovoltaica, 2007, pág. 17).

“Con las energías renovables se pueden obtener las dos formas de energía más utilizadas: calor y electricidad” (Cuervo & Méndez, Energía Solar Fotovoltaica, 2007, pág. 18).

Figura 27: Fuentes de Energía Renovable



Fuente: Casas V. M., Rodríguez A. A. (2012).

2.2.2.1. Energía solar

El sol es una estrella que se encuentra a una distancia de unos 150, 000,000 Km de la Tierra. De naturaleza gaseosa, tiene un diámetro aproximado de 1, 400,000 Km y una masa de 1.99×10^{30} Kg, y genera energía debido a las reacciones nucleares de fusión que tienen lugar en su núcleo, que está a una temperatura media de unos 15, 000,000 °C. Saliendo del núcleo nos encontramos con una zona intermedia, y por encima de él hallamos la zona conectiva, donde el calor se transmite por convección hacia la superficie. La superficie solar, denominada fotosfera, es el disco que podemos ver desde la tierra. Más allá se encuentra la atmósfera solar, denominada cromosfera, una capa gaseosa que se extiende unos 10,000 Km. La parte más exterior de la cromosfera se denomina corona, visible únicamente durante un eclipse total del sol (Rufes, 2010).

El sol está constituido principalmente por hidrógeno (78% de su masa) y helio (20% de su masa). El sol es un inmenso reactor solar de fusión que transforma a cada segundo 600, 000,000 de toneladas de hidrógeno en 596, 000,000 de toneladas de helio. Se pierden, por tanto, 4, 000,000 de toneladas de materia cada segundo, que se transforman en energía, unos 3.7×10^{23} KW. Esta energía es irradiada al espacio siguiendo un patrón esférico. De esta energía llegan a nuestro planeta 1.74×10^{14} KW. Aunque esta es solo una pequeña parte de la energía generada por el Sol, equivale a unas 5000 veces el consumo energético de toda la población de la Tierra (Rufes, 2010).

La energía solar que recibe nuestro planeta es resultado de un proceso de fusión nuclear que tiene lugar en el interior del sol. Esa radiación solar se puede transformar directamente en electricidad (solar eléctrica) o en calor (solar térmica). El calor, a su vez, puede ser utilizado para producir vapor y generar electricidad. Cada año el sol arroja 4 mil veces más energía que la que consumimos, por lo que su potencial es prácticamente ilimitado. La energía solar es una fuente de vida y origen de la mayoría de las demás formas de energía en la tierra. Cada año la radiación solar aporta a la tierra la energía equivalente a varios miles de veces la cantidad de energía que consume la humanidad. Mediante colectores solares, la energía solar puede transformarse en energía térmica, y utilizando paneles fotovoltaicos la energía luminosa puede transformarse en energía eléctrica. Ambos procesos nada tienen que ver entre sí en cuanto a su tecnología. Asimismo, en las centrales térmicas solares se utiliza la energía térmica de los colectores solares para generar electricidad. Se distinguen dos componentes en la radiación solar: la radiación directa y la radiación difusa. La radiación directa es la que llega directamente del foco solar, sin reflexiones o refracciones intermedias. La difusa es la emitida por la bóveda celeste diurna gracias a los múltiples fenómenos de reflexión y refracción solar en la atmósfera, en las nubes, y el resto de elementos atmosféricos y terrestres. La radiación directa puede reflejarse y concentrarse para su utilización, mientras que no es posible concentrar la luz difusa que proviene de todas direcciones. Sin embargo, tanto la radiación directa como la radiación difusa son aprovechables. Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo mediante la integración arquitectónica. Así, podemos dar lugar a sistemas de

generación distribuida en los que se eliminan casi por completo las pérdidas relacionadas con el transporte -que en la actualidad suponen aproximadamente el 40% del total- y la dependencia energética. La intensidad de energía disponible en un punto determinado de la tierra depende, del día del año, de la hora y de la latitud. Además, la cantidad de energía que puede recogerse depende de la orientación del dispositivo receptor. La energía solar es el recurso energético con mayor disponibilidad en casi todo el territorio Peruano. En la gran mayoría de localidades del Perú, la disponibilidad de la energía solar es bastante grande y bastante uniforme durante todo el año, comparado con otros países, lo que hace atractivo su uso. En términos generales, se dispone, en promedio anual, de 4-5 kWh/m²día en la costa y selva y de 5-6 kWh/m²día, aumentando de norte a sur. Esto implica que la energía solar incidente en pocos metros cuadrados es, en principio, suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de una familia. El problema es transformar esta energía solar en energía útil y con un costo aceptable. Por otro lado, con los paneles fotovoltaicos, o simplemente llamados “paneles solares”, se puede transformar la energía solar directamente en electricidad. La fabricación de los paneles fotovoltaicos requiere alta tecnología y pocas fábricas en el mundo (en países desarrollados) lo hacen, pero su uso es sumamente simple y apropiado para la electrificación rural, teniendo como principal dificultad su (todavía) alto costo.

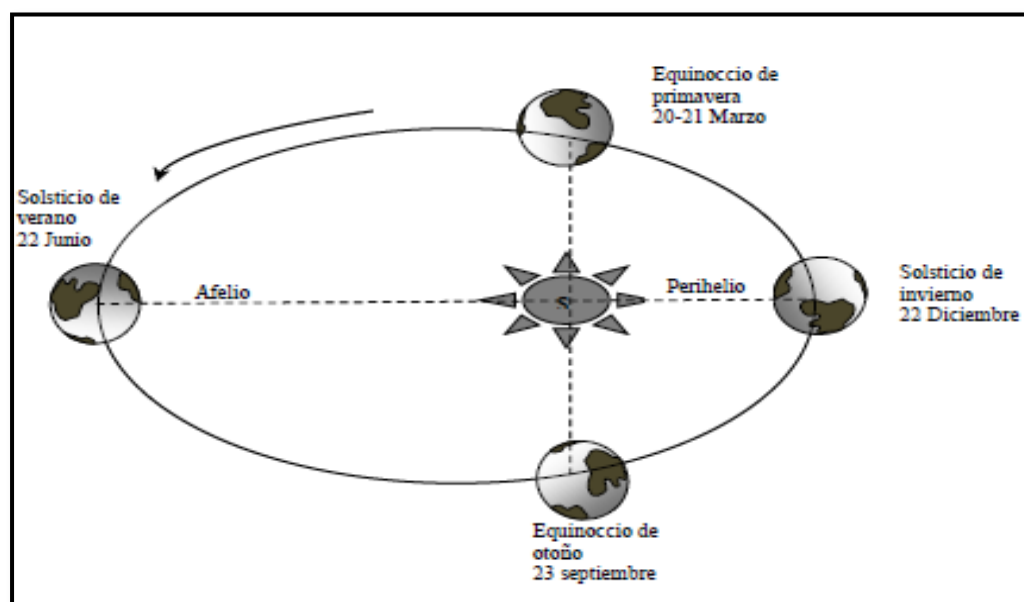
a) Radiación solar

El sol es una estrella en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del sol se transmite al exterior mediante la denominada radiación solar.

Las reacciones que tienen lugar en el interior del sol dan lugar a lo que llamamos energía solar. Dado que un elevado porcentaje de la masa solar es hidrogeno, una de las principales reacciones nucleares consiste en la unión de los núcleos de los átomos de deuterio (un isotopo del hidrogeno) para formar un núcleo de helio. En dicha reacción se libera una gran cantidad de energía en forma de radiación electromagnética. Esta radiación se propaga por el espacio y una pequeña parte de ella llega a la tierra (Valentin, 2012, pág. 20).

(Castro, Carpio, Colmenar, Dávila, & Guiado, 2008) Mencionan que: “Aunque estas tres componentes están presentes en la radiación total o global que se recibe en cualquier lugar de la superficie de la tierra, es la primera, la radiación directa, la mayor y la más importante en las aplicaciones fotovoltaicas” (p. 11).

Figura 28: Órbita descrita por la tierra en su movimiento alrededor del sol.

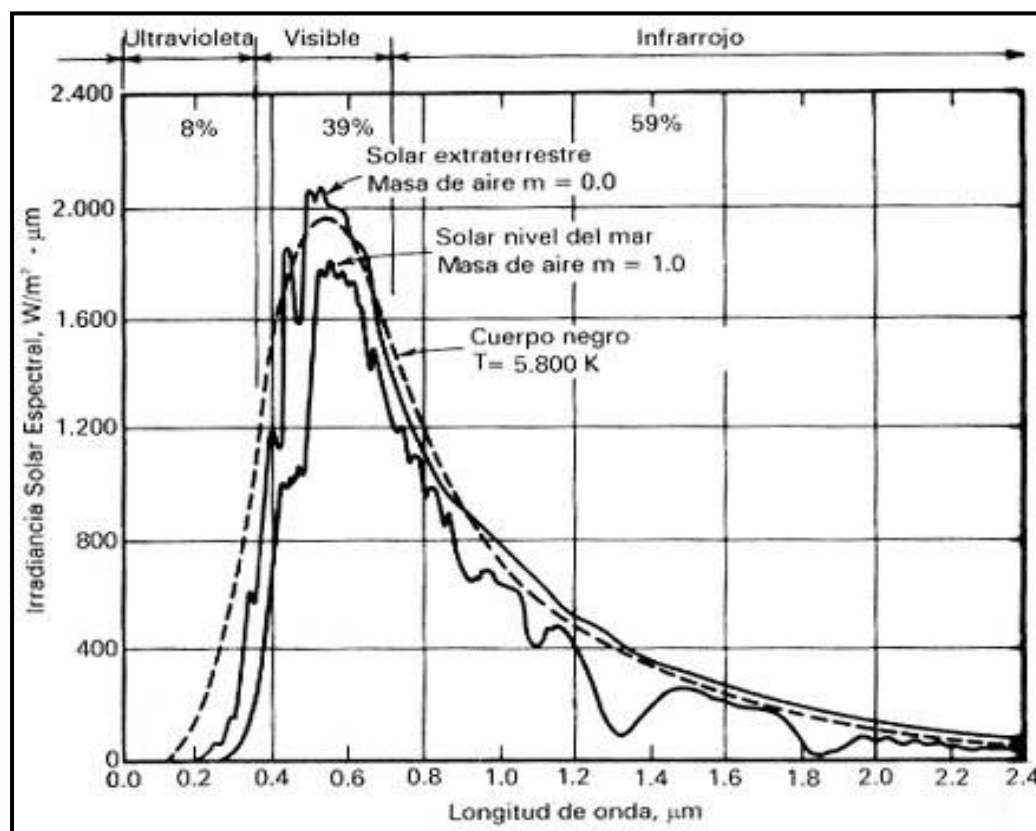


Fuente: Perales B. T. (2008)

b) Espectro de radiación solar

Llamamos espectro solar al conjunto de las radiaciones electromagnéticas que emite el sol. Estas radiaciones se identifican por su longitud de onda, la cual define, además, su naturaleza. La luz visible cubre una longitud de onda desde unos 400nm. (Nanómetros) hasta unos 700 nm. Esta radiación visible abarca solo una pequeña banda de las radiaciones solares. Las de menor longitud de onda son las correspondientes a los rayos ultravioleta, rayos X y rayos gamma. Recuerda que, a menor longitud de onda, mayor frecuencia. Una radiación gamma de 10^{-14} metros de longitud de onda tiene una frecuencia de unos 10^{22} Hz. (Valentin, 2012, pág. 22).

Figura 29: Distribución espectral de la radiación solar



Fuente: Carpio (2008).

Distribución espectral (en función de la longitud de onda o de la frecuencia) de la radiación electromagnética emitida por el sol.

c) Factor AM (Masa de aire)

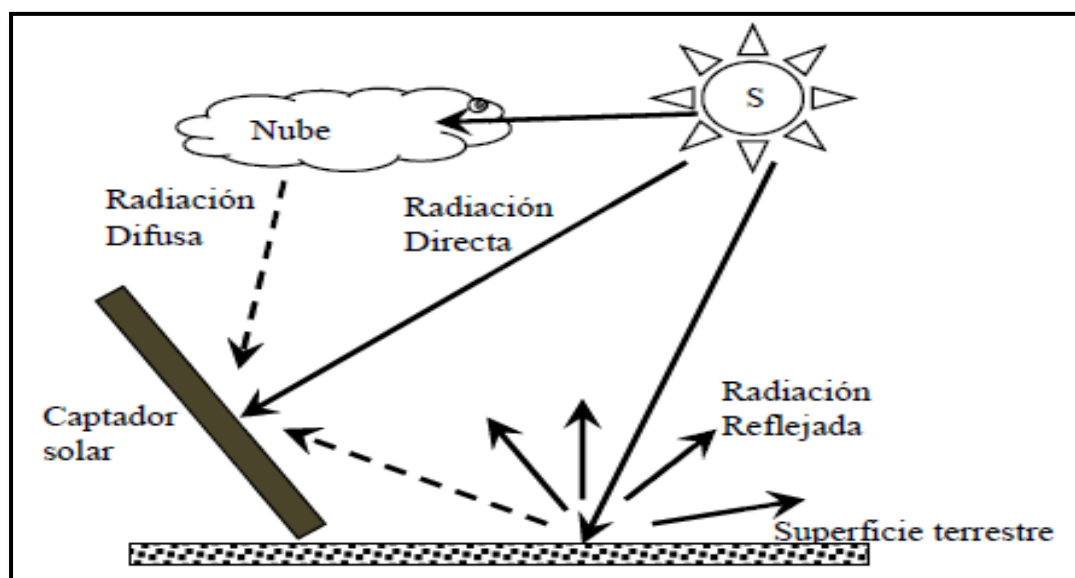
La intensidad y frecuencia del espectro luminoso generado por el sol sufre alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Eso se debe a la absorción, reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. Estas modificaciones son dependientes de la espesura de la capa atmosférica. La posición relativa del sol respecto a la horizontal del lugar determina el valor de la masa de aire. Cuando los rayos solares caen formando un ángulo de 90° respecto a la horizontal se dice que el sol ha alcanzado su cenit. Para esta posición la radiación directa del sol atraviesa una distancia mínima a través de la atmósfera. Cuando el sol está más cercano al horizonte, esta distancia se incrementa, es decir la masa de aire es mayor.

Supongamos que queremos medir la superficie sobre un plano inclinado con respecto a la superficie de la tierra, sobre ese plano incide radiación directa y difusa, en proporciones muy variables según el factor AM, lo despejado o nubosos del momento, pero además de ésta, hay una parte de la radiación solar que se ha reflejado por el suelo y que también incide sobre el plano. A esta porción se le denomina albedo.

Diferentes superficies ocasionan diferentes valores de albedo. Por ejemplo. Una superficie de asfalto posee un valor de 0.15, una de cemento 0.55 y una de nieve recién caída entre 0.80 y 0.90 (Araya 2010). Para medir la radiación solar se utiliza un piranómetro es de las más precisas, pero también hay sensores fotovoltaicos menos costosos aunque también menos precisos. Un piranómetro es un aparato de elevada precisión compuesto por dos

semiesferas, una placa negra metálica que actúa como superficie de absorción, una serie de elementos termosensibles situados debajo de ella.

Figura 30: Componentes de la radiación global.



Fuente: Domínguez H. (2012).

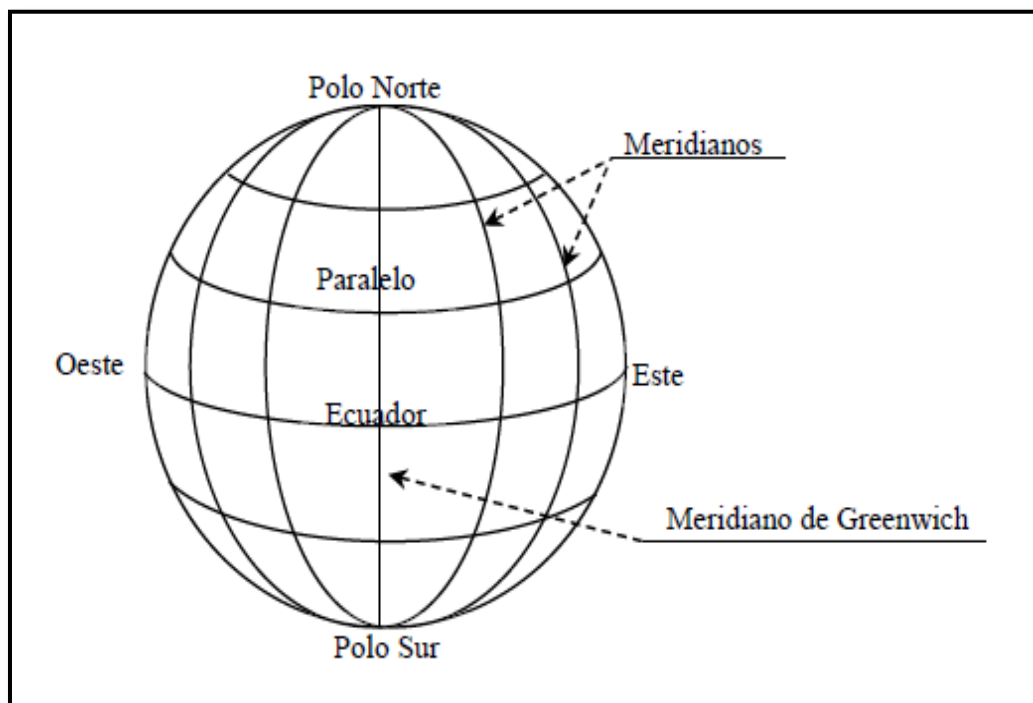
A la tierra solo llega aproximadamente un 30% de la energía total interceptada por la atmósfera y de ella el 70% cae en el mar. Aun así es varios miles de veces el consumo energético mundial. Como se puede observar en la figura, en función de cómo inciden los rayos en la tierra se distinguen tres componentes de la radiación solar. La radiación directa (L), la difusa (D) y el albedo o reflejada, una vez superada la atmósfera, podemos distinguir estos tres tipos de radiación incidente en una superficie, la radiación directa (L), se recibe directamente del sol, sin sufrir dispersión atmosférica alguna, la radiación difusa (D) se recibe del sol después de haber sido desviada por la dispersión atmosférica, como la que recibe a través de las nubes procedente del cielo azul. No tiene una orientación determinada y llega desde todas las direcciones y por último la radiación reflejada (R), éste se manifiesta toda vez que ha sido reflejada en la superficie terrestre y depende principalmente del

coeficiente de reflexión del terreno también llamado es conocido como el albedo, ver Figura 30. Las superficies blancas, por ejemplo, tiene coeficientes de reflexión más altos que las oscuras.

d) Trayectorias solares

El plano fundamental es el horizontal, tangente a la superficie terrestre. La perpendicular a este plano en dirección a la semiesfera celeste superior define la posición del ZENIT del lugar o zenit local. En la dirección opuesta, a través de la Tierra, se sitúa el NADIR. Las direcciones principales sobre el plano horizontal son la Norte-Sur, intersección con el plano meridiano del lugar, y la perpendicular a ella Este-Oeste, intersección con el plano denominado primer vertical (Jutglar, 2011).

Figura 31: Paralelos y meridianos de la corteza terrestre



Fuente: Domínguez H. (2012).

2.2.2.2. Definiciones para observador terrestre:**a) Zenit:**

Es la línea perpendicular al plano horizontal en el punto del observador.

b) Masa de Aire (AM):

Es la razón entre el grosor óptico de la atmosfera que debe atravesar el haz de luz en un momento dado con respecto al grosor óptico si el sol estuviera en el zenit. Por lo anterior, $m = 1$ cuando el sol está en el zenit. Para un ángulo zenit dado y una altura local (m.s.n.m) de h , se cumple que.

$$m(\theta, h) = \left(\frac{1}{\cos \theta} + 0.15(3.885 + \theta)^{-1.253} \right) e^{-0.0001184h} \dots (\text{Ec. 01})$$

c) Inclinación (β):

Ángulo entre plano fotovoltaico y la horizontal. $0 \leq \beta \leq 180^\circ$

d) Latitud del lugar (ϕ):

Es la complementaria del ángulo formado por la recta que une el zenit y el nadir con el eje polar. Es positivo hacia el Norte y negativo hacia el Sur, es decir la posición angular con respecto al Ecuador. $-90 \leq \lambda \leq 90$.

e) Meridiano del lugar:

Circulo máximo de la esfera terrestre que pasa por el lugar, por el zenit y por el nadir.

f) Angulo zenital (θ_{zs}):

Es el ángulo formado por el radio vector punto-Tierra y la vertical del lugar. Es positivo a partir del zenit.

g) Altura solar (γ_s):

Ángulo que forman los rayos solares sobre la superficie horizontal. Ángulo complementario de la distancia zenital. Ver Figura 32.

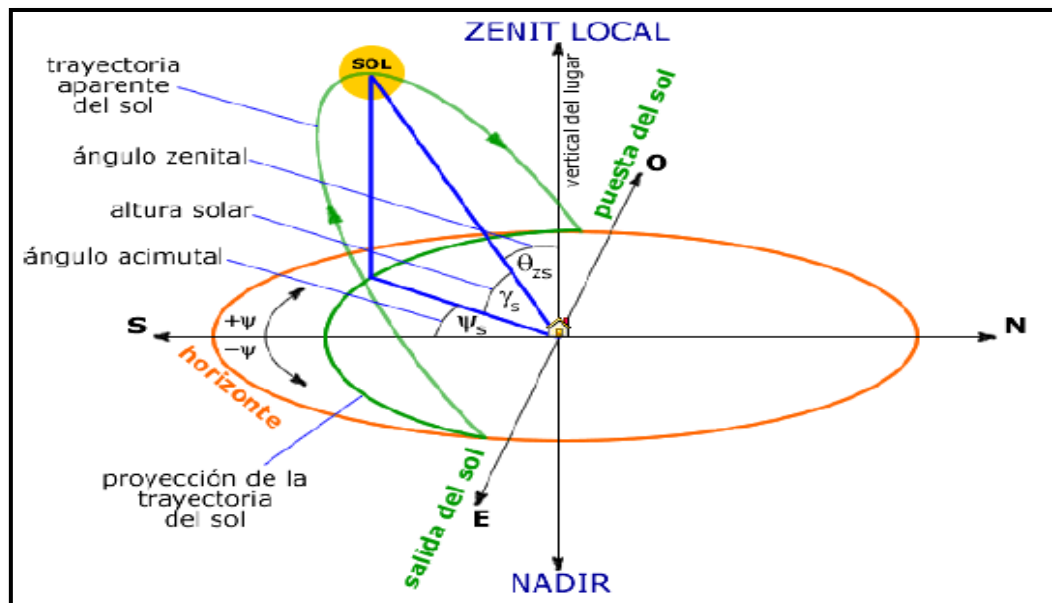
h) Ángulo azimutal (ψ_s):

Ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano del horizonte con la dirección Sur. Positivo 0° a 180° hacia el Oeste y negativo hacia el Este 0° a -180° .

i) Declinación:

La posición angular del sol a mediodía con respecto al plano del Ecuador.

