

# **UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA**

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



## **DISEÑO, CÁLCULO Y PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED**

**INFORME DE SUFICIENCIA**

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:**

**INGENIERO ELECTRICISTA**

**PRESENTADO POR:**

**SANTOS ALBERTO CURI APUMAYTA**

**PROMOCIÓN  
2010- II**

**LIMA – PERÚ  
2014**

**DISEÑO, CÁLCULO Y PUESTA EN OPERACIÓN  
COMERCIAL DE UNA CENTRAL FOTOVOLTAICA  
CONECTADA A LA RED**

Agradecimiento a Dios y a mi padre que desde el cielo me dieron la fortaleza para ser constante y seguir adelante. A mi madre Bruna porque fue la persona que sacrificó todo por mí y a todos los que me apoyaron en lograr terminar mis estudios con éxito.

## **SUMARIO**

Un sistema fotovoltaico conectado a red se caracteriza por inyectar toda la energía que produce en la red general, que en el Perú sería el SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado) que cuenta con respaldo tanto legal como económico supervisado por OSINERGMIN. Para este proyecto en particular en el que se trata de plasmar en este informe se imponen una serie de requisitos técnicos, económicos y comerciales que serán descritos cada uno en el Capítulo III.

Se ha diseñado un sistema fotovoltaico conectado a la red con una potencia de 20.5 MW, la ubicación del proyecto es en los alrededores del distrito de La Joya (Arequipa). Esta superficie es libre de obstáculos con lo cual se buscará la optimización energética de la planta. Además el diseño de la instalación se realizará buscando una alta rentabilidad de la instalación tomando como ejemplo las Centrales Fotovoltaicas ya existentes en el Perú y cumplir con los requerimientos dados por el Procedimiento Técnico N°20 del COES “Ingreso, Modificación y Retiro de las instalaciones en el SEIN” para su Puesta en Operación Comercial.

## INDICE

<b>PROLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO I</b>	<b>2</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>2</b>
1.1 Objetivo General	3
1.2 Alcances	3
1.3 Evaluación del Problema	4
<b>CAPITULO II</b>	<b>5</b>
<b>ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA RADIACIÓN SOLAR</b>	<b>5</b>
2.1 Radiación Solar	5
2.1.1. Geometría Solar	6
2.1.2. Recorrido óptico de la radiación solar	8
2.1.3. Irradiancia en superficies inclinadas	9
2.1.4. Horas solar pico (H.S.P.)	10
2.2 Célula Fotovoltaica	10
2.2.1. El efecto fotovoltaico	10
2.2.2. Constitución	12
2.2.3. Tipo de Células	12
2.3 Módulos Fotovoltaicos	14
2.3.1. Parámetros Característicos	15
2.3.2. Curvas Características	16
2.3.3. Efecto de la irradiancia y temperatura sobre el módulo	17
2.3.4. Distribución de módulos	18
2.4 Estructura de Soporte	19
2.5 Modo de funcionamiento	20
2.5.1. Sistemas fotovoltaicos conectados a red	20
2.6 Inversor	22
2.6.1. Eficiencia Europea	24
2.7 Componentes Eléctricos	25

<b>2.8 Medidores de Energía Eléctrica</b>	<b>25</b>
<b>2.8.1. Medidores Electromecánicos</b>	<b>25</b>
<b>2.8.2. Medidores Electromecánicos con registro electrónico</b>	<b>26</b>
<b>2.8.3. Medidores Totalmente Electrónicos</b>	<b>26</b>
<b>2.9 Transformador de Centro de Transformación</b>	<b>26</b>
<b>CAPITULO III</b>	<b>28</b>
<b>PROYECTO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JOSÉ</b>	<b>28</b>
<b>3.1 Normativa</b>	<b>28</b>
<b>3.2 Descripción General</b>	<b>28</b>
<b>3.3 Ubicación y coordenadas UTM</b>	<b>28</b>
<b>3.4 Área y Perímetro</b>	<b>29</b>
<b>3.5 Datos Estadísticos para el Estudio Energético</b>	<b>29</b>
<b>3.5.1. Cálculo de la Radiación Media Mensual</b>	<b>30</b>
<b>3.6 Diseño del Sistema de Generación</b>	<b>30</b>
<b>3.6.1 Generador Fotovoltaico</b>	<b>30</b>
<b>3.6.2 Inversores</b>	<b>33</b>
<b>3.6.3 Protecciones</b>	<b>34</b>
<b>3.7 Cálculos Justificativos</b>	<b>36</b>
<b>3.7.1 Selección de la Configuración</b>	<b>36</b>
<b>3.7.2 Distribución</b>	<b>39</b>
<b>3.7.3 Conductores</b>	<b>39</b>
<b>3.7.4 Esquema Eléctrico</b>	<b>41</b>
<b>3.7.5 Estudio Energético</b>	<b>42</b>
<b>3.7.6 Condiciones para la Puesta en Operación Comercial</b>	<b>46</b>
<b>3.7.7 Operación Comercial</b>	<b>49</b>
<b>3.7.8 Centrales Fotovoltaicas con Operación Comercial en el Perú</b>	<b>53</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>57</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b>	<b>58</b>

## **PROLOGO**

El consumo energético en la sociedad de la que todos formamos parte activa, crece de forma considerable año tras año por lo que llegará un momento en que los recursos energéticos naturales de los que se dispone en la actualidad corran peligro de agotarse.

Por otra parte en el sistema energético actual se ha llegado a desplazar y casi no hacer uso de combustible fósil principalmente del petróleo tanto en Diesel D2 o B5 como Residual, siendo las principales fuentes en nuestra matriz energética la hidráulica y térmica (gas natural) gracias al boom llamado “Camisea” pero habría que recordar que el gas natural es una fuente agotable.

Estas razones hacen que sea necesaria la búsqueda de nuevas fuentes alternativas de energía que contribuyan a diversificar la actual oferta energética de forma que se pueda hacer frente al incremento de consumo a la vez que se es respetuoso con el medio ambiente.