Figura 32: Trayectoria solar durante el día.



Fuente: Domínguez H. (2012).

2.2.2.3. Irradiación solar

Cociente entre el valor de la irradiación reflejada por una superficie y la irradiación incidente sobre ella (OMM, 1992).

a) Balance de energía,

Ecuación que expresa la relación conservadora entre las distintas formas de energía en un determinado emplazamiento o en un sistema atmosférico en estado estacionario (OMM, 1992).

b) Balance de radiación,

Distribución de los diferentes componentes de la radiación atmosférica que son absorbidos, reflejados, transmitidos o emitidos por la atmósfera (OMM, 1992).

c) Coeficiente de extinción,

Medición de la cantidad de energía radiante incidente absorbida por unidad de longitud o por unidad de masa de un medio absorbente (OMM, 1992).

d) Duración astronómica del día o Fotoperíodo (N):

Es el período de iluminación solar comprendido desde la salida hasta la puesta del sol. (García, 1994). También se le conoce como duración del día solar o duración máxima del día.

e) Heliofanía (n):

Es el tiempo, en horas, durante el cual el sol tiene un brillo solar efectivo en el que la energía solar directa alcanza o excede un valor umbral variable entre 120 y 210 W/m², que depende de su localización geográfica, del equipo, del clima y del tipo de banda utilizada para el registro (WMO, 1992). También se le suele denominar “brillo solar” ó “insolación”.

f) Irradiancia:

otencia solar incidente en una superficie por unidad de área (Risol, 1999).

Sus unidades son W/m^2 .

g) Radiación solar:

Es la energía electromagnética (del sol) emitida, transferida o recibida (Risol, 1999).

El término radiación se aplica al cuerpo que radia, mientras que el término irradiación al objeto expuesto a la radiación. Estrictamente, la superficie terrestre es irradiada y los mapas y tablas son de irradiación solar, sin embargo, aún hoy en día suele usarse el término radiación para referirse a la irradiación (Rodríguez & Gonzáles, 1992).

Las cantidades de radiación se expresan generalmente en términos de irradiancia o irradiación (exposición radiante). En el anexo 2 se presenta una tabla de conversión de unidades de irradiación.

h) Irradiación solar circunglobal:

Es la irradiación solar directa y difusa más la irradiación reflejada del entorno, interceptada por una superficie esférica (Robinson, 1966).

Es aquella que incide sobre un cuerpo libremente expuesto, es decir, está conformada por la radiación incidente procedente del sol (directa y difusa) y por aquella radiación solar que es reflejada por la superficie terrestre y otros cuerpos aledaños, sin modificar su longitud de onda (García, 1984).

i) Irradiación solar o irradiación solar global (H):

Energía solar incidente en una superficie por unidad de área. Es el resultado de integrar la irradiancia en un período de tiempo (Risol, 1999). Sus unidades son J/m_2 o $kw h/m_2$.

Es aquella radiación procedente del sol que incide sobre la superficie terrestre (directa y difusa) (García, 1984).

j) Irradiación solar directa:

Es la radiación que llega a la superficie de la tierra en forma de rayos provenientes del sol sin cambios de dirección (**Sánchez et al., 1 993**).

k) Irradiación solar difusa:

Radiación que proviene de otras direcciones (distintas a las del disco solar) debido a la reflexión y dispersión que producen en la radiación solar, la atmósfera y las nubes (**Hernández et al., 1 991**).

Radiación solar procedente de toda la bóveda celeste. Está originada por la dispersión de la radiación en la atmósfera (Risol, 1999).

l) Irradiación solar reflejada:

Fracción de la irradiación solar (directa y difusa) que es reflejada por la superficie terrestre (Risol, 1999).

m) Irradiación solar extraterrestre (H_0):

Radiación incidente sobre una superficie horizontal en el tope de la atmósfera, que viene a ser el límite superior de la exósfera (ausencia casi total de gases). La irradiación extraterrestre varía con la latitud y la fecha (Hernández et al., 1 991).

2.2.2.4. Temperaturas extremas: máxima y mínima:

Son las temperaturas del aire máxima y mínima alcanzados durante el día, medidas entre 1,25 a 2 m por encima del suelo (OMM, 1992).

a) Transmisividad atmosférica ($\tau, H/H_0$),

También conocida como coeficiente de transmisión de la atmósfera.

Es la medida de la tasa de transferencia de la energía solar que no es absorbida después que el haz atraviesa la unidad de espesor del medio atmosférico (EUROMET, 2 002).

b) Efecto fotovoltaico

El efecto fotovoltaico; convierte la energía luminosa que transportan los fotones de luz, en energía eléctrica capaz de impulsar los electrones despedidos de material semiconductor a través de un circuito exterior.

“Al incidir los fotones sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos son los que transfieren su energía a los electrones de los átomos de las células” (Fernández, 2010, pág. 16).

“El material semiconductor en ningún momento almacena energía eléctrica, lo único que hace es generarla, o mejor, transformar la energía radiante únicamente cuando esta incide sobre él” (Fernández, 2010, pág. 14).

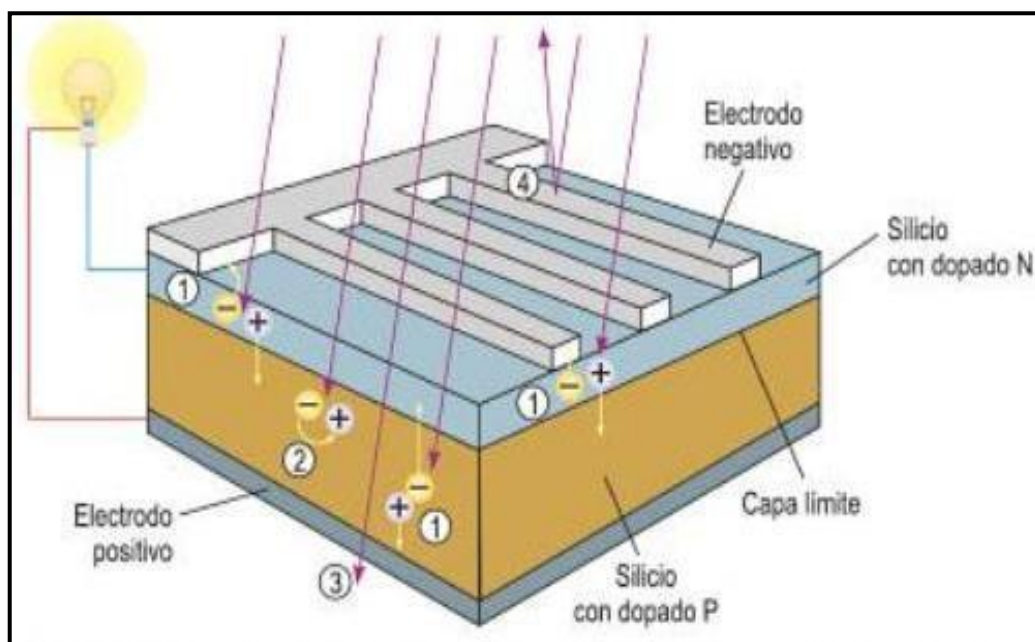
La eficiencia máxima teórica, para la célula a base de silicio, es de un 27%, valor cercano obtenido al laboratorio, no obstante en las células comerciales obtenidas por la industria, dicho valor no supera el 17%. Para otros materiales el rendimiento es incluso menor, aunque puede aumentarse elevando la intensidad de la radiación incidente mediante algún dispositivo

concentrador (Fernández, 2010, pág. 16; Moro, 2010; Perales, 2008; Rodríguez, 2008).

En resumen, cada celda solar tiene tres capas y dos electrodos (véase la Figura 33). La capa que está expuesta al Sol debe aprovechar al máximo la radiación solar por unidad de área y por esta razón el electrodo negativo está formado por pequeñas tiritas de un material conductor.

Las celdas de unión PN se descubrieron en 1954, en los Laboratorios Telefónicos Bell de Estados Unidos y se utilizaron como una fuente de energía en los teléfonos rurales, y posteriormente se emplearon para cubrir las necesidades de energía eléctrica de los satélites artificiales, aunque el principio de operación lo descubrieron Adams y Day en 1878, utilizando selenio, y las primeras celdas las construyó Charles Fritts, en 1879.

Figura 33: Diseño y funcionamiento de una célula solar de silicio cristalino



Fuente: Perales B. (2008)

c) Sistema fotovoltaico

Un sistema fotovoltaico es el conjunto de componentes mecánicos, eléctricos y electrónicos que concurren para captar la energía solar disponible y transformarla en utilizable como energía eléctrica. Estos sistemas independientemente de su utilización y del tamaño de potencia, pueden realizarse instalaciones de electrificación autónoma o interconectados a la red, además de otras aplicaciones más específicas (Casas, 2012).

Una célula solar típica con una superficie de 100cm^2 produce 1.5W aproximadamente, con una tensión de 0.5V y una corriente de 3A. Estos valores de tensión y corriente no son adecuados para cada casi ninguna aplicación y es necesario agrupar varias células para conseguir niveles de tensión y corriente útiles (Castejón & Santamaría, 2009, pág. 28).

La mayoría de módulos fotovoltaicos tienen entre 36 y 96 células conectadas en serie. En algunos casos pueden incluir la conexión en paralelo de grupos de células conectadas en serie. Además, hay que proporcionar al conjunto de células una protección frente a los agentes atmosféricos, un aislamiento eléctrico adecuado y una consistencia mecánica que permita su manipulación práctica. Al conjunto de células solares agrupadas en las condiciones descritas se le denomina modulo fotovoltaico (Castejón & Santamaría, 2009, pág. 28).

2.2.2.5. Tecnología fotovoltaica:

La tecnología fotovoltaica se aplica utilizando materiales sólidos, especialmente en los materiales semiconductores, en donde se han encontrado eficiencias aceptables de conversión de energía luminosa o eléctrica. Existen

diferentes materiales semiconductores con los cuales se puede elaborar celdas solares pero el que utiliza comúnmente es el silicio en sus diferentes formas de fabricación.

a) Silicio Monocristalino:

Se componen de secciones de un único cristal de silicio (reconocibles por su forma circular u octogonal, donde los cuatro lados cortos, si se observa se aprecia que son curvos, debido a que es una célula circular recortada). Las celdas están hechas de un solo cristal de silicio de muy alta pureza. La eficiencia de estos módulos ha llegado hasta el 18%. Los módulos con estas celdas son los más maduros del mercado. Proporcionando con esto confiabilidad en el dispositivo de tal manera que algunos fabricantes los garantizan hasta por 25 años.

En la figura 34 aparecen algunos materiales con los que están hechas las celdas solares que se fabrican sus eficiencias máximas y el área de captación de cada una de ellas.

Figura 34: Eficiencia y área de los materiales utilizados en las celdas solares

| | Eficiencia máxima (%) | Área (cm ²) |
|------------------------|-----------------------|-------------------------|
| Silicio Amorfo | 8 | 0.04 |
| Sulfuro de Cadmio | 10 | 1.00 |
| Silicio Monocristalino | 18 | 2.00 |
| Silicio Policristalino | 7-14 | 2-3 |
| Arseniuro de galio | 22 | 0.10 |
| Teluro de cadmio | 8-9 | 0.02 |

Fuente: Alonso C., Rodríguez V. (1985).

b) Tipos de paneles:

“Las células solares, o células fotovoltaicas, más usadas son las formadas por una unión P-N y construidas con silicio monocristalino” (Pareja, 2010, pág. 15).

Las células se fabrican mediante la cristalización del silicio, por lo que se encuentran tres tipos principales:

c) Monocristalinos,

Presenta una estructura cristalina completamente ordenada. Se obtiene de silicio puro fundido dopado con boro (Pareja, 2010, pág. 16).

d) Policristalino:

Presenta una estructura ordenada por regiones separadas. Las zonas Irregulares se traducen en una disminución del rendimiento. Se obtiene de la misma forma que el monocristalino pero con menos faces de cristalización (combinación de átomos) (Pareja, 2010, pág. 17).

e) Amorfo,

Presenta un alto grado de desorden y un gran número de defectos estructurales en su combinación química. Su proceso de fabricación es menos costoso que los anteriores (se deposita en forma de lámina delgada sobre vidrio o plástico) (Pareja, 2010, pág. 18).

2.2.2.6. Características de los paneles solares

Los paneles fotovoltaicos se definen con un conjunto de parámetros expresados en las condiciones denominadas NOCT (temperatura de operación

nominal de la célula) o por las condiciones STC (Condición de Prueba Estándar), cuyos valores característicos son los siguientes ver figura 35:

Figura 35: Condiciones de operación de los módulos fotovoltaicos

| Condiciones | NOCT | STC |
|------------------------|----------------------|------------------------|
| Irradiación | 800 W/m ² | 1000 W/ m ² |
| Distribución espectral | AM 1,5 | |
| Temperatura | 20°C | 25°C |
| Velocidad del viento | 1 m/s | |

Fuente: CIE-UNAM

Los datos expresados en STC se consideran de ensayo y los datos NOCT son típicos de operación. Respecto de los parámetros eléctricos que definen los paneles o en módulos fotovoltaicos, los fundamentales son los siguientes:

a) Potencia Máxima nominal (Pm):

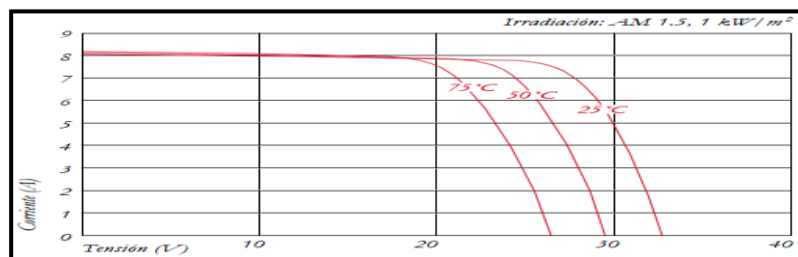
Su valor queda especificado por una pareja de valores $I_{MP+} V_{MP}$ cuyo producto es máximo.

La eficiencia de conversión de la celda η , se define como el cociente entre el valor de la potencia máxima generada (Pm) y la potencia de la relación luminosa o irradiancia (Pi). Para una celda solar de silicio cristalino comercial con una eficiencia del 17%, la potencia máxima generada es de 100 cm^2 de captación cuando incide sobre la celda 1000 $\frac{W}{m^2}$ es de 1.7W ($V_m=0.485$; $I_m=3.52$ A).

b) Voltaje máxima Potencia (V_{MP}).

Valor de la tensión cuando el panel está suministrando la máxima intensidad de corriente. La tensión del panel presenta una variación inversamente proporcional a la temperatura de las células, sin que tal condición provoque cambios en la corriente de salida. La Figura 36 muestra un ejemplo de tal curva para cinco valores de temperatura.

Figura 36: Curva característica de voltaje, para un módulo fotovoltaico.



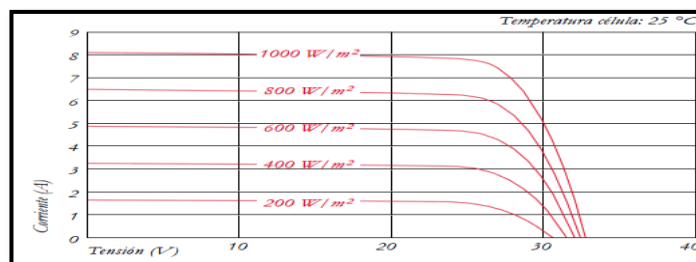
Fuente: <http://www.kyocerasolar.es> (2016)

Con respecto a la indicada temperatura, es de tener en cuenta que no es referida a la ambiente sino a la de la célula, la cual presenta un valor superior por el calentamiento a que la somete la irradiación solar.

c) Corriente de máxima potencia (I_{MP}).

Corriente suministrada a la potencia máxima. Se considera este parámetro el representativo de la corriente nominal.

Figura 37: Curva característica de la corriente, para un módulo fotovoltaico



Fuente: <http://www.kyocerasolar.es> (2016)

La corriente proporcionada por el módulo fotovoltaico es directamente proporcional a la energía solar recibida, con escasa repercusión de la tensión de salida si la temperatura es constante. La Figura 37 muestra esta curva característica.

d) Voltaje a circuito abierto (V_{OC}):

Es el voltaje máximo que genera la celda solar. Este voltaje se mide cuando no existe una carga conectada a la celda. Bajo condiciones estándares de medición, el valor típico del voltaje a circuito abierto que se ha obtenido en una celda de silicio cristalino es del orden de 0.6 V (Alcalde 2010).

e) Corriente de cortocircuito (I_{SC}):

Es la máxima corriente generada por la celda solar y se mide cuando se conecta en corto circuito las terminales positivas y negativas de la celda. Su valor depende del área superficial y de la radiación luminosa. El valor típico para la corriente de cortocircuito esta dado en unidades de Amperes.

f) Potencia pico:

Es la potencia eléctrica que puede suministrar una célula y se define por el punto de la curva I-V. El producto de la intensidad producida y la tensión da como resultado un valor máximo, todos los puntos restantes de la curva generan valores inferiores.

$$\text{Potencia} = \text{Pico Corriente de Corto circuito} \times \text{Voltaje a circuito abierto} = I_{SC} \times V_{OC}$$

g) Factor de forma (FF):

Es un parámetro de gran utilidad práctica, ya que nos da una idea de la calidad de las células fotovoltaicas, comparando la potencia máxima con el

producto de la intensidad en cortocircuito y la tensión en circuito abierto. Se define mediante la expresión:

$$\text{Factor de Forma (F.F.)} = \frac{I_{MP} \times V_{MP}}{I_{SC} \times V_{OC}} \dots\dots\dots (\text{Ec. 02})$$

h) Coeficiente de temperatura de I_{SC} :

Indica, en porcentaje, la alteración de este parámetro con la temperatura. Por ejemplo 0,050%/°C.

i) Coeficiente de temperatura de V_{OC} :

Indica, en mV/°C, la alteración de la tensión en un circuito abierto con la temperatura. Por ejemplo: 70mV/°C.

j) Coeficiente de la temperatura de la potencia.:

Indica el signo y valor de la alteración de la potencia con la temperatura. Por ejemplo: -0,45%/°C.

Definir un determinado panel por los parámetros dados en las condiciones de operación NOCT o de ensayo STC, es de considerar la posible alteración de sus valores ante diferentes condiciones de irradiación, distribución espectral o temperatura ambiente, lo que es imprescindible para aproximar los cálculos de dimensionado a los condiciones reales del lugar en el que se ubican los paneles fotovoltaicos.

Surge así para tal finalidad la familia de las curvas I-V, con las que los fabricantes indican el comportamiento de sus módulos ante condiciones diferentes a las indicadas. A continuación se describen algunas curvas a modo de ejemplo de los datos que aportan y sin que corresponden a ningún modelo comercial.

En la curva de potencia contra voltaje, existe un valor de voltaje (V_{MP}) y uno de corriente (I_{MP}) para el cual la potencia es máximo. La potencia máxima del módulo se le simboliza por P_m y representa la capacidad nominal de generación. Esta es la potencia nominal con la que se vende el módulo. Así que un módulo especificado como 50 Watt significa que entrega 50 W a una irradiancia de 1000 W/m². Con el valor de P_m se evalúa la eficiencia de conversión del módulo.

La potencia nominal queda definida por una pareja de valores de corriente y voltaje, (I_{MP}) y (V_{MP}) los que definen una resistencia de carga R_L . Cuando una carga eléctrica con resistencia R_L se conecta al módulo, existe una transferencia de energía del módulo hacia la carga máxima, y se dice que (I_{MP}) y (V_{MP}) corresponde a la corriente y voltaje de operación de la carga eléctrica. Sin embargo en aplicaciones reales no siempre sucede que la resistencia de la carga eléctrica es R_L . En este caso se tiene un desacoplamiento en la curva de potencia y la transferencia no es máxima, el módulo opera lejos del punto de potencia máxima y la potencia entregada se reduce significativamente y en consecuencia se tendrán pérdidas de energía.

2.2.2.7. Inversión de corriente

Es el equipo encargado de transformar la energía recibida del generador fotovoltaico (en forma de corriente continua) y adaptarla a las condiciones requeridas según el tipo de cargas, normalmente en corriente alterna y el posterior suministro a la red. Los inversores vienen caracterizados principalmente por la tensión de entrada, que se debe adaptar al módulo fotovoltaico, la potencia máxima que puede proporcionar y la eficiencia. Esta última se define como la relación entre la potencia eléctrica que el inversor

entrega a la utilización (potencia de salida) y la potencia eléctrica que extrae del módulo (potencia de entrada).

Aspectos importantes que habrán de cumplir los inversores: Deberán tener una eficiencia alta, pues en caso contrario se habrá de aumentar innecesariamente el número de paneles para alimentar la carga. Estar adecuadamente protegidos contra cortocircuitos y sobrecargas. Admitir demandas instantáneas de potencia mayores del 150% de su potencia máxima. Cumplir con los requisitos, que establece la NORMA OFICIAL MEXICANA NOM 001-SEDE-2005.

Inversores para conexión a la red eléctrica: La energía eléctrica procedente de los paneles fotovoltaicos o la de los aerogeneradores puede adaptarse a las condiciones técnicas impuestas por los organismos reguladores para inyectarla en las redes de distribución de electricidad. La finalidad es económica; vender a las compañías suministradoras de electricidad la energía excedente del consumo propio o bien la totalidad de la generada, si la instalación en cuestión se ha dispuesto para tal aplicación.

a) Configuración del inversor de red

La condición previa para unir las líneas con corriente alterna a la de la red de distribución y la salida del inversor, es que coincidan completamente sus fases y sus voltajes. Por razones obvias, debe ser la red de distribución la que enganche en fase de salida del inversor, lo que se lleva a cabo tomando muestras periódicas.

El inversor con conexión a la red se define por un conjunto de especificaciones técnicas, siendo las más importantes las tensiones de entrada y salida, la potencia suministrada y su exactitud de fase, en la figura 38 se describen los parámetros de entrada, salida del convertidor de CD/CA

Figura 38: Datos generales de entrada y salida del convertidor de CD/CA.

| Parámetro | Descripción |
|--------------------------------|--|
| Datos de entrada | |
| Potencia máxima de los paneles | Dato referido a la potencia máxima pico (Wp) del conjunto de paneles que se pueden conectar al inversor. |
| Rango de tensión | Margen de la tensión de entrada al inversor. En este dato también se puede indicar la máxima tensión de entrada en vacío. |
| Corriente máxima | Datos de la corriente máxima que pueda circular por el circuito de entrada. |
| Datos de salida | |
| Tensión nominal | Valor de la tensión de salida, que pueda ser de forma monofásica de 110 V o 230 V o trifásica de 230 V o 400 V. |
| Frecuencia | Valor de la frecuencia de la corriente alterna de salida del inversor. |
| Potencia nominal | Valor de la potencia a régimen continuo que puede suministrar el inversor. |
| Distorsión de onda | Dato referido a la distorsión en (%) que presentan las ondas senoidales de salida. |
| Factor de potencia | Dato referido al factor de potencia ($\cos \theta$) que presenta el equipo. |
| DATOS GENERALES | |
| Eficacia | Dato referido al rendimiento del inversor dado en (%). |
| Presencia de datos | <p>Información sobre los medios que aporta el equipo para ofrecer datos referidos a las diferentes situaciones que puede presentar el inversor durante su funcionamiento.</p> <p>Tales modos son generalmente la incorporación de led o dígitos locales y un puerto serie destinado a un equipo informático externo.</p> |

Fuente: http://www.conermex.com.mx/files/file/HojasTecnicas/04_Inversores/icmx_600_inversor_cd-ca_conermex.pdf (2016)

b) Sincronizador:

La indicada condición de sincronización entre la tensión alterna suministrada por el convertidor DC/AC y la de la red de distribución se consigue con este bloque, el cual recibe inicialmente la tensión de la red a través del transformador aislador descrito anteriormente, e inicia el disparo del inversor, operación que se repite ante cada ciclo, en coincidencia con su cruce por cero.

Cualquier alteración de fase entre el primario y el secundario da lugar a un aumento de la corriente en circulación, lo que es detectado por los circuitos de protección para introducir la corriente necesaria.

Control. Bloque auxiliar del convertidor encargado de las entradas de arranque/parada, configuración, etc., y de las salidas destinadas a dar información de situaciones. Tales salidas físicas pueden incidir en la red, dígitos locales, o bien formar un bus serie destinado a un equipo informático externo para la gestión y cómputo del suministro eléctrico a la red.

El software, suministrado generalmente por los fabricantes de los inversores, permite presentar en la pantalla del monitor todos los datos de funcionamiento y de inyección de corriente en la red.

c) Protección eléctrica NEMA

Durante su funcionamiento toda instalación eléctrica puede presentar dos estados operativos, el primero le llamamos *Estado de Operación Normal*, y se presenta cuando todos los parámetros de la instalación (voltaje, amperaje, frecuencia, temperatura de los conductores, etc.) están dentro de los parámetros previstos; el segundo le llamamos estado de operación anormal y es cuando uno o más parámetros de la instalación eléctrica exceden las condiciones previstas.

Cuando el estado de operación de nuestra instalación eléctrica es anormal, existen distintos tipos de fallas como pueden ser: la sobrecarga, las fallas de aislamiento, un cortocircuito, dependiendo el servicio para el cual fue diseñado.

Cualquier instalación eléctrica por norma, debe estar provista de protecciones, cuyo objetivo es reducir al máximo los efectos producidos por las fallas mencionadas anteriormente, para esto las protecciones deben estar dimensionadas adecuadamente según las características del circuito.

Las protecciones eléctricas más comúnmente utilizadas son:

- Los fusibles.
- Los disyuntores termo magnéticos.

2.2.2.8. Accesorios de la central solar fotovoltaica

a) Estructura soporte

Las estructuras soporte de los paneles fotovoltaicos son un componente que debe ser elegido con criterios de seguridad y de cumplimiento con la normativa sobre este tipo de instalaciones. Es de considerar especialmente el parámetro de resistencia del soporte, ya que debe mantenerse estable entre vientos fuertes y soportar el sobrepeso que puede provocar la caída de nieve sobre paneles fotovoltaicos.

El número de puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos debe ser el suficiente para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante. Así mismo permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.

La estructura soporte debe estar protegida superficialmente contra la acción de los agentes ambientales, por ejemplo mediante galvanizado en caliente, con un mínimo de 80 micras, y la tornillería debe ser como mínimo del tipo galvanizado, excepto la empleada para sujetar los paneles fotovoltaicos, que será de acero inoxidable. Si la estructura es de perfiles de aluminio conformado en frío, ésta debe cumplir la norma NOM 001-SEDE-2005 (p.p. 591, 592). Existe en el mercado una amplia variedad de estructuras para adecuarse a situaciones tales como las instalaciones en suelo, tejado, cubierta, postes. La Figura 39 muestra algunos ejemplos de los soportes.

Figura 39: Soportes utilizados en los paneles solares.



Fuente: Osinergmin (2016)

La estructura soporte puede ser, así mismo, del tipo seguidor del sol, lo que asegura una óptima captación de la radiación solar y con ello un aumento notable en la eficacia de la instalación.

La estructura deberá soportar como mínimo una velocidad del viento de 150 Km/h. Esta estructura es la que fijará la inclinación de los paneles solares. Hay varios tipos de estructuras: desde un simple poste que soporta 4 paneles solares, hasta grandes estructuras de vigas aptas para aguantar varias decenas de ellos.

Para anclar estos paneles se usará hormigón y tornillos de rosca (acero inoxidable), siendo tanto la estructura como los soportes de acero inoxidable, hierro galvanizado o aluminio anodado, de un espesor de chapa 1mm y han de dejar una altura mínima entre el suelo y el panel de 30 cm, y en la montaña o lugares donde llueve mucho, algo mayor, para evitar que sean alcanzados o enterrados por la nieve o el agua.

Si se instalan mástiles, se tendrá que colocar de forma oblicua, y si su base es de hormigón, la reforzaremos con tiras de acero, o introduciendo piezas metálicas en el hormigón cuando este esté blando, para que quede bien sujeto (éste es el método más empleado). Pero si se montan las placas en postes, se utilizarán flejes de acero inoxidable grapados o unidos con una hebilla del mismo material.

b) La Caja General de Protección

La caja general de protección es la encargada de salvaguardar toda la instalación eléctrica de un posible cortocircuito o punta de intensidad la cual afectaría a todos los componentes conectados a la red. Esta caja general de protección podrá llevar tanto protecciones térmicas como fusibles.

c) Puesta a tierra.

Es el encargado de conectar los distintos paneles solares con las cajas de interconexión y con el resto de los equipos e instrumentos. Este cableado de paneles se realizará con materiales de alta calidad para que se asegure la durabilidad y la fiabilidad del sistema a la intemperie. El cableado y las conexiones entre los equipos tendrán que tener el grado de protección NEMA 3 y además tendrán que cumplir los requisitos en la norma oficial mexicana NOM-0001-SEDE 2005. Entre las conexiones eléctricas entre paneles usaremos siempre terminales. Los terminales de los paneles pueden ser bornes en la parte de detrás del panel o estar situados en una caja de terminales a la caja espalda del mismo. En el primer caso tendremos capuchones de goma para la protección de los terminales contra los agentes atmosféricos. En instalaciones donde se monten paneles en serie y la tensión sea igual o mayor a 24 V instalaremos diodos en derivación.

La sección del cable de conexión no debe de ser superior a 6 mm. Es necesario también cuidar los sistemas de paso de los cables por muros y techos para evitar la entrada de agua en el interior. Las técnica y tendido para la fijación de los cables han de ser las habituales en una instalación convencional. Los conductores pueden ir bajo tubo al aire, en el primer caso puede ir empotrado o no. La sujeción se efectuará mediante bridas de sujeción, procurando no someter un excesivo dobléz a los radios de curvatura. Los empalmes se realizarán con accesorios a tal efecto, usando cajas de derivación siempre que sea posible.

El número de puntos de sujeción para módulos fotovoltaicos debe ser el suficiente para asegurar su instalación sin que se produzca flexiones en los

módulos de valor superior a las especificadas por el fabricante. Así mismo permitirá fijar el ángulo de inclinación que corresponda de un modo seguro y sin alteraciones ante vientos.

Ante instalaciones integradas en cubiertas, el diseño de la estructura de los paneles, así como la estanqueidad entre ellos, se ajustará a ley que Regula las Construcciones Públicas y Privadas del Estado de Veracruz de Ignacio de la Llave. Existe en el mercado una amplia variedad de estructuras para adecuarse a situaciones tales como las instalaciones en suelo, tejado, cubierta, postes.

d) Sistema conectado a red

En algunos casos, la electricidad generada por la instalación fotovoltaica es superior a la demanda, permitiendo enviar electricidad a la red eléctrica. En otros casos, se construyen instalaciones de generación fotovoltaica con el único fin de suministrar energía a la red (J., 2013, pág. 106; M., 2008).

(Castro et al., 2008) mencionan que: “La gran ventaja de este tipo de solución es la simplicidad del diseño de la instalación”.

2.3. GLOSARIO DE TÉRMINOS BASICOS

- **Amperio (A):** Unidad que expresa el flujo de una corriente eléctrica. Un amperio es la corriente que produce una diferencia de tensión de un voltio en una resistencia de un ohmio; Una corriente eléctrica que circula a una velocidad de un culombio por segundo.
- **Balance de energía,** Ecuación que expresa la relación conservadora entre las distintas formas de energía en un determinado emplazamiento o en un sistema atmosférico en estado estacionario.

- **Balance de radiación**, Distribución de los diferentes componentes de la radiación atmosférica que son absorbidos, reflejados, transmitidos o emitidos por la atmósfera.
- **Coefficiente de extinción**, Medición de la cantidad de energía radiante incidente absorbida por unidad de longitud o por unidad de masa de un medio absorbente.
- **Conexión directa a red**: En la conexión directa a red el generador está directamente conectado a la red de corriente alterna, generalmente trifásica.
- **Contaminación**: Cualquier alteración física, química o biológica del aire. El agua o la tierra que produce daños a los organismos vivos.
- **Control**. Bloque auxiliar del convertidor encargado de las entradas de arranque/parada, configuración, etc.
- **Kilo**: Prefijo que implica (1) multiplicar por mil el valor correspondiente.
- **kVA**: Potencia aparente expresada en mil Voltio-Amperios. 2) El Kilovoltio-Amperio designa la potencia de salida que puede generar un transformador a tensión y frecuencia nominales sin superar un aumento de temperatura determinado.
- **kVAR**: kVAR es la medida del flujo de potencia reactiva que se produce cuando la tensión y la corriente no están totalmente sincronizados o en fase.
- **kW**: Potencia activa o efectiva expresada en kilovatios (kW).
- **kWh**: Kilovatio-hora, uso de mil vatios durante una hora.
- **NEMA**: National Electrical Manufacturers Association; La Asociación Nacional de Fabricantes Eléctricos.

- **Sincronizador.** La indicada condición de sincronización entre la tensión alterna suministrada por el convertidor DC/AC y la de la red de distribución se consigue con este bloque.

2.4. HIPÓTESIS Y VARIABLES.

2.4.1. Hipótesis General.

El aprovechamiento del potencial energético renovable, de origen solar, para la generación de energía eléctrica en Challapalca – Puno disminuirá en un 2% la demanda nacional de energía eléctrica y permitirá una mayor conservación al medio ambiente.

2.4.2. Hipótesis Específicas.

- a) Mediante el diagnóstico adecuado a los factores se lograra tener un óptimo funcionamiento de las celdas fotovoltaicas.
- b) El diseño de una celda fotovoltaica para un adecuado funcionamiento y cuantificar el potencial energético para la estimación de energía que posee Challapalca - Puno
- c) Los cálculos técnicos y económicos mostraran la importancia y viabilidad de la instalación de una planta solar en las pampas de Challapalca-Puno.

2.4.3. Sistema de Variables.

| VARIABLES | SUB VARIABLES | DIMENSIÓN | INDICADORES | ÍNDICES | UNIDADES |
|---|---|---|---|----------------------------|-------------|
| Número medio de horas de radiación solar en los alrededores de Challapalca | Intensidad luminosa | Radiación solar fotovoltaica | Cantidad de radiación solar fotovoltaica | $kw\ h/m^2$ | $kw\ h/m^2$ |
| | Angulo de medición del instrumento | Medida de la velocidad del viento con anemómetros | Cantidad de velocidad del viento | km/h | km/h |
| | Temperatura del medio ambiente | Variación de la temperatura atmosféricos en la zona de mediciones | Cantidad de la variación de la temperatura atmosférica en Challapalca | ΔT | $^{\circ}C$ |
| Potencial energético de origen solar | Tensión | Voltaje del sistema de medicion | Cantidad de tensión electrica | V | voltios |
| | Intensidad | Amperaje del sistema de medicion | Cantidad de intensidad electrica | I | Amperios |
| | Resistencia | Cantidad de ohmios de la resistencia eléctrica del sistema | Cantidad de resistencia eléctrica | Ω | Ohmios |
| Vialidad de la propuesta técnica para aprovechar el potencial energético | Viabilidad social Viabilidad técnica Viabilidad ambiental Viabilidad económica | Encuesta aplicada a la población | Encuesta aplicada a la población | Escala de medición | |
| Tecnología a utilizarse para la transformación de la energía | Tecnología convencional Tecnología adaptada para el altiplano peruano | Proporción real de velocidades del aire en el lago Titicaca | Presupuesto para la instalación | Relación beneficio /costou | \$ y S/. |

Elaboración: Propia.

CAPÍTULO III

DISEÑO METODOLÓGICO DE INVESTIGACIÓN

3.1. POBLACIÓN Y MUESTRA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. Población

Los datos recogidos son un promedio de 22 años, de 5 años, meses; comparándolos y utilizando para ello diversos software e instrumentos de medición.

En cuanto a la población beneficiaria con la tesis; esta es una central fotovoltaica de 25 MW, que se conectara a la red; lo cual hace un amplio alcance; entre los beneficiados directos tenemos:

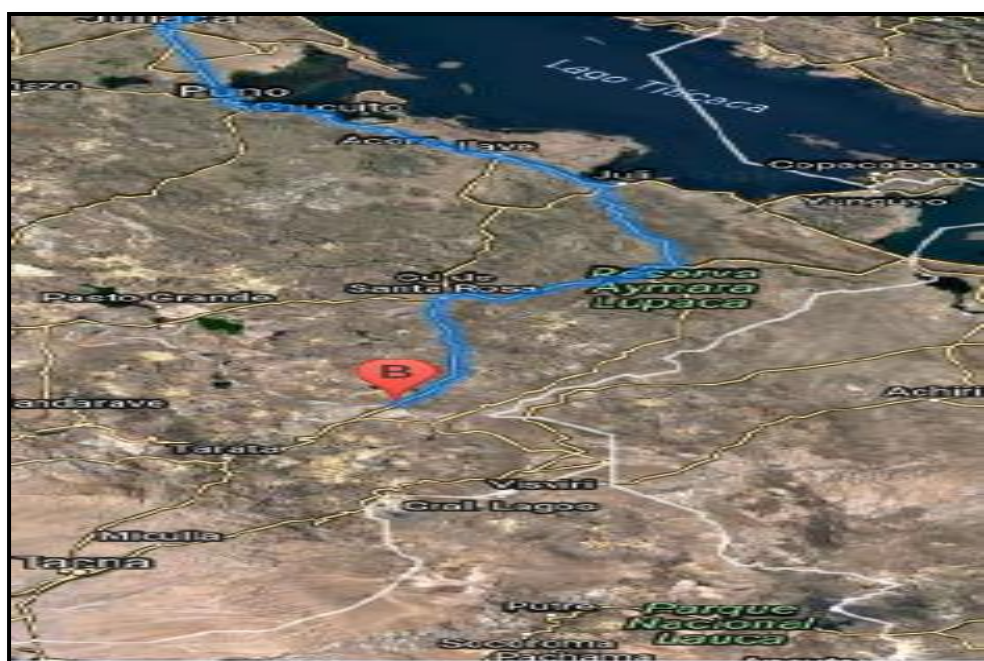
- El penal de Máxima Seguridad Challapalca y el mismo cuartel que opera en el mismo lugar.
- La población del Distrito de Capazo.

3.1.2. Muestra

La zona de estudio es alrededor del penal de Challapalca – en las pampas del Distrito de Capazo, Provincia del Collao – Ilave, Departamento de Puno.

3.2. UBICACIÓN Y DESCRIPCIÓN DE LA POBLACIÓN

Figura 40: Mapa de la ruta o trayecto

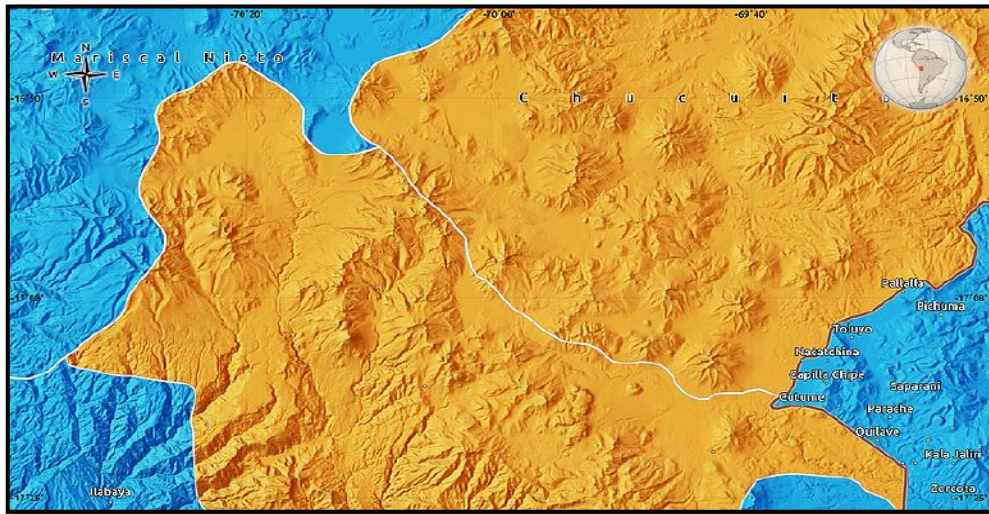


Fuente: Google mapas

La Ubicación donde se realizó los estudios es en los alrededores del penal de Máxima Challapalca, en las pampas del Capazo, Distrito de Capazo, Provincia del Collao – Ilave, Departamento de Puno. Ubicación: Latitud: 17.2°S; Longitud 69.8°W.

Ubicándose en la Ciudad de Puno, está a una distancia de 320 km., a 5h 4 min aproximadamente para llegar al lugar y Altitud de 4379 m.s.n.m.

Figura 41: Mapa del lugar en la región de Puno



Fuente: Maphill

Figura 42: Mapa del lugar de estudio con sus referencias limites por colores.



Fuente: Maphill

Figura 43: Foto del lugar de estudio en el mes de octubre



Elaboración: Propia (2014).

Figura 44: Foto del lugar de estudio, tomado el mes de octubre.



Fuente: Google mapas (2014)

3.3. TÉCNICAS E INTERPRETACIÓN PARA RECOLECTAR INFORMACIÓN

Para la recolección de datos se realizó lo siguiente:

Tabla 5: Promedio mensual de temperatura máxima

| DEPARTAMENTO : PUNO PROV. : EL COLLAO DIST. CAPAZO INFORMACION.: T. MAXIMA | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Estación CO. 157418 | | LAT. " S " : 17°11'15,8" Long. " W " : 69°44'07,8" Alt. 4530 MSNM | | | | | | | | | | | |
| CAPAZO | | | | | | | | | | | | | |
| AÑOS | ENE | FEB | MAR | ABRL | MAY | JUN | JUL | AGOT | SET | OCT | NOV | DIC | TOTAL |
| 2001 | X | X | X | X | X | X | 10.9 | 13.5 | 13.8 | 14.9 | 16.6 | 15.2 | |
| 2002 | 15.0 | 12.4 | 12.6 | 12.5 | 12.0 | 12.4 | 11.2 | 12.2 | 13.6 | 14.2 | 15.4 | 14.8 | |
| 2003 | 14.5 | 14.0 | 13.5 | 13.3 | 12.6 | 14.2 | 12.9 | 13.5 | 13.4 | 15.6 | 16.4 | 16.8 | |
| 2004 | 12.5 | 13.6 | 14.1 | 14.2 | 12.2 | 12.0 | 10.9 | 11.2 | 14.1 | 15.5 | 17.3 | 17.2 | |
| 2005 | 14.0 | 11.9 | 14.4 | 13.6 | 13.3 | 12.2 | 11.8 | 13.7 | 11.8 | 14.7 | 16.0 | 15.0 | |
| 2006 | 12.0 | 13.6 | 13.3 | 13.2 | 12.2 | 12.2 | 12.1 | 13.0 | 14.1 | 15.3 | 15.3 | 16.4 | |
| 2007 | 14.0 | 14.2 | 12.9 | 13.8 | 12.4 | 12.9 | 11.3 | 13.6 | 13.5 | 16.0 | 15.2 | 15.1 | |
| 2008 | 13.2 | 14.0 | 13.6 | 14.2 | 12.3 | 11.9 | 12.3 | 13.6 | 14.4 | 15.6 | 17.8 | 14.7 | |
| 2009 | 14.9 | 14.6 | 14.1 | 13.5 | 13.2 | 11.8 | 11.5 | 13.0 | 14.6 | 16.7 | 16.2 | 15.4 | |
| 2010 | 14.8 | 14.9 | 15.4 | 15.0 | 13.3 | 13.8 | 12.6 | 14.7 | 15.1 | 15.3 | 16.4 | 15.3 | |
| 2011 | 14.7 | 11.5 | 12.7 | 13.7 | 12.8 | 12.4 | 11.1 | | | | | | |
| TOTAL | 139.6 | 134.7 | 136.6 | 137.0 | 126.3 | 125.8 | 128.6 | 132.0 | 138.4 | 153.8 | 162.6 | 155.9 | 1531.7 |
| MEDIA | 14.0 | 13.5 | 13.7 | 13.7 | 12.6 | 12.6 | 11.7 | 13.2 | 13.8 | 15.4 | 16.3 | 15.6 | ##### |