Las energías renovables son la principal alternativa energética razonable en la actualidad. Este tipo de energías se caracterizan, principalmente, por ser inagotables y presentar un reducido impacto ambiental en comparación con otras energías.

## **CAPITULO I INTRODUCCIÓN**

En el ámbito de la eficiencia el uso de la energía eléctrica es uno de los principales recursos, necesarios en el proceso del desarrollo y tecnificación de los pueblos, que influye directamente en la calidad de vida del hombre y su aumento en el consumo; es a su vez el resultado, principalmente, del incremento en el proceso de la industrialización, del aumento poblacional y de la demanda generalizada por más comodidades y mayor tecnificación en los diferentes sectores, donde el uso de la energía eléctrica es cada vez mayor.

Consecuentemente, la energía eléctrica es el medio o elemento esencial para el desarrollo y confort de las personas que entre otras razones, permite mejorar su desempeño y prolongar sus actividades más allá de las horas de luz natural, de donde surge la necesidad de considerar el análisis y estudio sobre el ahorro de energía eléctrica o mejor aún, la posibilidad de generar energía eléctrica haciendo uso de los recursos renovables como es la energía solar.

El Perú en estos últimos años se caracteriza por un alto nivel de consumo energético en las diferentes áreas de las actividades personales, recreativas, laborales, etc; cabe mencionar que, los sistemas e instalaciones destinados a este fin son determinantes para el ahorro de electricidad y la disminución de las emisiones contaminantes, cuya importancia, justifica la integración de un sistema fotovoltaico interconectado a la red (SEIN) que permita generar energía eléctrica de manera alterna. El tema de generación de energía solar, es sólo una fracción del complejo problema del consumo energético, en el cual se plantea la búsqueda de soluciones que puedan existir para corregir el consumo de energía eléctrica y evitar daños al medio ambiente.

El estudio alcanza desde los antecedentes de los proyectos de energía solar, estudios realizados con anterioridad y resultados obtenidos, así como la realización del diagnóstico energético hasta el diseño del sistema fotovoltaico y los programas de mantenimiento.

Con el objeto de llegar a formular un diagnóstico y presentar soluciones, se evalúa la situación energética del país, presentando la información general sobre la capacidad de generación y la necesidad e importancia de la energía utilizada para el abastecimiento, adquiriendo indicadores para conseguir mejores resultados y determinar la viabilidad de la implementación de un sistema de energía fotovoltaica en el Sistema Eléctrico Peruano.

Cabe mencionar que este tipo de sistemas fotovoltaicos les falta difusión a nivel comercial en áreas urbanas o con posibilidad de conectarse a una red de electrificación como una alternativa, debido a que la fabricación de las celdas solares que conforman los paneles, principales componentes del sistema fotovoltaico, necesitan un alto costo de inversión.

Por otra parte, este tipo de tecnología presenta numerosas ventajas: instalación simple, emplea una fuente de energía limpia y gratuita, su operación es automática y silenciosa, requiere poco mantenimiento y es amigable con el ambiente. Dos ventajas en las instalaciones de generación de energía eléctrica a través de un sistema fotovoltaico es que son autónomos o pueden estar interconectadas a la red de suministro eléctrico, de donde se deriva una de sus más importantes aplicaciones en la actualidad.

### **1.1 Objetivo General:**

Diseño y revisión de un sistema fotovoltaico interconectado a la red nacional (SEIN) para la generación de energía eléctrica, además como la puesta en Operación Comercial de estas centrales de generación y el mecanismo económico que lo gobierna que garantice su inversión.

### **1.2 Alcance:**

El proyecto consiste en el diseño, descripción y cálculos justificativos de una instalación de energía solar fotovoltaica solo hasta bornes de generación, conectada a la red de 20.5 MW de potencia nominal, que estará implementada con 55620 módulos de 370 Wp.

Se desarrollará en la provincia de Arequipa, trabajando con datos reales dados de la estación MAP La Joya por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAHMI).

Se describirá la infraestructura necesaria, tomando como referencias las otras Centrales Fotovoltaicas ya puestas en Operación Comercial en el SEIN, a través de las cuales se conecta cada instalación a la red eléctrica para exportar la energía generada.

Para finalizar el proyecto se necesita cumplir con los requerimientos dado por los Procedimientos del COES y hacer las estrategias comerciales que permitan la Puesta en Operación Comercial, así como también los mecanismos económicos que se trabajan en el Perú con las Centrales Generación RER (Recursos de Energía Renovables) y la normativa que lo ampara.

### **1.3 Evaluación del Problema (Justificación):**

Para la gran mayoría de los peruanos, la electricidad es algo que siempre está disponible, se presiona un interruptor y algo se prende, se conecta un artefacto electrodoméstico y éste funciona, sin estar conscientes que detrás de estas simples acciones hay un largo camino, una gran infraestructura que puede ser afectada por factores climáticos, políticos, económicos o sociales.

Cabe destacar que la electricidad debe ser generada, transportada, distribuida, medida y facturada, pero todo este proceso requiere de un sistema eléctrico que debe mantenerse al día, donde se incluye personal especializado. Todo esto es para reflexionar y pensar en la necesidad de no malgastar este recurso, ni los que la hacen posible. En vista de esto el estado peruano (a través del Ministerio de Energía y Minas) y algunas empresas particulares están emprendiendo planes, programas económicos y energéticos, con la finalidad de aumentar las reservas existentes y disminuir el uso desproporcionado que se tiene de la energía eléctrica.

Hay países como Europa en donde existen tecnologías fotovoltaicas muy difundidas, aceptadas y aplicadas, estos sistemas satisfacen las necesidades básicas de la electricidad de familias ya que este tipo de energía suministra un servicio mejor aparte de ser más ecológica y económica.