Fuente: SENAMHI-PUNO

Tabla 6: Promedio mensual de temperatura mínima

| DEPARTAMENTO : PUNO PROV. : EL COLLAO DIST. CAPAZO INFORMACION.: T. MINIMA | | | | | | | | | | | | | |
|--|-------|---|-------|-------|-------|--------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|--------|
| Estación CO. 157418 | | LAT. " S " : 17°11'15,8" Long. " W " : 69°44'07,8" Alt. 4530 MSNM | | | | | | | | | | | |
| CAPAZO | | | | | | | | | | | | | |
| AÑOS | ENE | FEB | MAR | ABRL | MAY | JUN | JUL | AGOT | SET | OCT | NOV | DIC | TOTAL |
| 2001 | X | X | X | X | X | X | -16.3 | -10.1 | -8.0 | -8.3 | -4.7 | -4.6 | |
| 2002 | -3.5 | -1.1 | -0.8 | -1.6 | -5.5 | -10.5 | -9.1 | -9.5 | -7.3 | -4.8 | -4.8 | -2.2 | |
| 2003 | -0.2 | -1.3 | -1.4 | -5.0 | -7.6 | -11.7 | -10.8 | -11.2 | -10.0 | -7.9 | -7.5 | -4.4 | |
| 2004 | 0.6 | -1.1 | -1.8 | -4.8 | -10.4 | -11.8 | -13.5 | -7.5 | -6.9 | -8.3 | -6.8 | -4.5 | |
| 2005 | -0.3 | -0.4 | -1.8 | -4.0 | -9.2 | -12.7 | -11.3 | -12.6 | -7.6 | -7.4 | -5.4 | -2.1 | |
| 2006 | 0.5 | -1.0 | -0.3 | -3.6 | -8.9 | -11.4 | -12.5 | -10.3 | -9.4 | -6.8 | -4.0 | -3.5 | |
| 2007 | -0.6 | -1.1 | -0.6 | -4.1 | -7.7 | -9.0 | -10.4 | -8.9 | -7.3 | -6.8 | -6.0 | -3.6 | |
| 2008 | -0.7 | -2.4 | -2.0 | -7.5 | -11.0 | -11.1 | -16.5 | -17.0 | -12.1 | -7.7 | -7.3 | -3.1 | |
| 2009 | -3.0 | -1.0 | -3.0 | -4.9 | -9.0 | -13.8 | -10.8 | -12.7 | -9.4 | -7.6 | -2.5 | -2.3 | |
| 2010 | -0.9 | 0.1 | -2.0 | 5.3 | -7.4 | -8.3 | -13.6 | -10.6 | -8.4 | -7.2 | -8.2 | -1.5 | |
| 2011 | -2.3 | -0.5 | -2.1 | -5.1 | -8.4 | -10.1 | -10.3 | | | | | | |
| TOTAL | -10.4 | -9.8 | -15.8 | -35.3 | -85.1 | -110.4 | -135.1 | -110.4 | -86.4 | -72.8 | -57.2 | -31.8 | -750.1 |
| MEDIA | -1.0 | -1.0 | -1.6 | -3.5 | -8.5 | -11.0 | -12.3 | -11.0 | -8.6 | -7.3 | -5.7 | -3.2 | ##### |

Fuente: SENAMHI-PUNO

Tabla 7: Temperatura mensual promedio

| DEPARTAMENTO : PUNO | | PROV. : EL COLLAO | | DIST. : CAPAZO | | INFORMACION.: | | T. MEDIA | | | | | |
|---------------------|------|--------------------------|------|---------------------------|------|----------------|------|----------|------|------|------|------|-------|
| Estación CO. 157418 | | LAT. " S " : 17°11'15,8" | | Long. " W " : 69°44'07,8" | | Alt. 4530 MSNM | | | | | | | |
| CAPAZO | | | | | | | | | | | | | |
| AÑOS | ENE | FEB | MAR | ABRL | MAY | JUN | JUL | AGOT | SET | OCT | NOV | DIC | TOTAL |
| 2001 | X | X | X | X | X | X | -2.7 | 1.7 | 2.9 | 3.3 | 6.0 | 5.4 | |
| 2002 | 5.7 | 5.7 | 5.2 | 5.4 | 3.3 | 0.9 | 1.0 | 1.3 | 3.1 | 4.7 | 5.3 | 6.2 | |
| 2003 | 7.0 | 6.4 | 5.9 | 4.1 | 2.4 | 1.3 | 1.1 | 1.2 | 1.7 | 4.0 | 4.4 | 6.3 | |
| 2004 | 5.6 | 6.0 | 6.2 | 4.7 | 1.0 | 0.1 | -2.3 | 1.8 | 3.8 | 3.6 | 5.2 | 6.3 | |
| 2005 | 6.9 | 5.7 | 6.3 | 4.8 | 2.1 | 0.2 | 0.2 | 0.6 | 2.1 | 3.7 | 5.3 | 6.5 | |
| 2006 | 6.3 | 6.3 | 6.4 | 4.9 | 1.7 | 0.4 | -0.2 | 1.3 | 2.3 | 4.3 | 5.7 | 6.4 | |
| 2007 | 6.7 | 6.7 | 6.1 | 4.8 | 2.4 | 1.9 | 0.5 | 2.4 | 3.1 | 4.6 | 4.6 | 5.6 | |
| 2008 | 6.2 | 5.9 | 5.8 | 3.3 | 0.6 | 0.4 | 0.1 | 1.1 | 1.2 | 4.0 | 5.3 | 5.8 | |
| 2009 | 5.9 | 6.8 | 5.5 | 4.3 | -2.1 | -3.1 | 0.1 | 0.2 | 2.8 | 4.5 | 6.9 | 6.6 | |
| 2010 | 6.9 | 7.4 | 6.8 | 4.8 | 3.0 | 2.7 | 1.3 | 2.0 | 3.3 | 4.0 | 4.0 | 6.9 | |
| 2011 | 6.2 | 5.4 | 5.2 | 4.3 | 2.1 | 1.7 | 0.4 | | | | | | |
| TOTAL | 63.4 | 62.3 | 59.4 | 45.4 | 16.5 | 6.5 | -0.5 | 13.6 | 26.3 | 40.7 | 52.7 | 62.0 | 384.9 |
| MEDIA | 6.3 | 6.2 | 5.9 | 4.5 | 1.7 | 0.7 | 0.0 | 1.4 | 2.6 | 4.1 | 5.3 | 6.2 | ##### |

Fuente: SENAMHI-PUNO

Tabla 8: Promedio mensual de temperaturas

| Month | Air temperature | Relative humidity | Daily solar radiation - horizontal | Atmospheric pressure | Wind speed | Earun temperature | Heating degree-days | Cooling degree-days |
|-----------|-----------------|-------------------|------------------------------------|----------------------|------------|-------------------|---------------------|---------------------|
| | °C | % | kWh/m ² /d | kPa | m/s | °C | °C-d | °C-d |
| January | 11.0 | 67.6% | 6.38 | 68.1 | 2.8 | 16.0 | 211 | 41 |
| February | 10.9 | 66.3% | 6.31 | 68.1 | 2.9 | 15.3 | 194 | 35 |
| March | 11.0 | 62.7% | 6.16 | 68.1 | 2.8 | 15.3 | 209 | 41 |
| April | 10.2 | 53.0% | 5.94 | 68.2 | 2.9 | 14.6 | 225 | 23 |
| May | 8.0 | 40.6% | 5.49 | 68.2 | 3.2 | 11.4 | 299 | 1 |
| June | 6.4 | 37.6% | 5.10 | 68.2 | 3.5 | 9.2 | 334 | 0 |
| July | 6.0 | 35.0% | 5.31 | 68.2 | 3.7 | 9.1 | 358 | 0 |
| August | 7.6 | 35.1% | 5.93 | 68.2 | 3.5 | 11.7 | 314 | 0 |
| September | 9.0 | 35.9% | 6.78 | 68.2 | 3.6 | 14.3 | 267 | 6 |
| October | 10.7 | 36.7% | 7.41 | 68.2 | 3.2 | 17.1 | 227 | 28 |

Fuente: NASA meteorología de superficie y Energía

Tabla 9: Resumen de temperaturas y precipitaciones 1964 al 2010

| DIRECCION REGIONAL DE PUNO | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------|-------|-------|-------|------------|-------------|-------|-------|-------|----------------------|-------|-------|--------|-------|--|
| INFORMACION METEOROLOGICA ESTACION : CO. CAPAZO | | | | | | | | | | | | | | | |
| DEPARTAMENTO : | PUNO | | | | LATITUD : | 17°11'15.8" | | | | CODIGO : | | | | | |
| PROVINCIA : | CHUCUITO | | | | LONGITUD : | 69°44'07.8" | | | | RECORD : 2001 - 2010 | | | | | |
| PRECIPITACION 1964 - 2010 | | | | | | | | | | | | | | | |
| DISTRITO : | CAPAZO | | | | ALTITUD : | 4423 | | | | | | | | | |
| PARAMETROS | ENE. | FEB. | MAR. | ABRL. | MAY. | JUN. | JUL. | AGOT. | SET. | OCT. | NOV. | DIC. | TOTAL | PROM. | |
| Temperatura °C | | | | | | | | | | | | | | | |
| T. Maxima | 14.0 | 13.5 | 13.7 | 13.7 | 12.6 | 12.6 | 11.7 | 13.2 | 13.8 | 15.4 | 16.3 | 15.6 | 166.0 | 13.8 | |
| T. Minima | -1.0 | -1.0 | -1.6 | -3.5 | -8.5 | -11.0 | -12.3 | -11.0 | -8.6 | -7.3 | -5.7 | -3.2 | -74.8 | -6.2 | |
| T. Media | 6.3 | 6.2 | 5.9 | 4.5 | 1.7 | 0.7 | 0.0 | 1.4 | 2.6 | 4.1 | 5.3 | 6.2 | 44.8 | 3.7 | |
| Oscilacion | 15.1 | 14.5 | 14.9 | 18.3 | 21.2 | 23.6 | 23.5 | 23.7 | 22.4 | 22.6 | 22.0 | 18.7 | 240.5 | 20.0 | |
| Max. Absoluta | 23.5 | 20.5 | 21.5 | 19.5 | 17.5 | 21.0 | 19.5 | 22.5 | 17.5 | 20.0 | 26.5 | 20.5 | 250.0 | 20.8 | |
| Min. Absoluta | -8.5 | -7.0 | -8.5 | -30.5 | -19.0 | -20.5 | -21.0 | -20.0 | -40.2 | -16.0 | -14.5 | -10.5 | -216.2 | -18.0 | |
| Oscilacion Max. | 27.5 | 27.0 | 25.5 | 27.5 | 38.7 | 40.1 | 39.0 | 42.0 | 55.7 | 32.8 | 35.0 | 29.0 | 419.8 | 35.0 | |
| Precipitacion | | | | | | | | | | | | | | | |
| Total (mms) | 151.6 | 133.8 | 101.4 | 19.9 | 3.8 | 3.7 | 1.9 | 4.6 | 3.3 | 9.9 | 26.2 | 79.9 | 540.0 | 83.1 | |
| N° de dias de Precipitacion | 19 | 17 | 15 | 4 | 1 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 5 | 12 | 78 | 7 | |
| Prec. Max, en 24 Hrs.(dia) | 39.6 | 37.0 | 48.4 | 28.4 | 18.4 | 19.4 | 13.2 | 26.4 | 16.9 | 23.5 | 21.8 | 57.4 | 350.4 | 29.2 | |
| H.Rel. (07-13-19) | 86 | 88 | 88 | 82 | 81 | 79 | 85 | 76 | 71 | 66 | 70 | 76 | 948.3 | 79.0 | |
| Tension Vapor (mb) | 8.5 | 8.5 | 8.5 | 7.8 | 7.1 | 6.5 | 6.2 | 6.2 | 6.0 | 6.4 | 7.2 | 7.7 | 86.5 | 7.2 | |
| Punto Rocio (°C) | 4.2 | 4.2 | 4.1 | 2.7 | 1.4 | 1.2 | 0.5 | 0.3 | 1.2 | 0.4 | 1.5 | 2.1 | 23.7 | 2.0 | |
| Evap. Total (mm) "A" | 151.5 | 127.6 | 121.8 | 115.7 | 120.6 | 110.6 | 100.2 | 124.4 | 152.4 | 178.1 | 176.1 | 158.1 | 1637.0 | 136.4 | |
| Evap. Promedio diario | 4.9 | 4.5 | 4.0 | 3.8 | 3.9 | 3.7 | 3.2 | 4.0 | 5.1 | 5.7 | 5.8 | 5.1 | 53.6 | 4.5 | |
| Nubosidad (Octavos) | 3 | 3 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 2 | 18.0 | 1.5 | |
| Nubosidad Predominante | | | | | | | | | | | | | | | |
| Velocidad de Viento M/seg. | 2.5 | 2.0 | 1.8 | 2.0 | 2.4 | 2.0 | 3.0 | 2.4 | 2.6 | 2.5 | 2.2 | 2.2 | 27.6 | 2.3 | |
| Velocidad Max de viento | 9 | 9 | 8 | 8 | 10 | 11 | 14 | 12 | 12 | 11 | 11 | 11 | 124.2 | 10.3 | |
| Direccion Predominante V. | W | W | W | W | W | W | W | W | W | W | W | W | | | |
| Horas de Sol | | | | | | | | | | | | | | | |
| Promedio horas de Sol | | | | | | | | | | | | | | | |
| Insolacion % | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: SENAMHI-PUNO

Figura 46: Promedio mensual de Radiación sol

| Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m ² /day) | | | | | | | | | | | | | |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------|
| Lat | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Annual Average |
| -17.172 | | | | | | | | | | | | | |
| 22-year | 6.38 | 6.31 | 6.16 | 5.94 | 5.49 | 5.09 | 5.31 | 5.93 | 6.78 | 7.41 | 7.66 | 7.19 | 6 |

| Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Insolation (%) | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|--|
| Lat | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | |
| -17.172 | | | | | | | | | | | | | |
| Lon -69.734 | | | | | | | | | | | | | |
| Minimum | -21 | -23 | -19 | -9 | -10 | -15 | -10 | -9 | -9 | -10 | -19 | -21 | |
| Maximum | 16 | 17 | 10 | 6 | 12 | 1 | 8 | 8 | 9 | 11 | 12 | 14 | |

Fuente: NASA meteorología de superficie y Energía

3.4. TÉCNICAS PARA EL PROCESAMIENTO Y ANÁLISIS DE DATOS

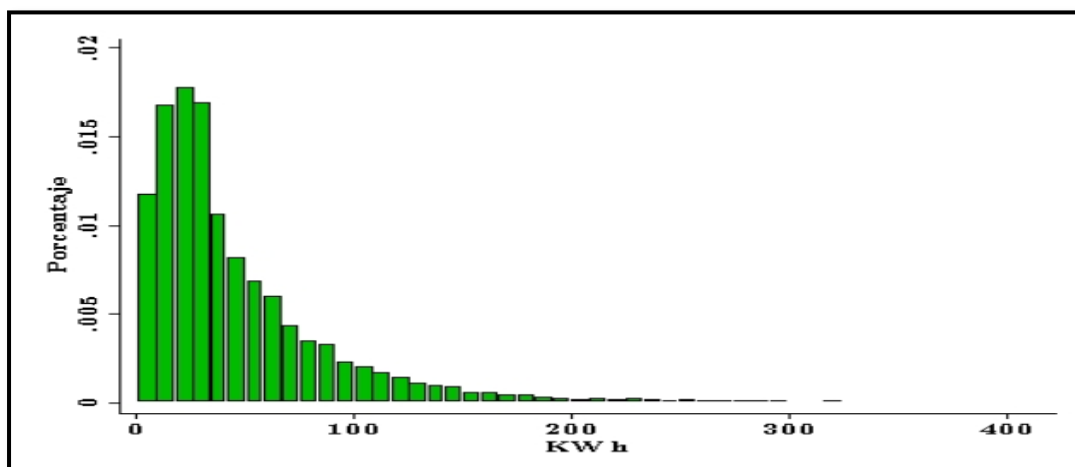
3.5. DIAGRAMA DE CARGA

Para este análisis se consideró la demanda creciente a nivel nacional, la doméstica, creación de industrias, requerimientos de sector minería y servicios al extranjero.

Para ello se ha considerado la capacidad de equipamiento de diversos tipos que a su vez considera la capacidad económica de los sectores recurrentes.

Se muestran la estadísticas descriptivas sobre el consumo de la electricidad, las tarifas de electricidad, el ingreso familiar, y las referidas a las características socio-demográficas de los hogares del departamento de Puno. Según esta tabla, en un rango de 1 a 415 kWh, el consumo promedio mensual de electricidad a nivel del departamento es

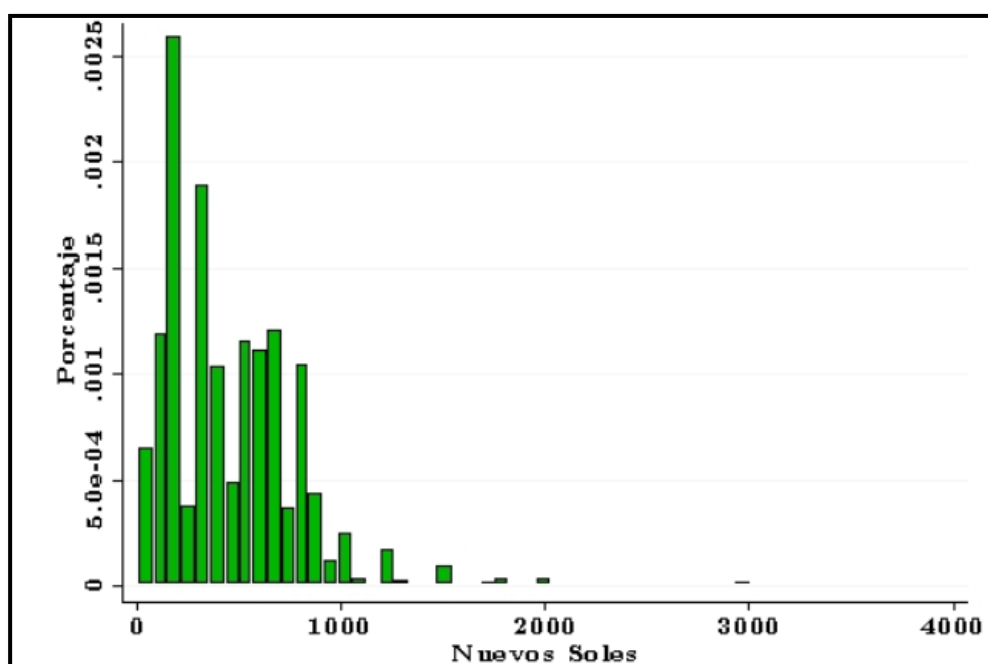
Figura 47: Distribución del consumo residencial de electricidad en el departamento de Puno



Fuente: Electro Puno

47 kWh; el promedio del precio marginal de electricidad en el primer segmento (de 0 a 30 kWh) es de 0.27 nuevos soles, en el segundo segmento (de 31 a 100 kWh) es de 0.36 nuevos soles, y en el tercer segmento (por encima de 100 kWh) es 0.37 nuevos soles.

Figura 48: Distribución del ingreso familiar en el departamento de Puno



Fuente: Electro Puno

El nivel de ingreso familiar promedio a nivel del departamento de Puno, es de 456 nuevos soles. Sin embargo, la distribución del ingreso familiar a nivel departamental es heterogénea como se observa en la Figura 58. Los hogares con el mayor nivel de ingreso están localizados en las provincias de Puno (557 nuevos soles) y San Román (480 nuevos soles); mientras que los hogares con el menor nivel de ingreso están localizados en las provincias de Moho (283 nuevos soles) y San Antonio de Putina (272 nuevos soles).

Tabla 10: Calculo de demanda de potencia y energia

| PARÁMETROS REGISTRADOS | | | | | |
|------------------------------------|-------|------|--------------------|----------------|-------|
| MAXIMA DEMANDA | | | DEMANDA PROMEDIO | | |
| H.P. | 0.105 | KW | H.P. | 0.086 | KW |
| H.F.P. | 0.305 | KW | H.F.P. | 0.087 | KW |
| DIA | 0.305 | KW | DIA | 0.087 | KW |
| ENERGIA ACTIVA | | | ENERGIA REACTIVA | | |
| H.P. | 0.58 | Kwh | H.P. | 0.76 | KVARh |
| H.F.P. | 1.38 | Kwh | H.F.P. | 1.20 | KVARh |
| DIA | 1.96 | Kwh | DIA | 1.96 | KVARh |
| PARAMETROS CALCULADOS | | | | | |
| FACTOR DE CARGA | | | FACTOR DE PERDIDAS | | |
| H.P. | | 0.88 | H.P. | 0.30 | |
| H.F.P. | | 0.27 | H.F.P. | 0.21 | |
| DIA | | 0.27 | DIA | 0.25 | |
| Factor De Potencia Promedio En Día | | | | 0.71 inductivo | |

Fuente: Electro Puno

Donde:

- H.P.: Horas de punta de la demanda (18:30 a 20:30)
- Horas de punta de la energía (18:00 a 23:00)
- H.F.P.: Horas fuera de punta.

3.5.1. Marco legal de la electricidad

Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento (1993, 1994), crea el mercado eléctrico y establece su arreglo institucional.

- Ley de Generación Eficiente (2006), promueve licitaciones y contratos de largo plazo como medio para respaldar inversión en generación a gran escala (grandes hidroeléctricas y otras tecnologías convencionales).

- Decreto Legislativo N° 1002 ("DL 1002"), 02/05/2008, declara de interés nacional y necesidad pública el desarrollo de la generación de electricidad mediante recursos renovables.

- D.S. N° 012-2011-EM, 23/03/2011, aprobó reglamento de la generación de electricidad con energías renovables.

- D.S. N° 020-2013-EM, 27/06/2013, aprobó reglamento para la promoción de la inversión eléctrica en áreas no conectadas a red.

a) RER: Alcances del marco regulatorio

- Resumen (DL-1002):
 - La Ley establece como prioridad nacional la promoción de las energías renovables
 - La Ley define como Recursos Energéticos Renovables (RER) a las fuentes de Energía Renovable No Convencional:
 - Solar
 - Eólico
 - Geotérmico
 - Biomasa
 - Hidroeléctrico hasta 20 MW (Hidroeléctrica RER)

- –La Ley promociona las ventas de electricidad RER a través de SUBASTAS

b) RER: Alcances del marco regulatorio

- Nivel de Penetración RER:
 - A la fecha el objetivo de renovables (excluyendo pequeñas hidroeléctricas) es 5% del consumo de energía.
 - Cada dos (2) años el MINEM establece el objetivo por tipo de tecnología
- Principales Incentivos ofrecidos:
 - Prioridad para el despacho del COES y compra de la energía producida
 - Prioridad en el acceso a las redes de T&D.
 - Tarifas estables a largo plazo (determinadas mediante subastas)
- Las Bases de la Subasta: aprobadas por el Ministerio de Energía y Minas
- Osinergmin conduce la subasta, fija los precios máximos y determina las
- Primas mediante liquidaciones anuales.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1.1. Calculo de radiación solar

Para poder definir la radiación global hay que conocer previamente, cada una de sus componentes:

Radiación Directa (B)

Radiación Difusa (D)

Radiación Albedo (R)

A la suma de estas tres componentes se le llama Radiación Global (G).

Para realizar el procedimiento de cálculo de la radiación sobre la superficie inclinada cada día del mes en estudio, se calcula los siguientes parámetros:

Declinación solar en radianes; siendo d_r , el día central de cada mes:

$$\delta = \frac{23.45\pi}{180} \times \sin\left(2\pi \times \frac{d_r+284}{365}\right) \text{ rad} \dots\dots\dots(\text{Ec. 03})$$

δ : Declinación solar

d_r : Día central de cada mes

Distancia sol – tierra:

$$\zeta_o = 1 + 0.33 \times \cos\left(2\pi \times \frac{d_r}{365}\right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 04})$$

Ángulo de puesta de sol en radianes:

$$\varpi_s = (\cos(-\tan \delta \times \tan \varnothing))^{-1} \text{ ra} \dots\dots\dots(\text{Ec. 05})$$

\varnothing : Latitud geográfica del lugar.

Irradiación extraterrestre sobre una superficie horizontal:

Para calcular las distintas componentes de la radiación solar es necesario conocer la irradiación sobre la superficie horizontal extraterrestre.

La irradiación a lo largo de un día se expresa como:

$$B_{OD}(0) = \frac{24}{\pi} \times B_o \times \varepsilon_o \times (\cos \varnothing \times \cos \delta) \times (\varpi_s \times \cos \varpi_s - \sin \varpi_s) \dots\dots\dots(\text{Ec. 06})$$

Donde $B_o = 1367 \text{ W/m}^2$ es una constante solar.

Radiación solar global horizontal:

Determinación de la radiación global se aborda a partir del cálculo de la radiación horizontal directa y difusa, tomando los datos de partida $G_{dm}(0)$, el índice de claridad (K_T) y la fracción difusa (K_D).

Se define el índice de claridad (K_T) como la relación entre la radiación global y la radiación extraterrestre:

$$K_T = \frac{G_{dm}(0)}{B_{OD}(0)} \dots\dots\dots(\text{Ec. 07})$$

Por otra parte page propuso, para valores diarios medios mensuales la relación entre la fracción difusa de la radiación sobre la superficie inclinada y el índice de claridad:

$$K_{Dm} = 1 - 1.13 \times K_{Tm} \dots\dots\dots(\text{Ec. 08})$$

La correlación entre la irradiancia horizontal ($G_d(0)$) y la fracción difusa ($K_d(0)$), se expresa:

$$D_{dm} = K_D \times G_{dm}(0) \dots\dots\dots(\text{Ec. 09})$$

Irradiancia horaria a partir de la radiación diaria:

A partir de los valores diarios medios de radiación directa y difusa, se pueden obtener valores horarios medios de radiación directa y difusa, gracias a unos factores de conversión puestos de manifiesto por Lui y Jordan.

Estos factores se expresan de la siguiente forma:

$$r_d = \frac{\pi}{T} \times \left[\frac{\cos \varpi - \cos \varpi_S}{\varpi_S \times \cos \varpi_S - \sin \varpi_S} \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 10})$$

$$r_g = \frac{\pi}{T} \times \left[(a + b \times \cos \varpi) \times \left(\frac{\cos \varpi - \cos \varpi_S}{\varpi_S \times \cos \varpi_S - \sin \varpi_S} \right) \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 11})$$

Siendo T la longitud del día, y dado que los datos son tomados en intervalos de 10 minutos, T=144.

Los motivos por los que se ha elegido una escala temporal de 10 minutos son que dicha escala genera un buen compromiso entre resolución y tiempo de cálculo y que coincide con el periodo de almacenamiento recomendado por el JRC de los parámetros registrados en la monitorización analítica de los SFCR.

A su vez las componentes de la radiación global y difusa se expresan:

$$G_{10}(0) = r_g \times G_{am}(0) \dots\dots\dots(\text{Ec. 12})$$

$$D_{10}(0) = r_d \times D_{am}(0) \dots\dots\dots(\text{Ec. 13})$$

Radiación sobre superficie arbitrariamente orientada:

Dado que la mayoría de los receptores solares trabajan con cierta inclinación, es necesario abordar los cálculos de las diferentes componentes de la irradiación horaria sobre superficie inclinada.

Conociendo las componentes de la radiación solar sobre superficie horizontal, se pueden calcular las componentes de la radiación sobre superficie inclinada. Para ello se ha de tratar por separado cada una de sus componentes, la irradiancia Directa B (b, a), la Difusa D (b, a) y la de Albedo R (b, a). A partir de estas componentes sólo hay que sumarlas para obtener la irradiancia global G (b, a).

La irradiancia directa se calcula q partir de la irradiancia directa sobre superficie horizontal.

$$B_{10'}(\beta, \alpha) = \frac{B_{10'}(0)}{\cos \theta_{ZS}} \times \max(0, \cos \theta_S) \dots\dots\dots(\text{Ec. 14})$$

Siendo: θ_S : la distancia cenital o ángulo formado por la normal a la superficie y el radiovector Sol – Tierra en ese punto (radianes) y θ_{ZS} : el ángulo de

incidencia solar o ángulo normal a la superficie y el radiovector Sol – Tierra en ese punto (radianes).

La irradiancia difusa sobre superficie inclinada está relacionado con la distribución de la radiancia sobre la esfera celeste. Otros factores que influyen son la latitud de lugar (ϕ), los ángulos de acimut (α) e inclinación de la superficie, así como la existencia de nubes en el cielo. Este tipo de radiación es muy variable por lo que para su cálculo exacto sobre superficie inclinada, es necesario el conocimiento previo de la distribución de la irradiancia del cielo.

El modelo utilizado para aproximar el cálculo es el siguiente:

$$D(\beta, \alpha) = \frac{D_{10'}(0)}{\cos \theta_{zs}} \times \max(0, \cos \theta_s) \dots\dots\dots(\text{Ec. 15})$$

La irradiancia de Albedo, tiene una contribución muy pequeña y se puede calcular por la fórmula:

Considerando la reflectividad del suelo es $r = 0.2$

$$R_{10'}(\beta, \alpha) = G_{10'}(0) \times (1 - \cos \beta) \times \frac{\rho}{2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 16})$$

A partir de estas tres componentes la radiación global se define como:

$$G_{10'}(\beta, \alpha) = B_{10'}(\beta, \alpha) + D_{10'}(\beta, \alpha) + R_{10'}(\beta, \alpha) \dots\dots\dots(\text{Ec. 17})$$

Efectos del ángulo de incidencia:

La transmitancia de los materiales dependen de ángulo de incidencia de la radiación, por lo que la eficiencia de estos se ve afectada por la posición relativa de su superficie con respecto de Sol. A cada ángulo de incidencia se asocia una cierta pérdida por reflexión.

También, la suciedad y la baja eficiencia de los módulos con baja irradiancia son causas de la reducción de la irradiación directa y difusa que incide sobre el modulo fotovoltaico, debido a las pérdidas por Fresnel.

Esta reducción viene cuantificado por el factor de transmitancia definido:

$$F_T = 1 - 0.0663 \times \theta_s^2 + 0.0882 \times \theta_s^3 - 0.194 \times \theta_s^4 \dots\dots\dots(\text{Ec. 18})$$

Y el coeficiente de anisotropía que se define como:

$$K_2 = \frac{B_{10}'(\beta, \alpha)}{B_0 \times \epsilon_0 \times \cos \theta_{zs}} \dots\dots\dots(\text{Ec. 19})$$

A sí las componentes de la radiación se ven modificadas de la manera siguiente:

$$B(\beta, \alpha) = 6 \times F_T \frac{B_{10}'(0)}{\cos \theta_{zs}} \times \max(0, \cos \theta_s) \dots\dots\dots(\text{Ec. 20})$$

$$D(\beta, \alpha) = 6 \times D_{10}'(0) \left[0.856(1 - K_2) \cdot \frac{(1 + \cos \beta)}{2} + F_T(\theta_s) \times \frac{K_2}{\cos \theta_{zs}} \cdot \max(0, \cos \theta_s) \right] (\text{Ec. 21})$$

$$R(\beta, \alpha) = 6 \times G_{10}'(0) \times 0.856 \times (1 - \cos \beta) \times \frac{\rho}{2} \dots\dots\dots(\text{Ec. 22})$$

Para finalizar decir que el valor 0.856 cuantifica las perdidas por suciedad y baja eficiencia en la irradiación difusa y de albedo

Tabla 11: Promedio mensual de la radiación que incide sobre una superficie acentuada inclinada - ecuador (kWh/m²- día)

Parameters for Tilted Solar Panels:

Monthly Averaged Radiation Incident On An Equator-Pointed Tilted Surface (kWh/m²/day)

| Lat -17.172 Lon -69.734 | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Annual Average |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------|
| SSE HRZ | 6.38 | 6.31 | 6.16 | 5.94 | 5.49 | 5.09 | 5.31 | 5.93 | 6.78 | 7.41 | 7.66 | 7.19 | 6.30 |
| K | 0.55 | 0.56 | 0.60 | 0.66 | 0.71 | 0.71 | 0.72 | 0.71 | 0.70 | 0.69 | 0.67 | 0.62 | 0.66 |
| Diffuse | 2.39 | 2.25 | 1.87 | 1.33 | 0.91 | 0.79 | 0.81 | 1.03 | 1.31 | 1.63 | 1.89 | 2.14 | 1.52 |
| Direct | 5.71 | 5.79 | 6.26 | 7.25 | 7.92 | 7.90 | 8.02 | 7.98 | 8.18 | 8.28 | 8.24 | 7.25 | 7.41 |
| Tilt 0 | 6.29 | 6.19 | 6.07 | 5.88 | 5.45 | 5.06 | 5.27 | 5.88 | 6.70 | 7.28 | 7.49 | 7.15 | 6.23 |
| Tilt 2 | 6.31 | 6.19 | 6.11 | 5.97 | 5.59 | 5.22 | 5.42 | 6.00 | 6.76 | 7.29 | 7.51 | 7.19 | 6.30 |
| Tilt 17 | 6.30 | 5.99 | 6.18 | 6.45 | 6.45 | 6.24 | 6.39 | 6.67 | 7.04 | 7.15 | 7.45 | 7.29 | 6.64 |
| Tilt 32 | 5.99 | 5.50 | 5.94 | 6.57 | 6.94 | 6.89 | 6.98 | 6.97 | 6.93 | 6.62 | 7.00 | 7.02 | 6.62 |
| Tilt 90 | 2.53 | 1.88 | 2.58 | 3.87 | 5.10 | 5.54 | 5.40 | 4.53 | 3.31 | 2.04 | 2.42 | 3.07 | 3.53 |
| OPT | 6.34 | 6.19 | 6.19 | 6.57 | 7.05 | 7.13 | 7.16 | 6.98 | 7.05 | 7.30 | 7.54 | 7.30 | 6.90 |
| OPT ANG | 9.00 | 0.00 | 13.0 | 29.0 | 43.0 | 48.0 | 46.0 | 36.0 | 20.0 | 4.00 | 7.00 | 13.0 | 22.4 |

NOTE: Diffuse radiation, direct normal radiation and tilted surface radiation are not calculated when the clearness index (K) is below 0.3 or above 0.8.

Fuente: NASA meteorología de superficie y Energía

Tabla 12: Radiación solar sobre una superficie horizontal de un periodo de días consecutivos (kWh/m²)

Parameters for Sizing Battery or other Energy-storage Systems:

Solar Radiation Deficits Below Expected Values Incident On A Horizontal Surface Over A Consecutive-day Period (kWh/m²)

| Lat -17.172 Lon -69.734 | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 day | 4.86 | 4.11 | 3.92 | 3.24 | 2.76 | 3.02 | 4.05 | 4.03 | 4.59 | 4.29 | 5.26 | 4.47 |
| 3 day | 10.6 | 8.19 | 8.27 | 6.43 | 5.72 | 6.40 | 9.82 | 10.3 | 7.37 | 8.48 | 11.6 | 12.2 |
| 7 day | 17.4 | 16.6 | 14.0 | 11.3 | 8.62 | 10.7 | 14.2 | 16.2 | 10.2 | 13.7 | 20.3 | 24.2 |
| 14 day | 31.1 | 29.5 | 23.4 | 12.7 | 12.9 | 15.3 | 17.1 | 20.7 | 18.8 | 17.6 | 34.6 | 39.6 |
| 21 day | 36.9 | 36.9 | 29.9 | 17.0 | 14.8 | 18.8 | 17.1 | 21.7 | 23.7 | 15.5 | 48.1 | 40.9 |
| Month | 41.2 | 40.0 | 35.3 | 15.9 | 16.4 | 23.7 | 16.4 | 16.7 | 18.9 | 22.9 | 43.1 | 47.1 |


Fuente: NASA meteorología de superficie y Energía

4.1.2. Diagrama de trayectoria solar

La tierra gira sobre sí misma, efectuando una vuelta completa cada 24 horas, alrededor de un eje inclinado de 23.5 grados con respecto a la eclíptica.


La primera de estas rotaciones explica la alternancia de las estaciones y la segunda la del día y de la noche.

Tabla 13: Insolación promedio mensual sobre una superficie horizontal (kWh/m²-día) y diferencia mínima y máxima de promedio mensual de insolación (%)



NASA Surface meteorology and Solar Energy - Available Tables

Latitude **-17.172** / Longitude **-69.734** was chosen.



Geometry Information

Northern boundary
-17

Center
Latitude **-17.5**
Longitude **-69.5**

Southern boundary
-18

Elevation: **3385** meters
taken from the
NASA GEOS-4
model elevation

Parameters for Solar Cooking:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

| Lat -17.172 Lon -69.734 | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 22-year Average | 6.38 | 6.31 | 6.16 | 5.94 | 5.49 | 5.09 | 5.31 | 5.93 | 6.78 | 7.41 | 7.66 | 7.19 |

[Parameter Definition](#)

Parameters for Sizing and Pointing of Solar Panels and for Solar Thermal Applications:

Monthly Averaged Insolation Incident On A Horizontal Surface (kWh/m²/day)

| Lat -17.172 Lon -69.734 | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec | Annual Average |
|----------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|----------------|
| 22-year Average | 6.38 | 6.31 | 6.16 | 5.94 | 5.49 | 5.09 | 5.31 | 5.93 | 6.78 | 7.41 | 7.66 | 7.19 | 6.30 |

Minimum And Maximum Difference From Monthly Averaged Insolation (%)

| Lat -17.172 Lon -69.734 | Jan | Feb | Mar | Apr | May | Jun | Jul | Aug | Sep | Oct | Nov | Dec |
|----------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| Minimum | -21 | -23 | -19 | -9 | -10 | -15 | -10 | -9 | -9 | -10 | -19 | -21 |
| Maximum | 16 | 17 | 10 | 6 | 12 | 11 | 8 | 8 | 9 | 11 | 12 | 14 |

[Parameter Definition](#)

Fuente: NASA meteorología de superficie y Energía

a) El cenit:

es un punto ubicado justo encima del observador. Corresponde, según la vieja astronomía árabe, a la intersección de la vertical con la bóveda celeste. Como veremos, el sol sólo alcanza el cenit en la zona intertropical.

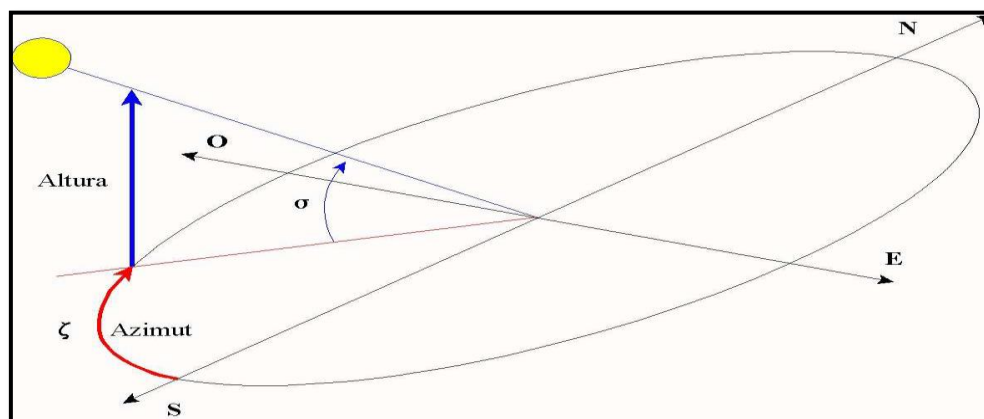
b) El azimut solar:

es el ángulo medido en el sentido de las agujas del reloj entre el punto cardinal Sur (en el hemisferio norte) o Norte (en el hemisferio sur) y la proyección sobre el plano horizontal local de la recta que una la tierra al sol. El ángulo se mide en el sentido de las agujas del reloj en el hemisferio norte y en el sentido contrario en el hemisferio sur, utilizando las proyecciones sobre el plano horizontal del punto de observación. El azimut solar es negativo por la mañana (dirección Este), nulo o igual a 180° a mediodía y positivo por la tarde (dirección Oeste), en todo el planeta.

c) El azimut geográfico:

se mide siempre en el sentido de las agujas del reloj a partir del Norte, independientemente del punto de observación.

Figura 49: Ángulos de azimut y altura

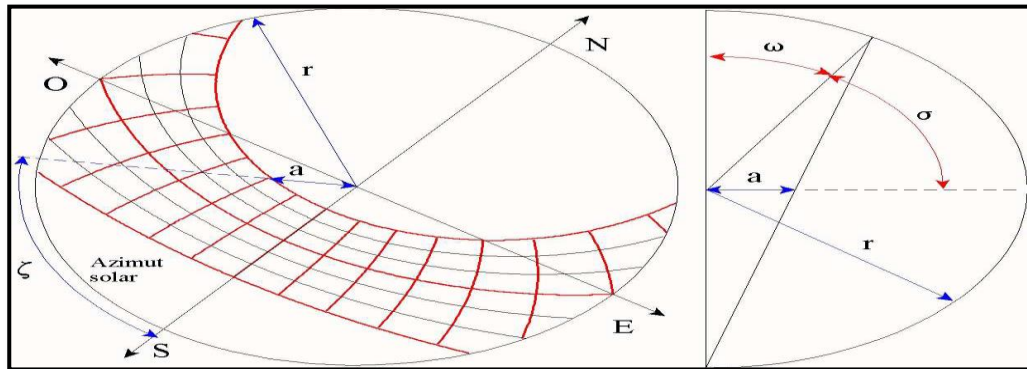


Fuente: Beckers Benoit (2004)

4.1.2.1. Sombras arrojadas

Hasta aquí, sólo nos ha interesado la componente horizontal de los trayectos solares: el azimut (ángulo ζ).

Figura 50: Ejemplo de cálculo de Altura del sol en Barcelona el 21 de Junio a las 14 horas.



Fuente: Beckers Benoit (2004)

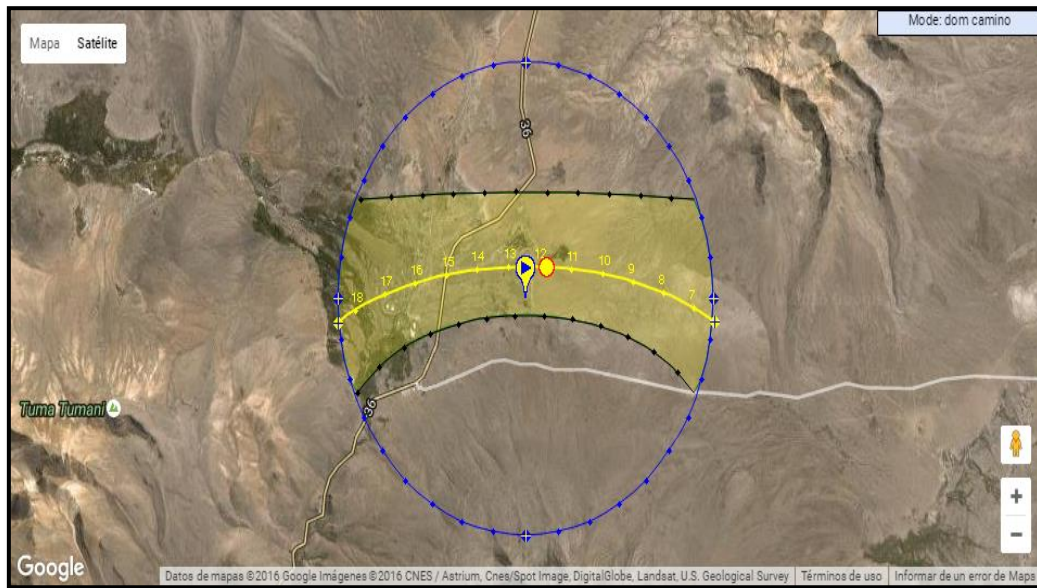
Para determinar este ángulo sobre el diagrama solar, basta con unir su centro al punto del diagrama que corresponde a la fecha y a la hora estudiadas.