Las ventajas de estos sistemas radican en su simplicidad, ya que por lo general son sistemas simples y modulares, se instalan fácilmente y pueden ampliar el sistema, la reparación y cambio de componentes es fácil y económico, no requiere de mucho mantenimiento y son sistemas adaptables a la mayoría de comunidades y a sus necesidades, siempre y cuando haya luz solar. Considerando que no se emiten gases que contribuyan al efecto invernadero o humos tóxicos y la energía solo se produce donde es necesario siendo los costos de esta tecnología bajos en relación a tecnologías convencionales permitiendo a largo plazo ampliar la capacidad instalada del sistema si así lo requiere.

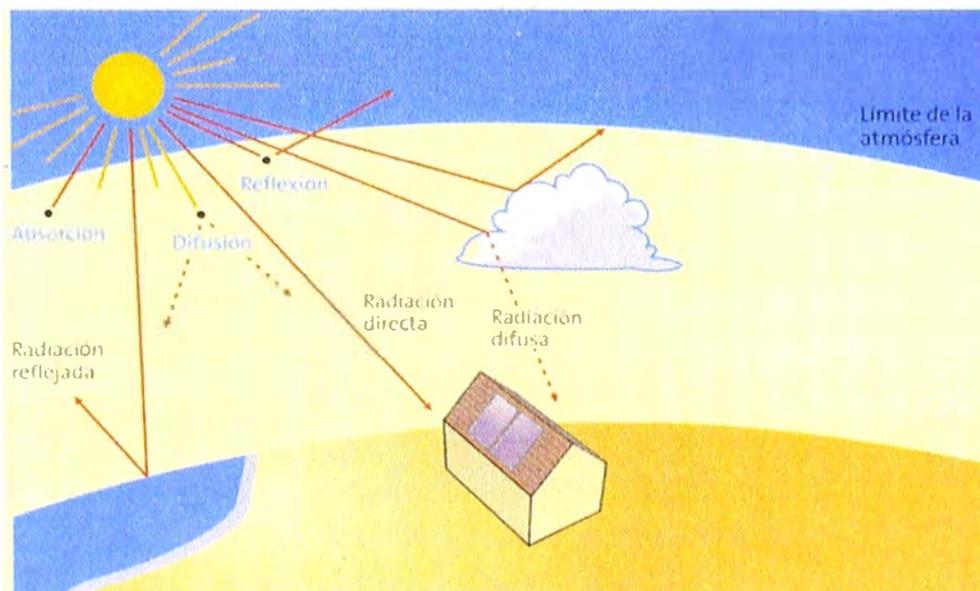
## CAPITULO II ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA RADIACIÓN SOLAR

### 2.1 Radiación solar

El sol produce una cantidad de energía constante que, en el momento de incidir sobre la superficie terrestre pierde parte de su potencia debido a distintos fenómenos ambientales.

La potencia radiante de  $1353 \text{ W/m}^2$  que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre debido a la influencia de los fenómenos atmosféricos, la actividad humana, la forma propia de la Tierra y el ciclo día/noche.

La atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a los fenómenos de reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua,  $\text{CO}_2$ , aerosoles, etc.) producen sobre ésta, como es citado por Méndez Muñiz, Cuervo García (2010) pag. 10-17 [1]



**Fig. 2.1** Componente de la radiación.

La difusión que se produce debido a la presencia de polvo y a la contaminación del aire depende, en gran medida, del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en los lugares más poblados.

Los efectos meteorológicos locales tales como nubosidad, lluvia o nieve afectan también a la irradiación solar que llega a un determinado lugar.

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

Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica se necesita saber la radiación del lugar. Para ello se ha de disponer de las tablas de radiación solar actualizadas de nuestro emplazamiento, de las que los institutos de energía elaboran anualmente un atlas de radiación como en la Figura 2.2 de un Mapa Solar desarrollado por el Instituto Geofísico Peruano.