Para trazar las sombras arrojadas, hay que conocer además la altura del sol (ángulo σ), que no aparece de forma explícita en el diagrama solar. Sin embargo, puede calcularse fácilmente, ya que no depende más que de la distancia a del punto al centro del círculo y del radio r de este mismo círculo,

Según la fórmula:

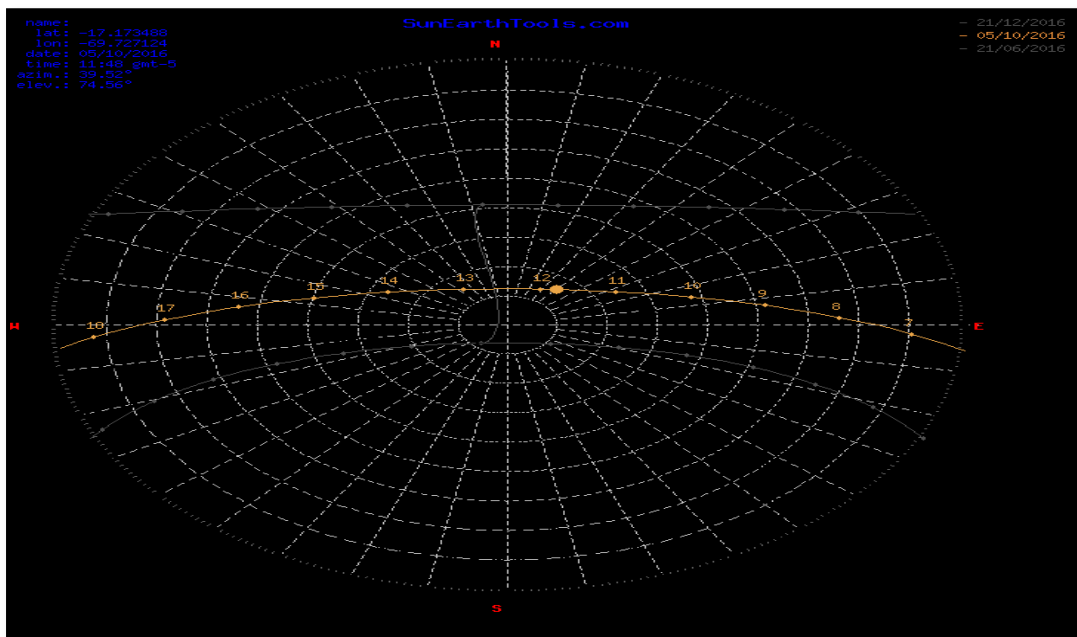
$$\sigma = \frac{\pi}{2} - 2 \tan^{-1} \frac{a}{r} \dots\dots\dots(\text{Ec. 23})$$

Figura 51: Ubicación del lugar de la central con la simulación de la trayectoria solar



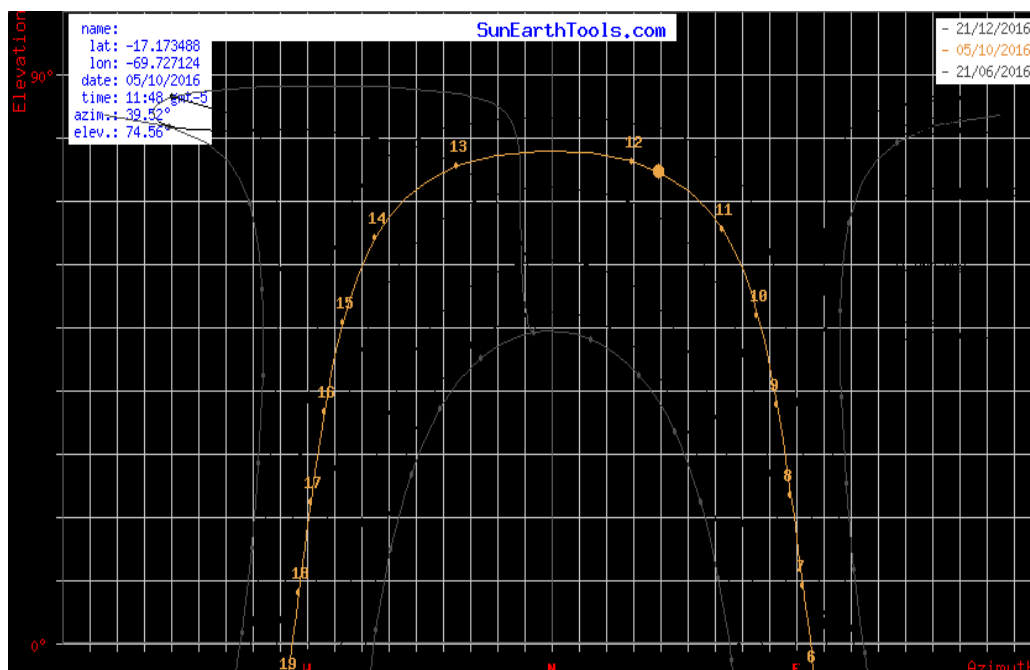
Fuente: Calculo con Sun Earth Tools software (2016)

Figura 52: Grafico del sol.



Fuente: Calculo con Sun Earth Tools software (2016).

Figura 53: Grafico de la Duración del día.



Fuente: Calculo con Sun Earth Tools software (2016)

Figura 54: Calculo para el grafico de la trayectoria del sol

| sol" posición | Elevación | Azimet | latitudes | longitudes |
|--------------------------------|-----------|---------------|----------------|----------------------|
| 05/10/2016 11:48 GMT-5 | 74.56° | 39.52° | 17.173488° S | 69.727124° W |
| crepúsculo | Sunrise | Puesta de sol | Azimet Sunrise | Azimet Puesta de sol |
| crepúsculo -0.833° | 06:17:32 | 18:37:00 | 95.48° | 264.32° |
| crepúsculo civil -6° | 05:55:46 | 18:58:45 | 97.11° | 262.67° |
| Náutica" crepúsculo -12° | 05:30:24 | 19:24:09 | 99.12° | 260.65° |
| El crepúsculo astronómico -18° | 05:04:54 | 19:49:42 | 101.29° | 258.46° |
| la luz del día | hh:mm:ss | diff. dd+1 | diff. dd-1 | Mediodía |
| 05/10/2016 | 12:19:28 | 00:00:58 | -00:00:58 | 12:27:16 |

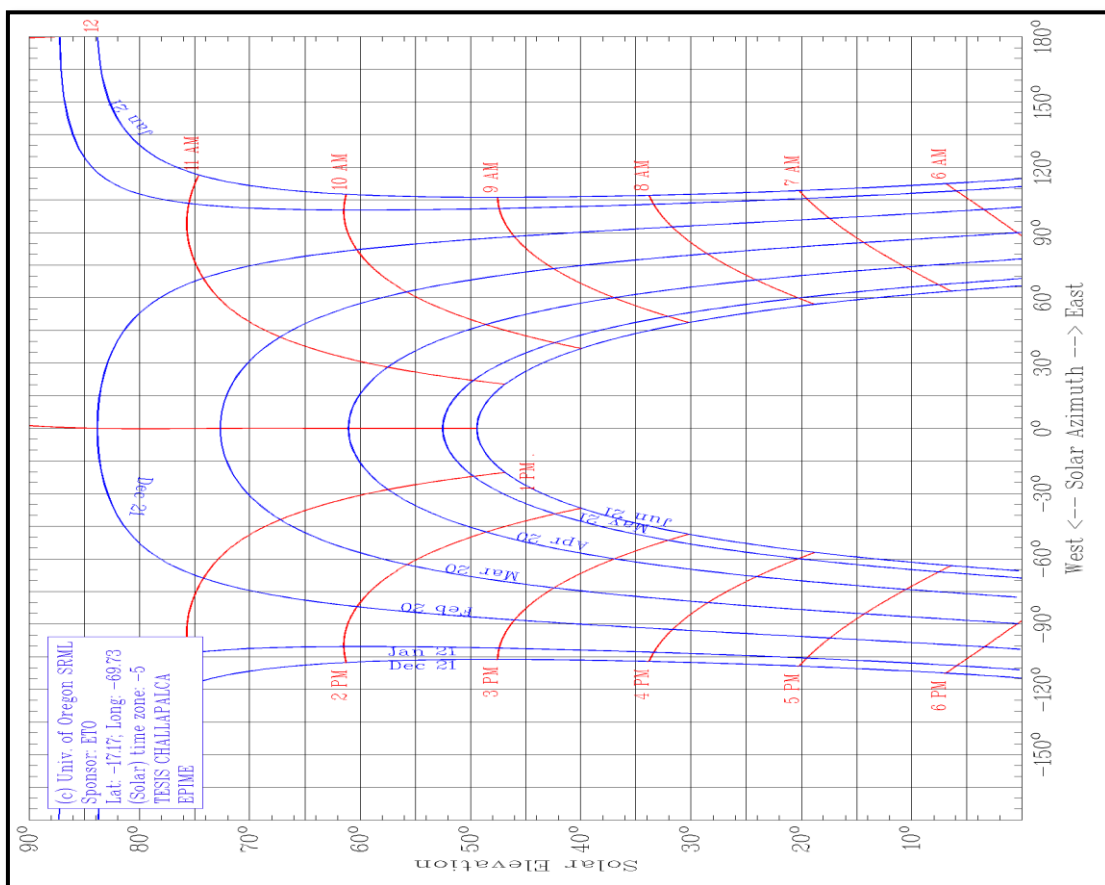
Fuente: Calculo con Sun Earth Tools software (2016)

Figura 55: Cálculo de la Duración del sol para un día

| Fecha: | 05/10/2016 GMT-5 | |
|------------|------------------------|---------|
| coordinar: | -17.173488, -69.727124 | |
| ubicación: | 36, Perú | |
| hora | Elevación | Azimut |
| 06:17:32 | -0.833° | 95.48° |
| 7:00:00 | 9.29° | 92.4° |
| 8:00:00 | 23.62° | 87.97° |
| 9:00:00 | 37.91° | 82.85° |
| 10:00:00 | 52° | 75.75° |
| 11:00:00 | 65.47° | 62.95° |
| 12:00:00 | 76.2° | 29.57° |
| 13:00:00 | 75.49° | 325.4° |
| 14:00:00 | 64.27° | 295.26° |
| 15:00:00 | 50.71° | 283.31° |
| 16:00:00 | 36.6° | 276.47° |
| 17:00:00 | 22.3° | 271.44° |
| 18:00:00 | 7.98° | 267.02° |
| 18:37:00 | -0.833° | 264.32° |

Fuente: Calculo con Sun Earth Tools software (2016)

Figura 56: Diagrama de la trayectoria solar.



Fuente: Calculo con Solardat software (2016)

4.1.3. El generador fotovoltaico

Para el cálculo de los valores de operación de un generador fotovoltaico se puede considerar el siguiente procedimiento, cuyo objetivo es obtener el valor de la potencia máxima, tensión y corriente que puede alcanzar el generador para un par de valores determinados de irradiancia y temperatura ambiente; En este método se calcula la tensión y corriente del punto de máxima potencia de la célula, a partir de los siguientes valores característicos de la misma:

- Corriente de cortocircuito de una célula en condiciones estándar ($I_{SC, stc}$)
- Tensión de circuito abierto de una célula en condiciones estándar ($V_{OC, stc}$)
- Corriente de máxima potencia de una célula en condiciones estándar ($I_{MAX, stc}$)
- Tensión de máxima potencia de una célula en condiciones estándar ($V_{MAX, stc}$)
- Temperatura de operación nominal de la célula (T_{ONC})
- Factor de forma en condiciones estándar (FF_{stc})

El proceso de cálculo emplea secuencialmente las siguientes nueve relaciones para obtener los valores de operación de la célula:

1.- Corriente de cortocircuito de la célula

$$I_{SC} = G(W/m^2) \frac{I_{SC, stc}}{1000W/m^2} \dots\dots\dots(Ec. 24)$$

2.- Temperatura de la célula

$$T_c(^{\circ}C) = T_a(^{\circ}C) + \left(\frac{T_{ONC(^{\circ}C)} - 20}{800 W/m^2} \right) G(W/m^2) \dots\dots\dots(Ec. 25)$$

3.- Tensión de circuito abierto de la célula

$$V_{OC}(V) = V_{OC,STC}(V) - 0.0023(T_c(^{\circ}C) - 25) \dots\dots\dots(\text{Ec. 26})$$

4.- Tensión de la célula normalizada

$$v_{oc} = \frac{V_{OC}}{V_t} \text{ siendo } V_t \text{ el voltaje térmico } \dots\dots\dots(\text{Ec. 27})$$

$$V_t(V) = 0.025 \frac{T_c(^{\circ}C)+273}{300} \dots\dots\dots(\text{Ec. 28})$$

5.- Factor de forma para una célula ideal sin considerar la resistencia serie

$$FF_0 = \frac{v_{oc} - \ln(v_{oc} + 0.72)}{v_{oc} + 1} \dots\dots\dots(\text{Ec. 29})$$

6.- Resistencia normalizada

$$r_s = 1 - \frac{FF_{STC}}{FF_0} \dots\dots\dots(\text{Ec. 30})$$

7.- Tensión y corriente de célula en el punto de máxima potencia

$$V_{MAX} = V_{OC} \left[1 - \frac{b}{v_{oc}} \times \ln a - r_s \times (1 - a^{-b}) \right] \dots\dots\dots(\text{Ec. 31})$$

$$I_{MAX} = I_{SC} (1 - a^{-b}) \dots\dots\dots(\text{Ec. 32})$$

$$a = v_{oc} + 1 - 2 \times v_{oc} \times r_s \dots\dots\dots(\text{Ec. 33})$$

$$b = \frac{a}{1+a} \dots\dots\dots(\text{Ec. 34})$$

8.- Máxima potencia de la célula (P_{MAX})

$$P_{MAX} = V_{MAX} \times I_{MAX} \dots\dots\dots(\text{Ec. 35})$$

9.- A partir de los valores calculados para las células del generador se suponen los siguientes valores de operación para el generador:

$$V_{MAXG} = V_{MAX} \times N_{ms} \times N_{CS} \dots\dots\dots(\text{Ec. 36})$$

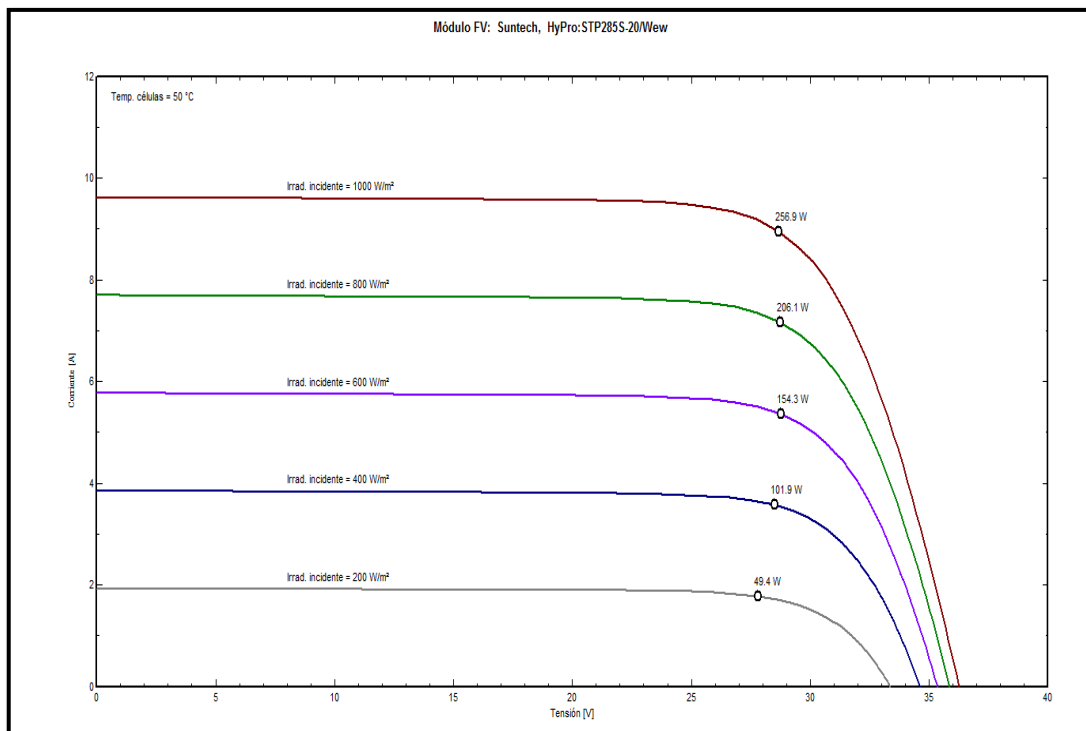
$$I_{MAXG} = I_{MAX} \times N_{mp} \times N_{cp} \dots\dots\dots(\text{Ec. 37})$$

$$P_{MAXG} = P_{MAX} \times N_{mp} \times N_{cp} \times N_{ms} \times N_{cs} \dots\dots\dots(\text{Ec. 38})$$

En las siguientes figuras se hizo el cálculo con los parámetros indicados, teniendo el primero el grafico de Corriente (I) vs. Tensión (V); el segundo Potencia (P) vs. Tensión (V). Se evalúa este gráfico con relación del panel solar:

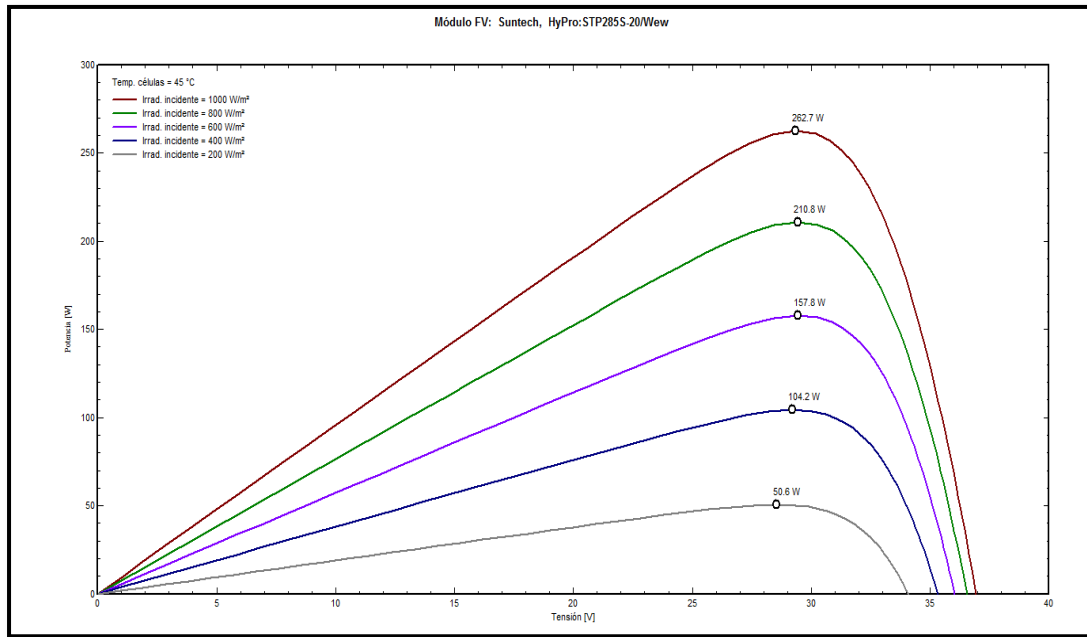
- Fabricante: Suntech
- Modelo: HyPro: STP285S-20/Wew
- Tipo de Célula fotovoltaica: Silicio – Monocristalino

Figura 57: Curva Corriente (I) VS. Tensión (V).



Fuente: Calculo con PVsyt software (2016)

Figura 58: Curva Potencia (P) VS. Tensión (V).



Fuente: Calculo con PVsyt software (2016)

4.1.4. Calculo de la energia

Para el cálculo de la eficiencia del inversor se ha utilizado una expresión polinomial de la eficiencia del inversor en función de la potencia de entrada:

$$\eta_b = \frac{P_{salida}}{P_{entrada}} = \frac{P_{entrada} - P_{perdidas}}{P_{entrada}} = \frac{P_{in} - (b_0 + b_1 \times P_{in} + b_2 \times P_{in}^2)}{P_{in}} \dots\dots(Ec. 39)$$

Dónde:

$P_{nominal}$ es la potencia nominal de salida del inversor (W)

$P_{in} = P_{entrada} / P_{nominal}$ (adimensional) b_0 , b_1 y b_2 son coeficientes de pérdidas característicos del inversor, estos valores se corresponden con los valores medios obtenidos por Schmidt [24] para los coeficientes k a partir de una muestra representativa de inversores existentes en el mercado ($k_0 = 0.02$, $k_1 = 0.025$, $k_2 = 0.08$). Para el cálculo de la energía diaria a partir de los valores de la potencia se usa la siguiente aproximación:

$$E = \int_{\text{día}} P(t) dt \approx \sum_{j=1}^N P_j \times \Delta t \dots\dots\dots(\text{Ec. 40})$$

Donde E es la energía expresada en Wh, $P(t)$ es la potencia en W, P_j son los valores de potencia tomados en intervalos de una hora, $N=24$ valores y $\Delta t=1$ hora.

Los valores de radiación y energía obtenidos mediante este modelo coinciden con los obtenidos mediante otros modelos y con los medidos en diferentes sistemas. En la tabla 12 presentamos algunos de los resultados obtenidos aplicando el procedimiento presentado, tomando como datos de entrada la tabla13, correspondientes a Puno.