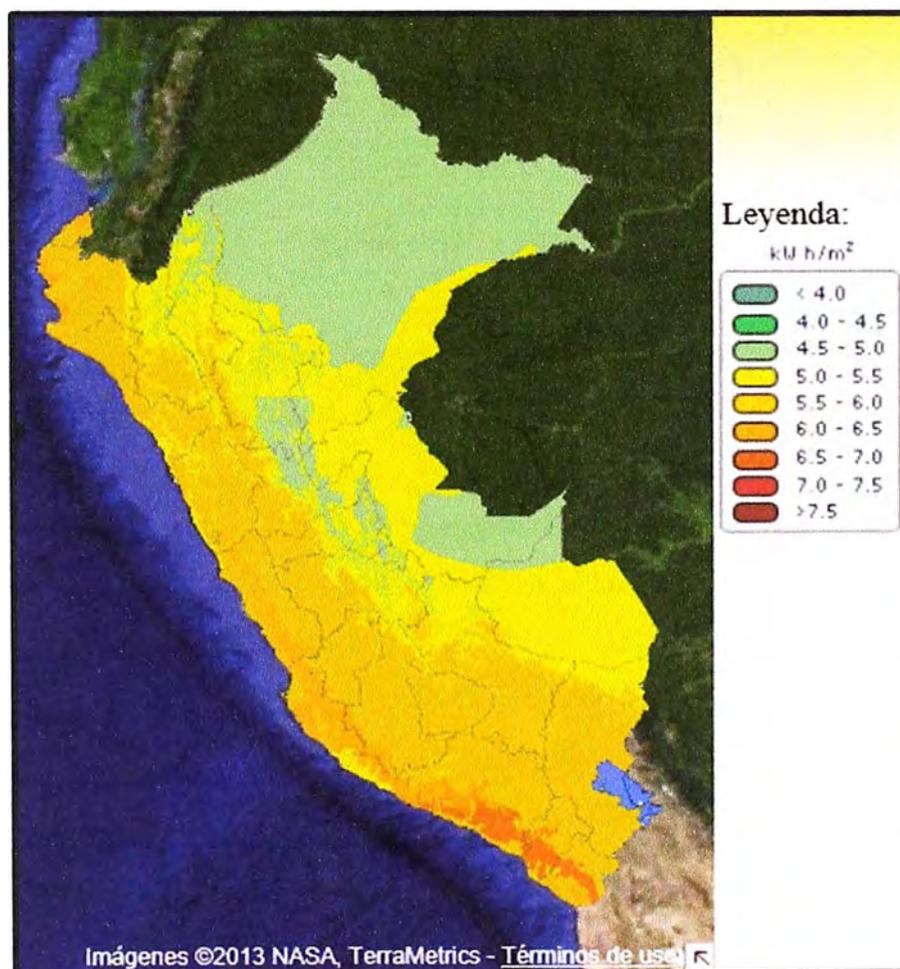
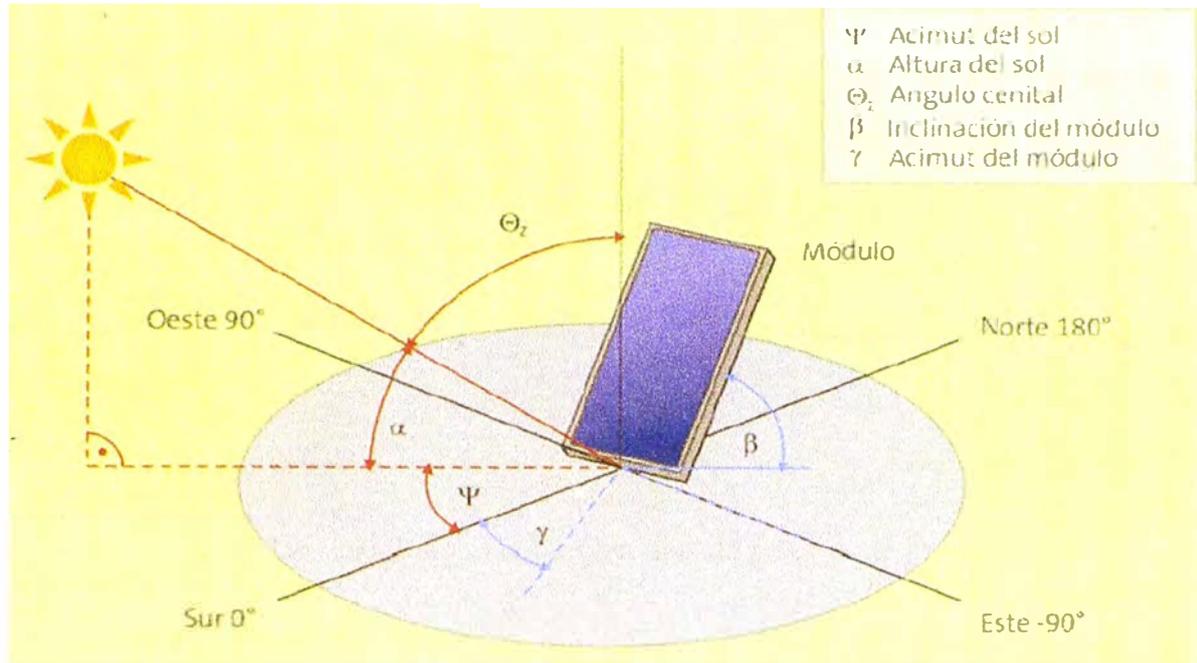


Fig. 2.2 Radiación solar global en Perú

### 2.1.1 Geometría solar

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el

lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.



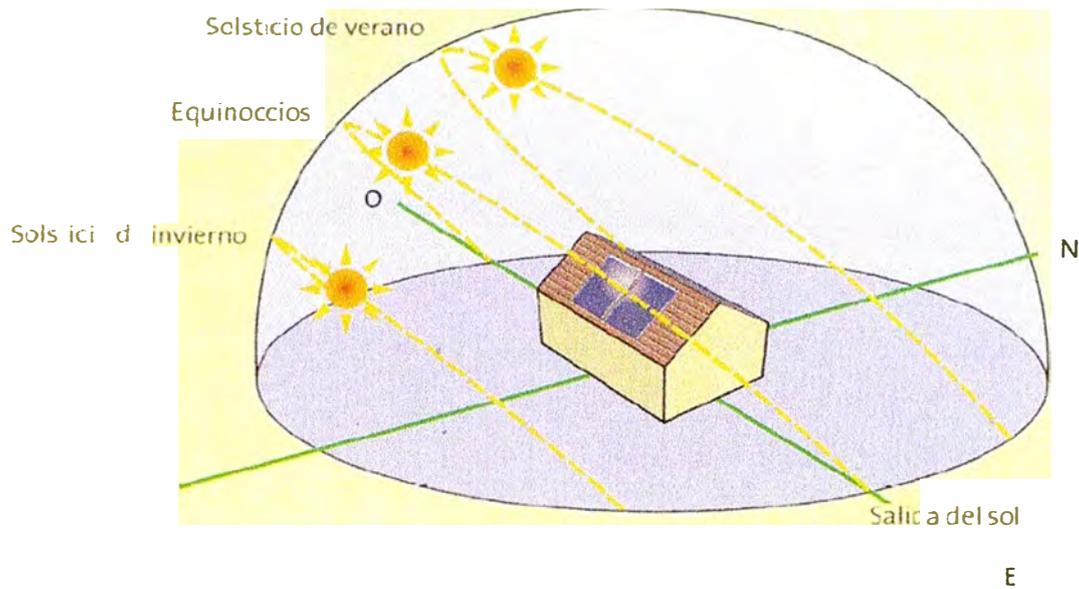
**Fig. 2.3** Geometría solar

En la Figura 2.3 se puede visualizar las principales componentes de la Geometría Solar, la orientación se define mediante el azimut (para el sol,  $\Psi$ , y para el captador,  $\gamma$ ). El azimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con  $\Psi = 0^\circ$ , y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

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

En la Figura 2.4 se visualiza la trayectoria aparente del sol en relación a una instalación solar situada en la cubierta de un edificio en días determinados del año (solsticios de verano e invierno y equinoccios de primavera y otoño).

Los demás días del año el sol recorre trayectorias intermedias entre las representadas. No es difícil calcular la posición del sol en cualquier lugar en cualquier momento y también el ángulo de incidencia con cualquier plano. Habría que mencionar que para nuestro proyecto en Arequipa ubicado en el hemisferio Sur la dirección de referencia de los paneles fotovoltaicos cambia de Sur a Norte para optimizar la radiación.



**Fig. 2.4** Posición del sol en los días de cambio de estación

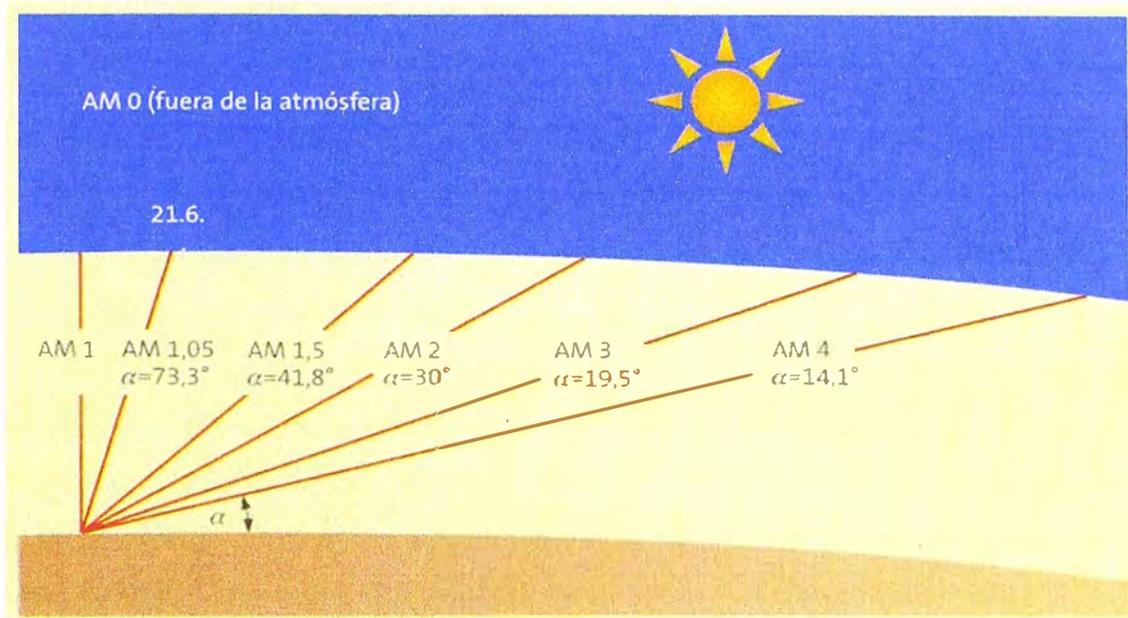
### 2.1.2 Recorrido óptico de la radiación solar

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

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

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

En la Figura 2.5 se tiene la altura solar y su correspondiente valor de  $AM$ , de acuerdo con la fórmula anterior. El valor de  $AM = 1$  (sol en el cenit) no se da ningún día del año en países Europeos por ejemplo, sin embargo en el Perú si se llega a cumplir este valor debido a las latitudes que presenta. Radiación solar en el espacio exterior, es decir sin atravesar la atmósfera terrestre, supone  $AM = 0$ .

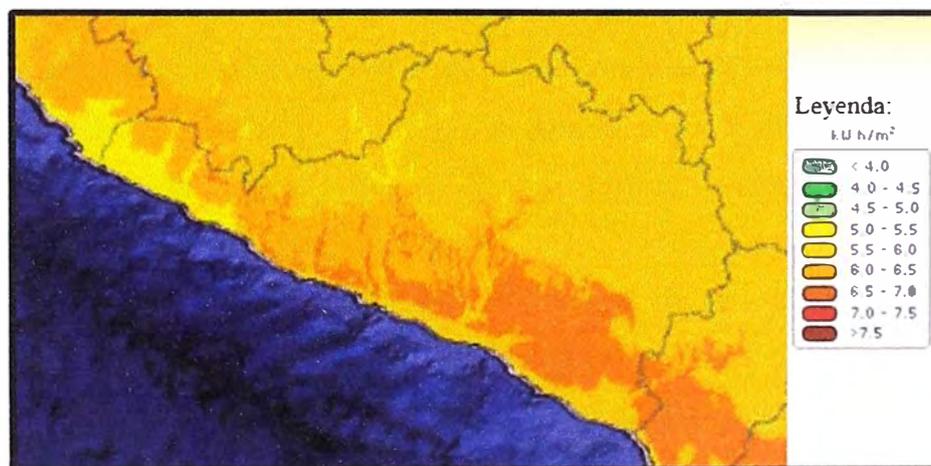


**Fig. 2.5** Altura solar y valor de AM correspondiente según la posición del sol

### 2.1.3 Irradiancia en superficies inclinadas

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

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



**Fig. 2.6** Radiación solar anual en Arequipa

### **2.1.4 Horas de sol pico (H.S.P.)**

En energía solar fotovoltaica se define un concepto relacionado con la radiación solar de gran interés a la hora de calcular la producción de un sistema fotovoltaico. Se trata de las “horas de sol pico” que pueden definirse como el número de horas al día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m<sup>2</sup> que en conjunto suman la misma irradiancia total que la real de ese día.

El hecho de referir las horas de sol pico a una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> es de gran interés ya que, como veremos más adelante, la potencia de los paneles está asociada a una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> por lo que si conocemos la horas de sol pico, la producción energética se calcula multiplicando la potencia del panel por las horas de sol pico y por un factor de pérdidas, texto citado por Méndez Muñiz, Cuervo García (2010) pag. 35-37 [1].

Si la radiación viene expresada en kWh/m<sup>2</sup> es un caso especialmente interesante ya que las horas de sol pico, de acuerdo a la definición dada inicialmente, coinciden con el número en que viene expresada la radiación.

## **2.2 Célula fotovoltaica**

La célula fotovoltaica es un dispositivo electrónico capaz de transformar la energía de la radiación solar en energía eléctrica. La célula fotovoltaica está formada por un material semiconductor en el cual se ha realizado una unión **p-n** que da lugar a un campo eléctrico que posibilita el efecto fotovoltaico.