4.2. PLAN DE TRATAMIENTO DE DATOS

4.2.1. Componente meridiano de velocidad correspondiente a un radio

Variando la velocidad se construye la siguiente tabla para el torque

$$T_o = \frac{8\pi}{D} \rho \cdot LA_o \cdot V^2 \int_{Rin}^{Rex} r^3 (1 - A)A' dr \dots\dots\dots(\text{Ec. 41})$$

T_o : Torque medido en N-m

ρ : Densidad del aire

L: Espesor optimo

A: Área de ingreso del aire

R_{ex} : Radio externo del alabe

R_{in} : Radio interno del alabe

D: Diámetro Total del generador

Integrando la expresión

$$T_o = 0.78704 V^2$$

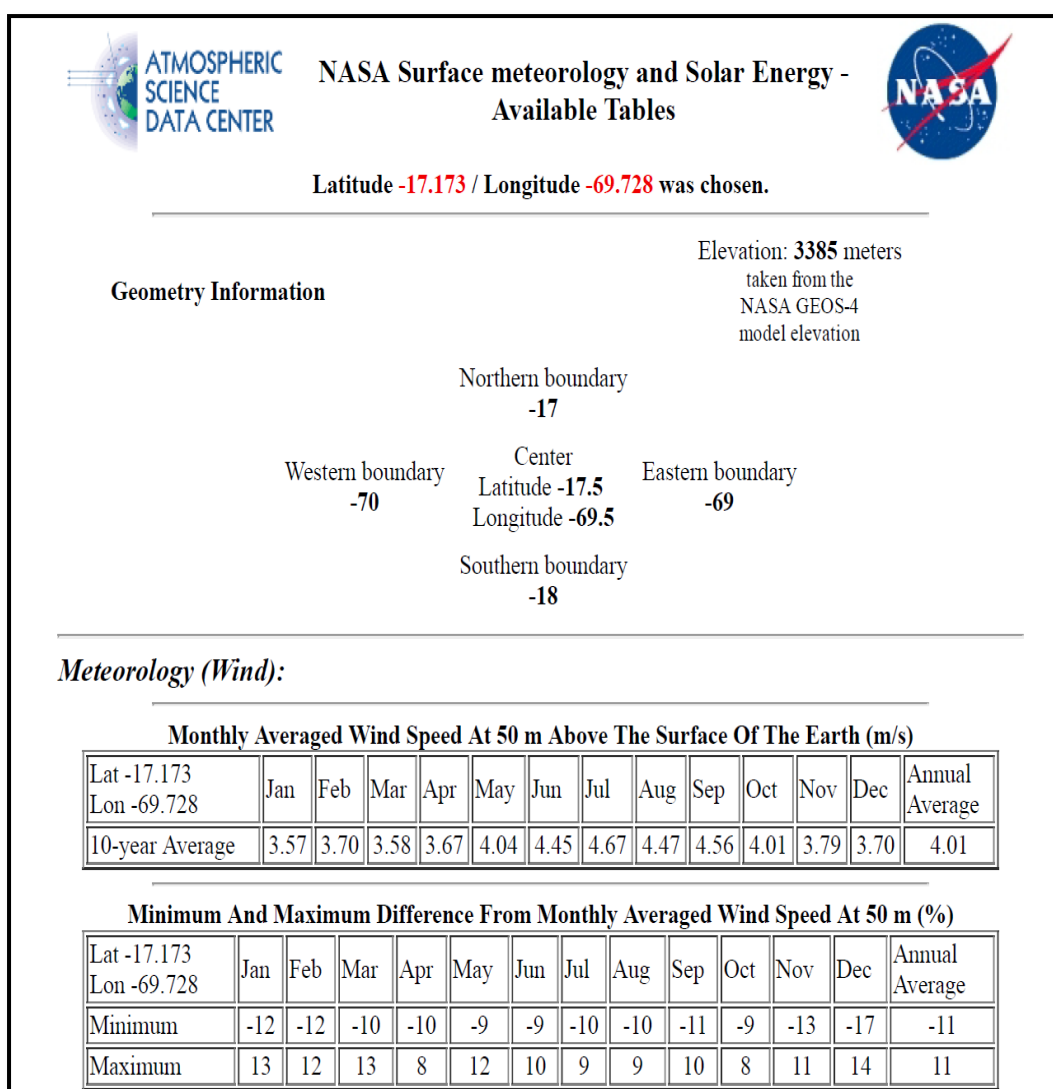
$$T_0 = 0.78704 V^2 * (0.301)$$

$$T_0 = 0.2369 V^2$$

El torque de arranque necesario para vencer la fuerza de inercia es:

9.6464 KN-m

Figura 59: Promedio mensual de la velocidad del viento



Fuente: NASA

Tabla 14: Resultados velocidad torque para un generador eólico

| MESES | V= m/s | Torque |
|----------------|--------|--------|
| ENERO | 3.57 | 3.02 |
| FEBRERO | 3.70 | 3.24 |
| MARZO | 3.58 | 3.04 |
| ABRIL | 3.67 | 3.19 |
| MAYO | 4.04 | 3.87 |
| JUNIO | 4.45 | 4.69 |
| JULIO | 4.67 | 5.17 |
| AGOSTO | 4.47 | 4.73 |
| SEPTIEMBRE | 4.56 | 4.93 |
| OCTUBRE | 4.01 | 3.81 |
| NOVIEMBRE | 3.79 | 3.40 |
| DICIEMBRE | 3.70 | 3.24 |
| PROMEDIO ANUAL | 4.01 | 3.81 |

Elaboración: Propia.

4.3. ESTRUCTURA SOPORTE DEL PANEL FOTOVOLTAICO

4.3.1.1. Calculo de la cimentación

Teniendo en cuenta los valores anteriores calculados y las indicaciones del fabricante, calcularemos el volumen de la cimentación que es necesario poner en cada seguido solar para soportar los esfuerzos.

Para ello seguiremos las prescripciones en la cual nos indica que la estabilidad del apoyo queda asegurada por la igualdad entre los esfuerzos solicitantes y las reacciones del terreno, o lo que es lo mismo cuando el momento al vuelco, M_V sea igual a los momentos estabilizadores M_1 y M_2 , debido a las reacciones laterales y verticales del terreno.

$$M_V = M_1 + M_2 \dots\dots\dots(Ec. 42)$$

Para ello usaremos los siguientes datos:

F: Esfuerzo sobre el apoyo (daN)

H_L : Altura desde el punto de aplicación F hasta la línea de tierra
(m)

H : Profundidad de la cimentación (m)

P : Peso del conjunto formado por el macizo del hormigón, el apoyo y otros elementos (daN)

a : Anchura de la cimentación (m)

b : Espesor de la cimentación (m)

C_h : Coeficiente de compresibilidad del terreno a una profundidad h
(daN/m³)

El esfuerzo sobre el apoyo Vendrá dado por la acción del viento sobre el plano de los paneles solares. Tenemos que este esfuerzo es de 448.75 kg/m² y sabiendo que la superficie de los paneles es de 9302.05 m² obtenemos dicho esfuerzo. Supondremos esta velocidad de viento en la situación más desfavorable, que es cuando los paneles se encuentran a 50 ° de inclinación.

$$1 \text{ kg} = 0.980665 \text{ daN}$$

$$F = 448.75 \times 9302.05 \times \sin 50 \times 0.980665 = 3135867.9 \text{ daN} \text{ ..(Ec. 43)}$$

La altura desde el punto de aplicación de dicha fuerza (H_L), nos la da el fabricante del seguidor, y es la base de los paneles, que se encuentra a 4.158 m.

Para calcular el peso del conjunto sumaremos el peso de la propia estructura del seguidor (8.500 kg según el fabricante), con el peso de los paneles y cableado que transcurre por el seguidor (25.8 kg/m²). También tendremos en cuenta una posible sobrecarga de nieve en caso de que el

seguidor se encuentre en reposo (61 kg/m^2). Por ultimo añadiremos el peso propio de la cimentación, que ayudara a estabilizar el conjunto (2400 kg/m^3 para hormigón reforzado con varilla). La zapata calculada es un cuadrado de 3.3m de lado con una profundidad de 1.5m (16.34 m^3)

4.3.1.2. Orientación del generador fotovoltaico

Para determinar la inclinación óptima para esta superficie fija se usa la formula, que proporciona la inclinación optima en función de la latitud del lugar:

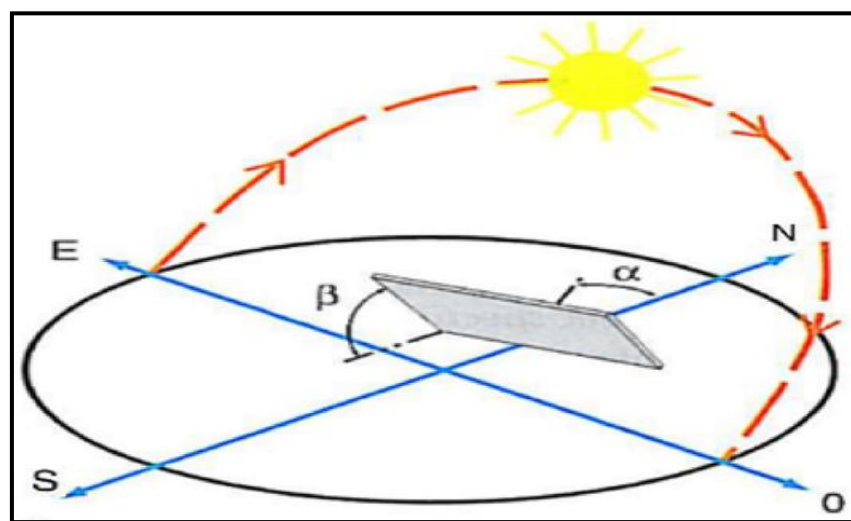
$$\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |\varphi| \dots\dots\dots(\text{Ec. 44})$$

- β_{opt} : Ángulo de inclinación óptima (grados)
- $|\varphi|$: Latitud del lugar, sin signo (grados)

De la ecuación 44 se obtiene: $\beta_{opt} = 3.7 + 0.69 \times |-17.2| = 15.57^\circ$

Por lo que la orientación en la latitud 17.2 sur tendrá un $\beta_{opt} = 16^\circ$, con un acimut α de cero.

Figura 60: Orientación del módulo fotovoltaico



Elaboración: Propia.

4.3.1.3. Orientación del generador fotovoltaico

Para realizar estos cálculos, usaremos un inversor ABB ULTRA – 720 - 1500

a) Calculo del número de módulos por ramal

Se calculan en este apartado las agrupaciones en serie/paralelo de módulos fotovoltaicos con el fin de no sobrepasar las limitaciones del inversor y obtener la potencia deseada.

b) Parámetros necesarios

Para que el inversor inicie la generación es necesario que del campo de módulos le llegue una tensión mínima. Asimismo, no debe sobrepasarse la tensión máxima permitida por el inversor ni la intensidad máxima de entrada.

Para ello se deben asociar en serie un número de módulos por ramal de forma que la tensión mínima y máxima del punto de máxima potencia del ramal este, en todo momento, dentro del rango de tensiones de entrada al inversor.

Para realizar dichos cálculos se necesitara los valores de tensiones e intensidades aportadas por los módulos fotovoltaicos, así como los valores límite permitidos por el inversor.

Tabla 15: Características del módulo mono cristalino y poli cristalino

| MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S | | MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO | |
|---|--------|---|--------|
| Potencia pico | 325 W | Potencia pico | 325 W |
| Corriente de cortocircuito (I_{sc}) | 9.28 A | Corriente de cortocircuito (I_{sc}) | 9.10 A |
| Tensión de vacío (U_{oc}) | 45.8 V | Tensión de vacío (U_{oc}) | 46.7 V |
| Corriente MPP | 8.77 A | Corriente MPP | 8.66 A |
| Tensión MPP | 37.1 V | Tensión MPP | 37.6 V |

Elaboración: Propia.

Tabla 16: Características del inversor

| INVERSOR ABB ULTRA – 750 - 1500 | |
|---------------------------------|-------------|
| Tensión máxima admisible | 1000 V cc |
| Intensidad máxima admisible | 2800 A |
| Rango de voltaje de MPP | 585 – 850 V |

Elaboración: Propia.

c) Influencia de la temperatura

Los valores dados para el inversor son únicamente para condiciones estándar (STC, 100 W/m^2 , 25°C , AM 1.5). Por tanto, a las temperaturas límite que puede trabajar la célula solar los valores característicos del módulo fotovoltaico son diferentes

Dichas variaciones dependen de las cualidades del módulo y son valores de catálogo:

Tabla 17: Coeficiente de temperatura de los módulos fotovoltaicos

| MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S | | MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO | |
|---|--------------|--|--------------|
| Coefic. T ^a Tensión de circuito abierto | -0.34 %/°C | Coefic. T ^a Tensión de circuito abierto | -0.30 %/°C |
| Coefic. T ^a Corriente de cortocircuito | + 0.060 %/°C | Coefic. T ^a Corriente de cortocircuito | + 0.060 %/°C |
| Coefic. T ^a potencia MPP | -0.44 %/°C | Coefic. T ^a potencia MPP | 45°C ± 2°C |
| TONC | | TONC | |

Elaboración: Propia.

La medición del TONC se realiza en las siguientes condiciones: radiación de 0.8 kW/m², temperatura ambiente de 20°C y velocidad del viento de 1m/s.

La máxima tensión necesaria para que el inversor pueda buscar el punto de MPP cuando la tensión MPP de los módulos alcanza su valor máximo.

La máxima tensión que admite el inversor a la entrada cuando los módulos alcanzas el máximo de tensión de vacío del módulo (U_{oc}) a la temperatura minima.

El máximo valor de tensión posible de los módulos, tanto para U_{oc} como para la tensión MPP, corresponde a dichas tensiones cuando la temperatura del módulo es mínima. La temperatura mínima del módulo corresponde con una temperatura ambiente mínima, que suele corresponder a invierno y que, para climas como el de otoño, se puede considerar una media de temperaturas mínimas de 2°C en la zona de implantación de la instalación y para una irradiancia minima que se considera 0 W/m².

La temperatura del módulo en estas condiciones se determina mediante la siguiente expresión aproximada:

Calculo de temperatura del modulo

$$T_p = T_a + \frac{T_{ONC}-20}{800} \times I \dots\dots\dots(\text{Ec. 45})$$

Donde:

- T_p : Temperatura del módulo (°C)
- T_a : Temperatura ambiente (°C)
- T_{ONC} : Temperatura de operación normal de la célula (°C)
- I : Irradiancia (W/m^2)

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

De la ecuación 45 se obtiene: $T_p = 2 + \frac{45-20}{800} \times 0 = 2^\circ\text{C}$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

De la ecuación 45 se obtiene: $T_p = 2 + \frac{45-20}{800} \times 0 = 2^\circ\text{C}$

Para las condiciones anteriores, la temperatura del módulo es aproximadamente de 2°C

La tensión de MPP a 2°C, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

d) Calculo de tensión MPP

$$\Delta U_{MPP} = \Delta U_{VOC} \times (T_p - 25) \dots\dots\dots(\text{Ec. 46})$$

$$U_{MPP(T_p)} = U_{MPP(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 47})$$

Donde:

U_{MPP} : Tensión MPP del módulo (V)

ΔU_{Voc} : Coeficiente de Tª de tensión a circuito abierto (%/°C)

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

De la ecuación 46 se obtiene: $\Delta U_{MPP(-2^\circ C)} = -0.34 \times (2 - 25) = 7.82\%$

De la ecuación 47 se obtiene: $U_{MPP(-2^\circ C)} = 37.1 \times \left(1 + \frac{7.82}{100}\right) = 40.00 V$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

De la ecuación 46 se obtiene: $\Delta U_{MPP(-2^\circ C)} = -0.30 \times (2 - 25) = 6.90\%$

De la ecuación 47 se obtiene: $U_{MPP(-2^\circ C)} = 37.6 \times \left(1 + \frac{6.90}{100}\right) = 40.19 V$

La tensión de circuito abierto (U_{oc}) a 2°C, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

e) Calculo de tensión de vacío

$$U_{OC(T_p)} = U_{OC(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100}\right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 48})$$

$$\Delta U_{OC} = \Delta U_{U_{OC}} \times (T_p - 25) \dots\dots\dots(\text{Ec. 49})$$

Donde:

$U_{OC(T_p)}$: Tension a Circuito Abierto a Tª del módulo (V)

$U_{OC(STC)}$: Tensión a Circuito abierto en condiciones estándar (V)

$\Delta U_{U_{OC}}$: Coeficiente de Tª de tensión a circuito abierto (%/°C)

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

De la ecuación 49 se obtiene: $\Delta U_{U_{OC}} = -0.34 \times (2 - 25) = 7.82\%$

De la ecuación 48 se obtiene: $U_{OC(T_p)} = 41.6 \times \left(1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100}\right) = 44.85 V$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

De la ecuación 49 se obtiene: $\Delta U_{OC} = -0.30 \times (2 - 25) = 6.90\%$

De la ecuación 48 se obtiene: $U_{OC(T_p)} = 46.7 \times \left(1 + \frac{\Delta U_{OC}}{100}\right) = 49.92 V$

El número máximo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el mínimo valor de:

El cociente entre el límite superior de voltaje MPP del inversor y la Tensión de MPP del módulo a su temperatura mínima, que es de 2°C.

El cociente entre la Tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto del módulo (U_{OC}) a su temperatura mínima, que es la establecida en 2°C.

De acuerdo con lo indicado anteriormente:

f) Límite superior módulos en serie

$$n_{m\acute{a}x\ serie} = \frac{U_{Lim\ Sup\ MPP(INV)}}{U_{MPP(T^{\circ} min)}} \dots\dots\dots(Ec. 50)$$

$$n_{m\acute{a}x\ serie} = \frac{U_{m\acute{a}x(INV)}}{U_{oc(T^{\circ} min)}} \dots\dots\dots(Ec. 51)$$

Donde:

$n_{m\acute{a}x}$: Numero máximo de modulos por ramal conectados en serie

$U_{Lim\ Sup\ MPP(INV)}$: Limite superior de voltaje MPP del inversor (V)

$U_{m\acute{a}x(INV)}$: Tension máxima de entrada del inversor (V)

$U_{MPP(T^{\circ} min)}$: Tension de MPP del modulo a 2°C (V)

$U_{oc}(T^a \text{ min})$: Tensión a circuito abierto del módulo a 2°C (V)

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

Tabla 18: Cantidad de módulo f. v. monocristalino en serie.

| INVERSOR ABB ULTRA- 750-1500 | |
|-------------------------------------|---|
| a | De la ecuación 50 se obtiene: $n_{m\acute{a}x \text{ serie}} = \frac{850}{40.00} = 21.25$ |
| b | De la ecuación 51 se obtiene: $n_{m\acute{a}x \text{ serie}} = \frac{1000}{45.8} = 20.25$ |

Elaboración: Propia.

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

Tabla 19: Cantidad de módulos f.v. policristalino en serie.

| INVERSOR ABB ULTRA- 750-1500 | |
|-------------------------------------|---|
| a | De la ecuación 50 se obtiene: $n_{m\acute{a}x \text{ serie}} = \frac{850}{40.00} = 21.25$ |
| b | De la ecuación 51 se obtiene: $n_{m\acute{a}x \text{ serie}} = \frac{1000}{45.8} = 20.03$ |

Elaboración: Propia.

Por lo que, tras examinar los dos resultados obtenidos, tomamos el mínimo valor, siendo el mismo el límite máximo de módulos en serie.

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

$$n_{m\acute{a}x \text{ serie}} = 20.25 \rightarrow 20 \text{ modulos}$$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

$$n_{m\acute{a}x \text{ serie}} = 20.03 \rightarrow 20 \text{ modulos}$$

g) Número mínimo de módulos por conjunto en serie

El número mínimo de módulos en serie por ramal que pueden conectarse vendrán limitado por la mínima tensión necesaria para que el inversor pueda buscar el punto de MPP cuando los módulos alcanzan el mínimo de tensión posible. El mínimo valor de tensión posible de los módulos corresponde a la Tensión MPP cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura máxima del módulo corresponde con una temperatura ambiente máxima, que suele corresponder a verano y que, para climas como el de otoño, se puede considerar 11°C y para una irradiancia del orden de 1000 W/m².

La temperatura del módulo en estas condiciones se calcula siguiendo la misma expresión que en apartado anterior:

$$T_p = T_a + \frac{T_{ONC}-20}{800} \times I = 11 + \frac{45-20}{800} \times 1000 = 42.25^\circ\text{C} \dots\dots(\text{Ec. 52})$$

Para las condiciones anteriores, la temperatura del módulo es aproximadamente de 42.25°C.

La tensión del punto de máxima potencia a 42.25°C, a partir de la tensión en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Calculo de tensión de máxima potencia (MPP)

$$U_{MPP(T_p)} = U_{MPP(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta U_{MPP}}{100} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 53})$$

$$\Delta U_{MPP} = \Delta U_{U_{oc}} \times (T_p - 25) \dots\dots\dots(\text{Ec. 54})$$

Donde:

$U_{MPP(T_p)}$: Tensión MPP a T^a del modulo T_p (V)

$U_{MPP(STC)}$: Tensión MPP en Condiciones Estándar (V)

ΔU_{Uoc} : Coeficiente de Tª Tensión a Circuito Abierto (%/°C)

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

De la ecuación 54 se obtiene:

$$\Delta U_{MPP(42.25^\circ C)} = -0.34 \times (42.25 - 25) = -5.86\%$$

De la ecuación 53 se obtiene:

$$U_{MPP(42.25^\circ C)} = 37.1 \times \left(1 + \frac{-5.86}{100}\right) = 34.92 V$$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

De la ecuación 54 se obtiene:

$$\Delta U_{MPP(42.25^\circ C)} = -0.30 \times (42.25 - 25) = -5.18\%$$

De la ecuación 53 se obtiene:

$$U_{MPP(42.25^\circ C)} = 37.1 \times \left(1 + \frac{-5.18}{100}\right) = 35.65 V$$

El número mínimo de módulos por ramal conectados en serie se determina como el cociente entre el límite inferior de voltaje MPP del inversor y la Tensión MPP del módulo a su temperatura máxima, en este caso 42.25°C.

$$n_{min\ serie} = \frac{U_{Lim\ Inf\ MPP\ (INV)}}{U_{MPP(T^a\ max)}} \dots\dots\dots(Ec. 55)$$

Donde:

$n_{min\ serie}$: Numero minimo de modulos por ramal conectados en serie

$U_{Lim\ Inf\ MPP\ (INV)}$: Limite inferior de voltaje MPP del inversor (V)

$U_{MPP(T^a\ max)}$: Tension de MPP del módulo a 42.25°C

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

De la ecuación 55 se obtiene: $n_{min\ serie} = \frac{585}{34.92} = 16.75 \rightarrow 17$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

De la ecuación 55 se obtiene: $n_{min\ serie} = \frac{585}{35.65} = 16.41 \rightarrow 17$

El número mínimo de módulos que podemos conectar en serie es de 17 para el inversor ABB ULTRA -750-1500.

h) Numero seleccionado de módulos por conjunto

Siguiendo con la valoración del inversor se utiliza el máximo número de módulos por ramal para poder aprovechar al máximo el rendimiento del inversor; $n_{serie} = 17$.

i) Número máximo de conjuntos en paralelo

El número mínimo de conjuntos en paralelo que pueden conectarse vendrá dado por el mínimo valor de las dos siguientes estimaciones:

El cociente entre la Intensidad Máxima Admisible del inversor entre la Corriente del Cortocircuito (I_{SC}) del módulo cuando alcanza su valor más elevado

El cociente entre la potencia máxima del inversor y la potencia pico de un conjunto.