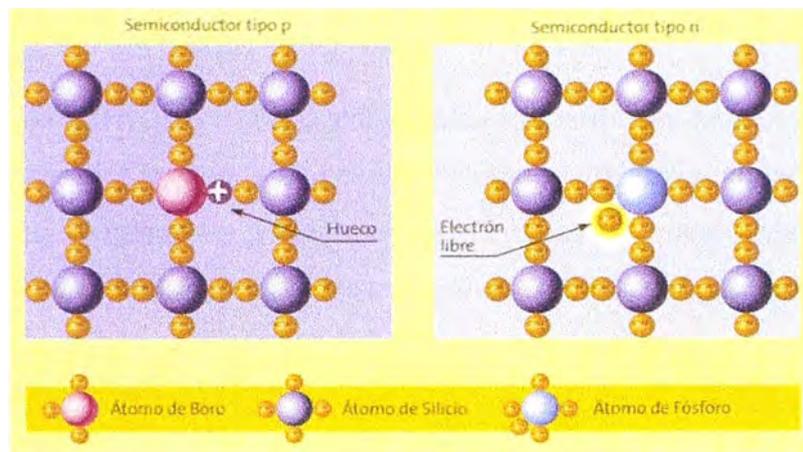
### **2.2.1 El efecto fotovoltaico**

La conversión fotovoltaica es un proceso físico que consiste en la transformación de la energía que proviene de la radiación electromagnética en energía eléctrica cuando es absorbida por un determinado material. Este proceso depende tanto de la intensidad de la radiación incidente como de las propiedades intrínsecas del material. Existen ciertos materiales que al absorber un determinado tipo de radiación electromagnética generan en su interior pares de cargas positivas y negativas.

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

el interior del material un campo eléctrico permanente, las cargas positivas y negativas serán separadas por él.

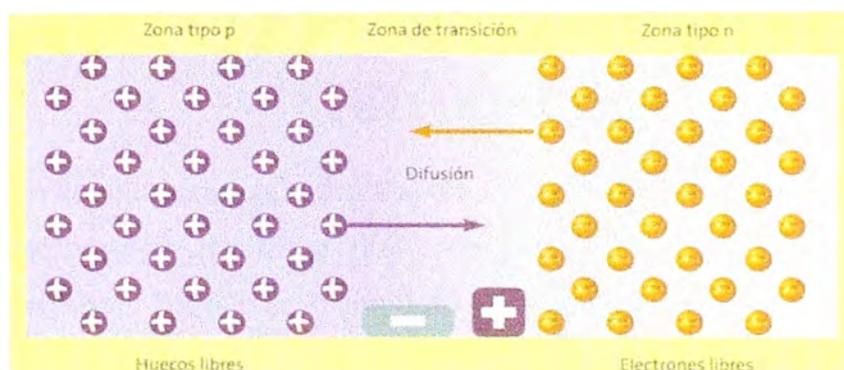
Esta separación conduce al establecimiento de una diferencia de potencial entre dos zonas del material que, si son conectadas entre sí mediante un circuito externo al mismo tiempo que la radiación electromagnética incide sobre el material, darán origen a una corriente eléctrica que recorrerá el circuito externo. Este fenómeno se conoce como efecto fotovoltaico y es el fundamento en el que se basan las celdas fotovoltaicas, texto citado por Méndez Muñiz, Cuervo García (2010) pag. 20-26 [1].



**Fig. 2.7** El efecto fotovoltaico

La unión p-n consiste en la unión de un semiconductor tipo p con un semiconductor tipo n. Al poner en contacto ambos semiconductores se origina un flujo de electrones desde el semiconductor n a los huecos del semiconductor p.

Al ocurrir esto en la zona de transición van a quedar las cargas fijas, electrones cargados positivamente en la zona n y huecos cargados negativamente en la zona p, lo que origina la aparición de un dipolo eléctrico que produce un campo eléctrico dirigido de la zona n a la p que, a su vez, da lugar a una diferencia de potencial (barrera de potencial) a ambos lados de la zona de unión.



**Fig. 2.8** Unión P-N

El semiconductor con el que se realizan la mayoría de las células comerciales es el silicio al que se dopa con boro y fósforo para obtener la unión p-n lo cual se puede visualizar en la Figura 2.8. Para tomar contactos eléctricos, al semiconductor se le depositan dos láminas metálicas sobre ambas caras de la célula. En la cara iluminada la lámina se deposita en forma de rejilla pues se debe dejar al descubierto la mayor parte de su superficie para que penetre la luz en el semiconductor.

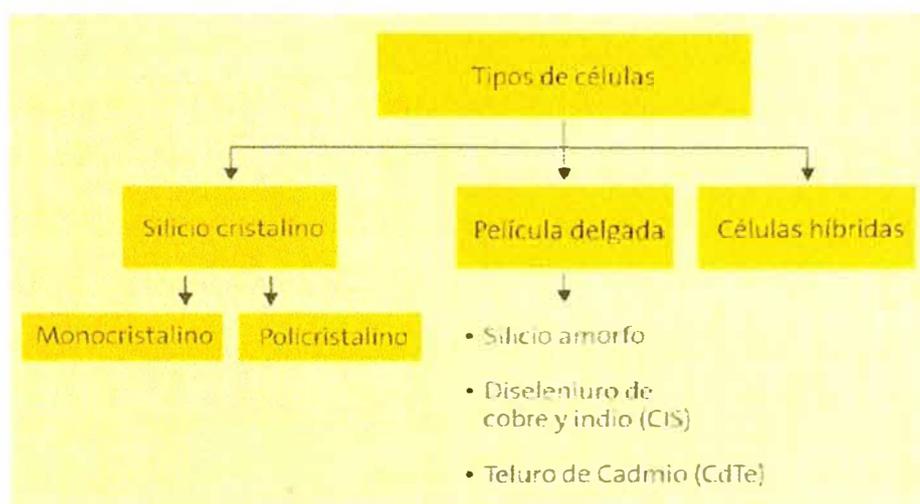
Por contra el contacto eléctrico sobre la cara no iluminada cubre toda el área. La corriente fotovoltaica generada sale por el contacto p, atraviesa la carga y vuelve por el n.