El máximo valor de intensidad posible de los módulos, corresponde a la intensidad de cortocircuito (I_{SC}) cuando la temperatura del módulo es máxima. La temperatura máxima del módulo corresponde con una temperatura ambiente máxima, que como se ha visto anteriormente corresponde a 11°C y para una irradiancia de 1000 W/m². La temperatura del módulo en estas

condiciones se calcula siguiendo la misma expresión que en el apartado anterior:

$$T_p = T_a + \frac{T_{ONC}-20}{800} \times I = 11 + \frac{45-20}{800} \times 1000 = 42.25^\circ\text{C} \dots\dots\dots(\text{Ec. 56})$$

Para las condiciones anteriores, la temperatura del módulo es aproximadamente de 42.25°C

La intensidad de cortocircuito (I_{SC}) a 42.25°C, a partir de dicha intensidad en condiciones estándar, se calcula de la siguiente forma:

Calculo de la intensidad de cortocircuito I_{SC} .

$$I_{SC(T_p)} = I_{SC(STC)} \times \left(1 + \frac{\Delta I_{SC}}{100}\right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 57})$$

$$\Delta I_{SC} = \Delta I_{ISC} \times (T_p - 25) \dots\dots\dots(\text{Ec. 58})$$

Donde:

$I_{SC(T_p)}$: Intensidad de cortocircuito a T^a del módulo (A)

$I_{SC(STC)}$: Intensidad de cortocircuito condiciones estándar (A)

ΔI_{ISC} : Coeficiente de T^a Intensidad de cortocircuito (%/°C)

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

De la ecuación 58 se obtiene: $\Delta I_{SC(42.25)} = 0.060 \times (42.25 - 25) = 1.03\%$

De la ecuación 57 se obtiene: $I_{SC(T_p)} = 9.28 \times \left(1 + \frac{1.03}{100}\right) = 9.37 \text{ A}$

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

De la ecuación 58 se obtiene: $\Delta I_{SC(42.25)} = 0.060 \times (42.25 - 25) = 1.03\%$

De la ecuación 57 se obtiene: $I_{SC(T_p)} = 9.10 \times \left(1 + \frac{1.03}{100}\right) = 9.19 \text{ A}$

De acuerdo con lo indicado anteriormente:

$$a) n_{max\ paralelo} = \frac{I_{M\acute{a}x(INV)}}{I_{SC(T^a\ max)}} \dots\dots\dots(Ec. 59)$$

$$b) n_{max\ paralelo} = \frac{P_{INV}}{n_{serie} \times P_{m\acute{o}dulo}} \dots\dots\dots(Ec. 60)$$

Donde:

$I_{M\acute{a}x(INV)}$: Intensidad máxima admisible del inversor (A)

$I_{SC(T^a\ max)}$: Corriente de cortocircuito del módulo a 42.25C (A)

P_{INV} : Potencia máxima del inversor (W)

$P_{m\acute{o}dulo}$: Potencia pico de los módulos (W)

n_{serie} : Numero de módulos en serie

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

Tabla 20: Cantidad de módulos f. v. monocristalino en paralelo.

| INVERSOR ABB ULTRA-750-1500 | |
|-----------------------------|---|
| a | De la ecuación 59 se obtiene: $n_{max\ paralelo} = \frac{2800}{9.37} = 298.82 \rightarrow 298$ |
| b | De la ecuación 60 se obtiene: $n_{max\ paralelo} = \frac{1560000}{17 \times 325} = 282.35 \rightarrow 282$ |

Elaboración: Propia.

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

Tabla 21: Cantidad de módulos f. v. policristalino en paralelo.

| INVERSOR ABB ULTRA-750-1500 | |
|-----------------------------|---|
| a | De la ecuación 59 se obtiene: $n_{max\ paralelo} = \frac{2800}{9.19} = 304.67 \rightarrow 304$ |
| b | De la ecuación 60 se obtiene: $n_{max\ paralelo} = \frac{1560000}{17 \times 325} = 282.35 \rightarrow 282$ |

Elaboración: Propia.

Por lo que, tras examinar los resultados obtenidos, tomando el mínimo valor, siendo el mismo el límite máximo de conjuntos en paralelo. Para el inversor ABB ULTRA-750-1500 usaremos un máximo de 282.

Comprobamos que la intensidad máxima que admite el inversor es superior a la intensidad de cortocircuito de los conjuntos en paralelo a 42.25

La intensidad de cortocircuito (I_{SC}) es menor, en ambos, casos que la intensidad máxima admitida por cada inversor, con lo que concluimos que la instalación es correcta.

Tabla 22: Intensidad de corriente del inversor.

| |
|---|
| Inversor ABB ULTRA-750-1500 |
| $I_{M\acute{a}x(INV)} = 2800 A$ |
| $n_{paralelo} \times I_{SC(T^a max)} = 282 \times 9.37 = 2642.34 A$ |

Elaboración: Propia.

Resultados:

La hipótesis de la inversión ABB ULTRA -750-1500

Tabla 23: Características del inversor.

| INVERSOR | ABB ULTRA-750-1500 | | Seguidor Solar |
|---------------------------|--------------------|----|----------------|
| Potencia Nominal | 1560 | kW | |
| Máxima Potencia | 2800 | kW | |
| Lim. Inf. U del rango MPP | 585 | V | |
| Lim. Sup. U del rango MPP | 850 | V | |
| Maxima U admisible | 1000 | V | |
| Maxima I admisible | 2800 | A | |

Elaboración: Propia.

MODULO FOTOVOLTAICO SUNTECH MONOCRISTALINO STP 325S

Tabla 24: Resultados del módulo fotovoltaico MONOCRISTALINO

| GENERADOR FV | SUNTECH STP 325S-20/Wem | |
|---------------------------------------|-------------------------|----------------|
| Potencia Pico Modulo | 325 | W |
| Nº módulos en serie | 17 | |
| Nº módulos en paralelo | 282 | |
| Nº total módulos/inversor | 4794 | |
| Potencia Pico total | 1558 | kWp |
| Tensión MPP, U_{MPP} | 37.1 | V |
| Intensidad MPP, I_{MPP} | 8.77 | A |
| Intensidad de Cortocircuito, I_{SC} | 9.28 | A |
| Tensión de Vacío, U_{oc} | | |
| Coefficiente Tª I_{SC} | 45.8 | V |
| Coefficiente Tª U_{oc} | 0.060 | %/°C |
| Coefficiente Tª Potencia MPP | -0.34 | %/°C |
| TONC | -0.44 | %/°C |
| Dimensiones | 45±2 | °C |
| Superficie total de módulos | 1956 | mm |
| | 992 | mm |
| | 9302.05 | m ² |
| | 158135 | m ² |

Elaboración: Propia.

MODULO FOTOVOLTAICO JKM 325PP-72 POLICRISTALINO

Tabla 25: Resultados del módulo fotovoltaico POLICRISTALINO

| GENERADOR FV | JKM 325PP-72 POLICRISTALINO | |
|---------------------------------------|-----------------------------|----------------|
| Potencia Pico Modulo | 325 | W |
| Nº módulos en serie | 17 | |
| Nº módulos en paralelo | 282 | |
| Nº total módulos/inversor | 4794 | |
| Potencia Pico total | 1558 | kWp |
| Tensión MPP, U_{MPP} | 37.6 | V |
| Intensidad MPP, I_{MPP} | 8.66 | A |
| Intensidad de Cortocircuito, I_{SC} | 9.10 | A |
| Tensión de Vacío, U_{oc} | | |
| Coficiente Tª I_{SC} | 46.7 | V |
| Coficiente Tª U_{oc} | 0.060 | %/°C |
| Coficiente Tª Potencia MPP | -0.30 | %/°C |
| TONC | -0.40 | %/°C |
| Dimensiones | 45±2 | °C |
| Superficie total de módulos | 1956 | mm |
| | 992 | mm |
| | 9302.05 | m ² |
| | 158135 | m ² |

Elaboración: Propia.

4.3.1.4. Distancias mínima entre seguidores solares

La inclinación de los módulos varía para todos los días del año y las horas de cada día, dado que usamos un seguidor a dos ejes. No obstante, y teniendo en cuenta que la máxima inclinación del seguidor es de 50°, usaremos

este valor como el más desfavorable para garantizar el mayor número de captación de horas solares posible.

Para la separación usaremos la recomendación del IDEA (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Basaremos el cálculo en la posición más baja del sol correspondiente a día 21 de diciembre y que es de 35° para nuestra latitud.

Dicha separación se establece de tal forma que al encontrarse el sol con un ángulo de visión de 53.93°, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente.

El ángulo de visión, es el ángulo que forman los rayos del sol con una superficie horizontal, es decir, el ángulo con el que incide.

Geoméricamente se demuestra que la distancia entre los puntos inferiores más bajos de cada seguidor debe ser la correspondiente a la siguiente formula:

$$d = l \times \left(\cos(\beta) + \frac{\sin(\beta)}{\tan(\alpha)} \right) \dots\dots\dots(\text{Ec. 61})$$

Donde:

l : longitud del grupo de paneles del seguidor (m)

β : Angulo de inclinación de los paneles (°)

α : Angulo de visión del sol (°)

En el siguiente grafico se representan los parámetros utilizados en la obtención de la fórmula para calcular la distancia mínima entre las filas de los módulos.

De la ecuación 61 se obtiene: $d = 1.956 \times \left(\cos(50) + \frac{\sin(50)}{\tan(35)} \right) = 3.397 \text{ m}$

$$\text{separación} = d - l * \cos 50 = 3.397 - 1.257 = 2.14 \text{ m}$$

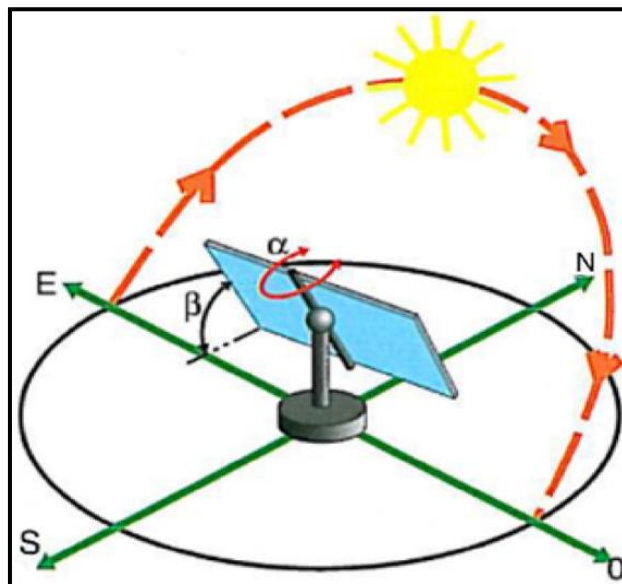
Como se puede ver, la distancia mínima es de 3.397m entre las partes inferiores de 2 seguidores solares, siendo la distancia entre la proyección horizontal del borde superior de cada seguidor con la arista inferior del siguiente de 2.14.

Para asegurar las horas solares y con el fin de simplificar cálculos usaremos una distancia de 2m entre las proyecciones superior e inferior. Esto nos deja una distancia de separación entre los seguidores de 3.3m.

4.3.1.5. Sistema de seguidores solar

El sistema de seguimiento que se usara será el de un eje polar.

Figura 61: Seguidor solar.



Elaboración: Propia.

Un eje de giro, un ángulo constante β igual a la latitud del lugar (17.2°), mantiene la superficie del generador fotovoltaico orientada hacia el Norte siguiendo un ángulo α para que la superficie se mantenga perpendicular a la dirección del sol. La velocidad de giro es constante de 15° por hora. Es un sistema bastante utilizado que consigue un incremento en la energía recibida en el generador de un 30% respecto a una superficie fija.

El movimiento de los ejes de la planta fotovoltaica de los seguidores solares se realizara con motores eléctricos acoplados a sistemas de engranajes y conexiones metálicos del grupo de generadores fotovoltaicos.

El sistema de control de un seguidor incluye, además del control de posición y velocidad de los motores que mueven los ejes, medida de la velocidad del viento que provoca la orientación del generador en una posición defensiva frente a vientos fuertes, operaciones de limpieza, posicionamiento nocturno hacia el este para esperar la salida del sol, etc.

4.3.1.6. Transformadores usados en la central fotovoltaica

- Transformador elevador de tensión

Tabla 26: Características del transformador elevador de tensión.

| TRANSFORMADOR ELEVADOR DE TENSION ORMAZABAL | |
|--|--------------------|
| Potencia | 1.56 MVA |
| Tensión | 420V- 25 kV |

Elaboración: Propia.

- Transformador de distribución

Tabla 27: Características del transformador de distribución.

| TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION ORMAZABAL | |
|--|-----------------------|
| Potencia | 25 MVA |
| Tensión | 25 kV- 72.5 kV |

Elaboración: Propia.

4.3.1.7. Centros de transformacion

Los centros de transformación están constituidos por:

- Conjunto de módulos fotovoltaicos.
- Inversor.
- Transformador elevador de tensión.

Figura 62: Modelo de un Módulo de Transformación



Fuente: Energiaelectrica.weebly.com (2016)

RESUMEN:

Tabla 28: Resumen de los calculos en general.

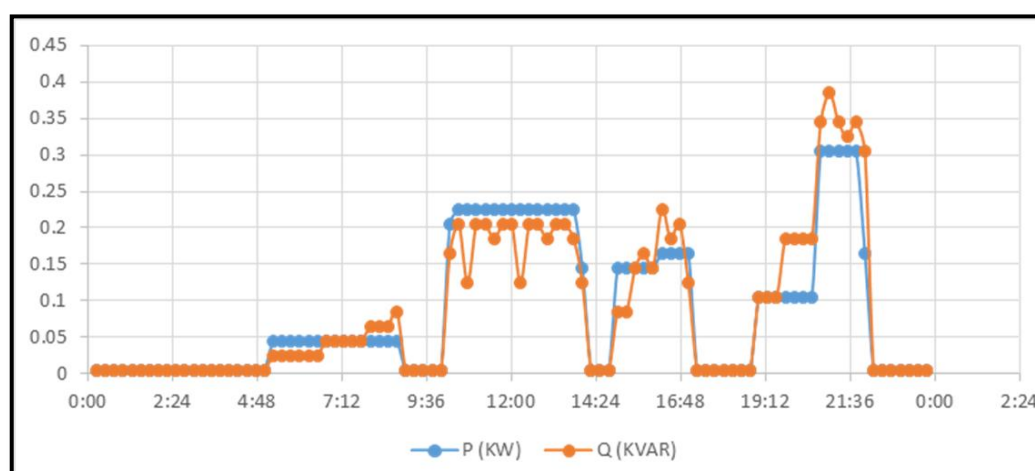
| | |
|---|-----------------------------------|
| Area del Terreno: | 121.8 hectáreas de terreno |
| Nº Total de Módulos Fovoltaicos: | 81,498 |
| Nº Total de Inversores: | 17 |
| Potencia Maxima de Diseño: | 25 MW |
| Nº De Subestaciones: | 1 |

Elaboración: Propia.

4.4. RESULTADOS

PRIMERO: Es necesario tener un análisis de cuanto es la demanda de energía para tener en mente cuanto es necesario la generación y por ello tenemos el grafico de diagrama de carga donde podemos analizar los momentos donde la demanda de energía es mayor tanto en potencia activa como potencia reactiva.

Figura 63: Diagrama de carga



Fuente: Elaboración propia

En la figura 62 se puede ver que los horarios picos donde se tienen fuertes demandas de energía eléctrica en los intervalos de 9:30 am a 2:30 pm y la más fuerte en la noche de 7:30 pm a 10 pm

SEGUNDO: Lo más importante en este proyecto es una evaluación de los recursos energéticos en este caso después de la recolección de datos y comparación con fuentes distintas, Senhami y Nasa y gracias a los métodos estadísticos evaluamos los siguientes cuadros y figuras.

TERCERO: En los cuadros de resumen, muestra todos los resultados de la central fotovoltaica de 25MW.

En el la tabla de resumen; se muestra los Torques, no alcanzan el mínimo torque de arranque necesario para vencer la fuerza de inercia el cual es: **9.6464 KN-m.**

Tabla 29: Resultados de torque para un generador eólico

| MESES | V= m/s | Torque |
|----------------|--------|--------|
| ENERO | 3.57 | 3.02 |
| FEBRERO | 3.70 | 3.24 |
| MARZO | 3.58 | 3.04 |
| ABRIL | 3.67 | 3.19 |
| MAYO | 4.04 | 3.87 |
| JUNIO | 4.45 | 4.69 |
| JULIO | 4.67 | 5.17 |
| AGOSTO | 4.47 | 4.73 |
| SEPTIEMBRE | 4.56 | 4.93 |
| OCTUBRE | 4.01 | 3.81 |
| NOVIEMBRE | 3.79 | 3.40 |
| DICIEMBRE | 3.70 | 3.24 |
| PROMEDIO ANUAL | 4.01 | 3.81 |

Elaboración: Propia.

En las tablas se muestran los resúmenes de los cálculos para la central fotovoltaica de 25 MW de potencia, de cada generador monocristalino y policristalino.

Tabla 30: Resumen de cálculos para el generador FV Policristalino

| GENERADOR FV JKM 325PP-72 POLI CRISTALINO | |
|--|-----------------------|
| Potencia Pico Modulo | 325W |
| Nº módulos en serie | 17 |
| Nº módulos en paralelo | 282 |
| Nº total módulos/inversor | 4794 |
| Potencia Pico total | 1558 kWp |
| Superficie total de módulos | 158135 m ² |

Elaboración: Propia.

Tabla 31: Resumen de cálculos para el generador FV Monocristalino

| GENERADOR FV SUNTECH STP285S-20/We | |
|---|-----------------------------|
| Potencia Pico Modulo | 325W |
| Nº módulos en serie | 17 |
| Nº módulos en paralelo | 282 |
| Nº total módulos/inversor | 4794 |
| Potencia Pico total | 1558 kWp |
| Superficie total de módulos | 158135 m² |

Elaboración: Propia.

CUARTO: En la región de Puno, solo son aprovechables dos tipos de energías renovables no convencionales, las cuales son la eólica y solar.

QUINTO: Siendo los alrededores de Challapalca-Puno, exactamente en las pampas de Capaso, el estudio realizado; después de analizar los datos obtenidos que solo es aprovechable la energía solar; en este caso fotovoltaica.

SEXTO: La tendencia que mejore la rentabilidad y sostenibilidad de la central Solar Fotovoltaica de 25MW, crece por el incremento de irradiación solar, la demanda energética del país, el campo abandonado por la población y las autoridades, el avance de tecnología y la baja de precios en el mercado, facilitan el proceso de ejecución.

CONCLUSIONES

PRIMERO: Con una radiación promedio de 6.3 kWh/m²d la investigación y optimizando para condiciones climáticas en el altiplano, se tiene una producción de energía de 25 MWp por día, se tiene una eficiencia SCT. De 17.55 %; lo cual es bastante favorable y hace que el proyecto sea factible para la construcción de la Central Solar en los alrededores de Challapalca, en las pampas de Capazo.

SEGUNDO: Al ver el panorama del avance tecnológico en la construcción de módulos fotovoltaicos, se puede mejorar la eficiencia y la durabilidad de los generadores fotovoltaicos, los cuales son la base de la central eléctrica, además de su rentabilidad en función de la inversión de la construcción; así como del mantenimiento.

TERCERO: Con lo que demostraríamos que el potencial energético de las energías renovables puede igualar en mucho a la hidráulica y qué decir de las energías provenientes de los combustibles fósiles. Tiempo de vida 25 años, su funcionamiento por las características de usar energía renovable, hace económicamente viable como alternativa, no influye en la emanación de gases de efecto invernadero, alternativamente es una buena idea para su adaptación.

SUGERENCIAS

PRIMERO: Convocar a los profesionales como estudiantes, afines a este tipo de estudios de energías de origen solar para la generación de energía eléctrica, en este caso solar; con el propósito de que Puno como región impulse también este tipo de proyectos de gran envergadura; así aprovechar los desiertos y también impulsar la economía de las poblaciones olvidadas de nuestra región.

SEGUNDO: En esta investigación hay muchos puntos; aun para investigar así como; los fenómenos atmosféricos, como una alternativa de energía; la combinación de este tipo de energías renovables.

TERCERO: Desde el punto de vista ecológico ambiental, no tiene incidencias puesto que adquiere energía limpia inagotable y renovable.

Este sistema de generación solar es de fácil operación y mantenimiento, que incluso se puede capacitar personal de la localidad aportando en un bien laboral a las comunidades, aportando a su desarrollo sin destruir su medio ambiente.

BIBLIOGRAFÍA

Arenas, L. (2013). *Generacion de Energia Eléctrica Fotovoltaica Para Suministro Residencial*. Obtenido de <http://es.scribd.com/doc209888985/TESIS-GENERACION-DE-ENERGIA-ELECTRICA-FOTOVOLTAICA-COMO-ALTERNATIVA-SUMINISTRO-RESIDENCIAL>.

Casas, F., López, E., y Marzal, S. (2012).

Planta Solar Fotovoltaica. Recuperado de

<http://www.eco.uab.es/uue/trabajos%20premi/TFC%2050%2020%20Fatima.pdf>

Castejón, A., & Santamaría, G. (Madrid, España: Editex. de 2009).

Electrotecnia. España: Editex.

Castro, M., Carpio, J., Colmenar, A., Dávila, L., & Guiado, R. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica*. Sevilla, España: Editorial Progensa.

Cisneros, M. L. (2009). *Diseño y desarrollo de guías de laboratorio para la asignatura de Control Industrial del Departamento de Ing Mecánica Eléctrica y Electrónica de la ESPES*. Proyecto de Grado, Sangolqui, Ecuador: Escuela Politécnica del Ejercito.

Cuervo, R., & Méndez, M. (2007). *Energía Solar Fotovoltaica*. Madrid, España.

F., C., López E., & S., M. (s.f.). *Planta Solar Fotovoltaica*. Obtenido de

<http://www.eco.uab.es/ue/trabajos%20premi/TFC%2050%2020%20Fátima.pdf>

Fernández, M. (2010). *Energía Solar: Electricidad Fotovoltaica*. España:

Liberfactory.

- García, E. (2001). *Automatización de procesos industriales*. 2da Edición, España: Alfaomega.
- Moro, M. (2010). *Instalaciones Solares Fotovoltaica*. s. Madrid, España.
- Mundial, B. (15 de 04 de 2016). *Energía Panorama General*. Obtenido de <http://www.bancomundial.org/es/topic/energy/overview>
- Perales, B. T. (2008). *Guía del Instalador de Energía Renovable*. México: Noriega .
- Rodriguez, A. (2007). *Sistemas SCADA*. 2da Edición, España: Alfaomega.
- Rodríguez, M. (2008). *Energías y Tipos de Energía*. Obtenido de <http://www.monografias.com/trabajos84/tipos-energia/tipos-energia.shtml#ixzz39dGi8f16>.
- Roland, J. (2013). *Energías Renovables*. Madrid, España: Paraninfo.
- Tobajas, M. (2008). *Energía Solar Fotovoltaica*. España: Ceysa.
- Ubierna, E. (2006, 15 de Febrero). *Arte y Cemento*. Revista de la Construcción y su Entorno, 2-4.
- Valentín, J. (Ed). (2012). *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. San Sebastián, España: Donostiarra.

ANEXOS

ANEXO 1: PLANOS DE LA CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA

PU-01: PLANO DE UBICACIÓN LOCALIZACIÓN

PT-01: PLANO TOPOGRÁFICO

PD-01: PLANO DE DETALLE E INSTALACIÓN DE PANEL SOLAR

PC-01 PLANO DE CONEXIONES GENERALES