### 2.2.2 Constitución

La materia prima para la fabricación de las células fotovoltaicas más utilizada actualmente es el silicio. El silicio es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre (27,7 % en peso) después del oxígeno. Se presenta en forma amorfa y cristalizada.

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

### 2.2.3 Tipo de células



**Fig. 2.9** Tipos de células solares

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

- **Silicio monocristalino.** En este caso el silicio que compone las células de los módulos es un único cristal. La red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones.

Buena eficiencia (de las células de Silicio es la que tiene una eficiencia mayor) pero elevado costo de fabricación debido a la elevada pureza con un proceso de cristalización complicado y a la gran cantidad de Silicio.

- **Silicio multicristalinos.** Menor rendimiento que los monocristalinos pero menor coste de fabricación, debido a que las heterouniones en el material causan pérdidas de eficiencia. La estructura interna está formada por multitud de granos o monocristales de gran tamaño orientados aleatoriamente.

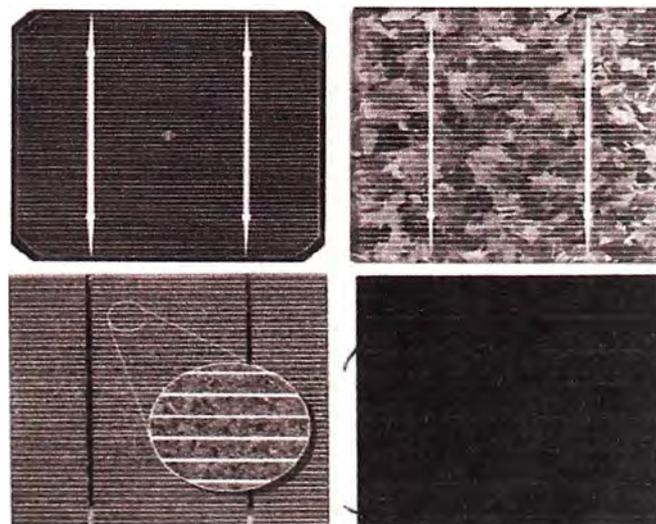
*\*Heterouniones: los materiales situados a ambos lados de la unión p-n son diferentes*

- **Silicio policristalino.** El proceso de cristalización no es tan cuidadoso y la red cristalina no es la misma en todo el material, granos o monocristales pero de un tamaño menor que en el caso de los multicristalinos (por debajo de 1mm). Este proceso es más barato que el anterior pero se obtiene rendimientos ligeramente inferiores. Rendimiento 11-13%.

- **Silicio amorfo.** Sólo aplicable para el silicio. No hay red cristalina alguna y contienen un gran número de defectos estructurales y de enlaces. El material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí. A pesar de que el coeficiente de absorción es 40 veces superior al del Silicio monocristalino, su rendimiento es aún menor que en los multicristalinos (8-10%). Pero su costo de fabricación es menor.

Problemas: degradación de su rendimiento tras los primeros meses de operación.

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



**Fig. 2.10** Células de Silicio

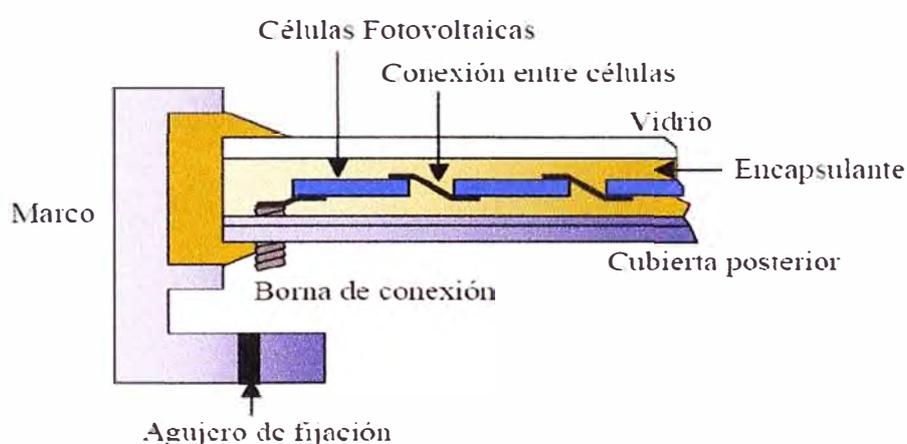
En la Figura 2.10 se pueden observar cuatro células de Silicio comerciales con distinto tipo de material base: célula de Si monocristalino, célula de Silicio multicristalino, célula de Silicio multicristalino (APEX), su módulo de Si amorfo.

### 2.3 Módulo fotovoltaico

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

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

Posteriormente, este conjunto es encapsulado de forma que quede protegido de los agentes atmosféricos que le puedan afectar cuando esté trabajando a la intemperie, dándole a la vez rigidez mecánica y aislándole eléctricamente.



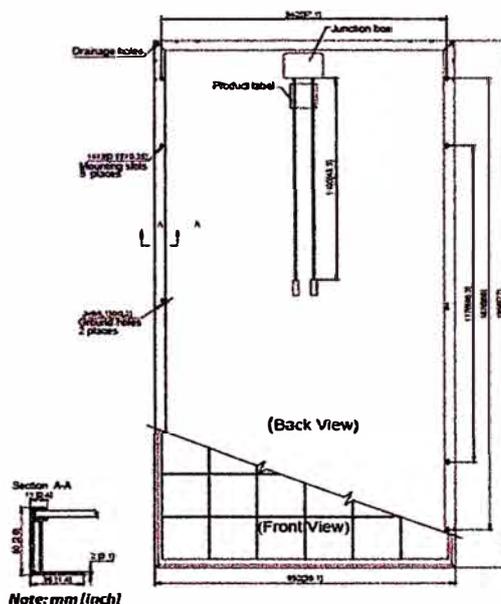
**Fig. 2.11** Partes de un módulo fotovoltaico

- **Cubierta frontal:** Ha de poseer una elevada transmisión en el rango de longitudes de onda y una baja reflexión de la superficie frontal para aprovechar al máximo la energía solar incidente. A parte, el material ha de ser impermeable, tener buena resistencia al impacto, tener una baja resistividad térmica y ser estable a la exposición prolongada de rayos UV. La cubierta frontal, también tiene como función principal, dar rigidez y dureza mecánica al módulo. Los materiales más empleados son acrílicos, polímeros y cristal. Aunque el más empleado suele ser el cristal templado con bajo contenido en

hierro, por su bajo costo, elevada transparencia, impermeabilidad y buenas propiedades de auto-limpiado.

- **Encapsulante:** Encargado de dar adhesión entre las células, la superficie frontal y la posterior del módulo. El más utilizado es el EVA (etilen-vilín-acetato).
- **Cubierta posterior:** debe ser impermeable y con baja resistencia térmica. Suele emplearse una capa de Tedlar, o bien de Tedlar y un segundo vidrio.
- **Células solares y sus conectores:** estos suelen ser de aluminio o acero inoxidable.

Los bordes del bloque van protegidos con una funda de neopreno y todo el conjunto va incrustado en un marco de aluminio, adherido con silicona, que le proporciona resistencia mecánica. En la parte posterior del módulo se encuentra la caja de conexiones con dos bornes (positivo y negativo), para permitir el conexionado de los módulos.



**Fig. 2.12** Vista posterior módulo fotovoltaico (Catálogo Suntech)

### 2.3.1 Parámetros característicos

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

- Temperatura de célula: 25 °C
- Radiación solar: 1000 W/m<sup>2</sup>
- Masa de aire: 1.5 AM

El hecho de referenciar los parámetros eléctricos del módulo a unas condiciones determinadas de medida tiene como consecuencia principal que un módulo de una

determinada potencia pico, por ejemplo 150 Wp únicamente generará dicha potencia en las condiciones de referencia antes mencionadas. Como las condiciones de temperatura y radiación ambiente casi siempre son distintas a las condiciones Estándar, el módulo fotovoltaico va a generar en la mayoría de los casos una potencia inferior a la de catálogo. Solamente en días con temperatura ambiente baja y con muy buen nivel de radiación solar, nos aproximaremos a las condiciones Estándar y por tanto, la potencia generada por el módulo se aproximará a la potencia proporcionada por el fabricante.

Para hacernos una idea de las condiciones reales de operación de un módulo fotovoltaico, la irradiación solar puede oscilar entre valores de 400-900 W/m<sup>2</sup> mientras que la temperatura de la célula se sitúa entre 10 y 18°C por encima de la temperatura ambiente.

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

- **Potencia pico:** Potencia máxima que puede proporcionar un módulo fotovoltaico. Corresponde al punto de la curva característica donde el producto  $V \cdot I$  adopta el máximo valor.

- **Tensión de máxima potencia (VPMP):** Es la tensión correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico.

Es la tensión de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.

- **Intensidad de máxima potencia (IPMP):** Es la corriente correspondiente al punto de máxima potencia de la curva característica del módulo fotovoltaico. Es la corriente de trabajo del módulo y la que se utiliza para diseñar los sistemas fotovoltaicos.

- **Tensión de circuito abierto (Voc):** Es la máxima tensión que puede proporcionar el módulo fotovoltaico si se dejan sus terminales en circuito abierto (módulo generando sin estar conectado a ningún tipo de carga).

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

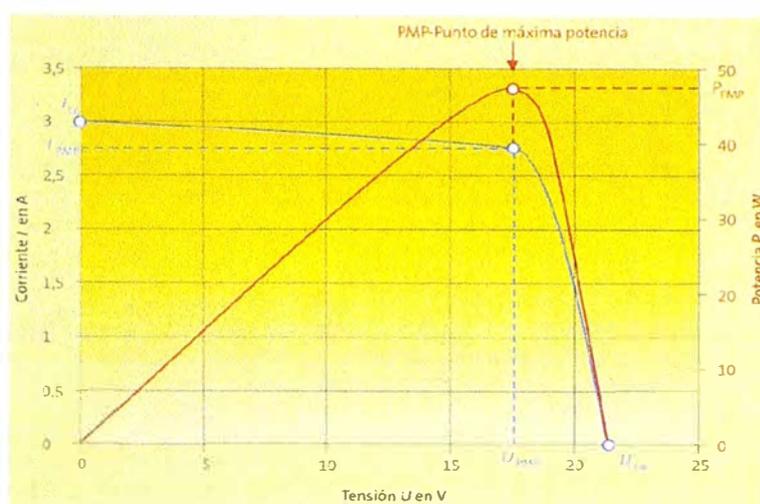
### 2.3.2 Curvas características

El módulo fotovoltaico es un generador eléctrico que actúa como fuente de intensidad. Cuando sobre el módulo incide la radiación solar éste fija su tensión alrededor de un valor determinado y va variando su intensidad en función de la intensidad de la radiación incidente. Este proceso está fuertemente influenciado por la temperatura de las células que

constituyen el módulo. Por tanto, intensidad de radiación y temperatura de las células son los dos parámetros que determinan las propiedades eléctricas de un módulo fotovoltaico. En la Figura 2.13 se muestra la curva característica I-V en condiciones Estándar.

Las propiedades eléctricas del módulo fotovoltaico quedan definidas por medio de su curva característica I-V. En ella se representa el comportamiento eléctrico del módulo ante una irradiancia y temperatura determinadas.

En la curva se pueden ver los valores significativos del módulo como son:  $I_{sc}$  (Corriente de cortocircuito),  $V_{oc}$  (Voltaje de circuito abierto) y  $V_{PMP}$  y  $I_{PMP}$  (Voltaje y corriente del punto de máxima potencia).



**Fig. 2.13** Curva característica I-V / P-V

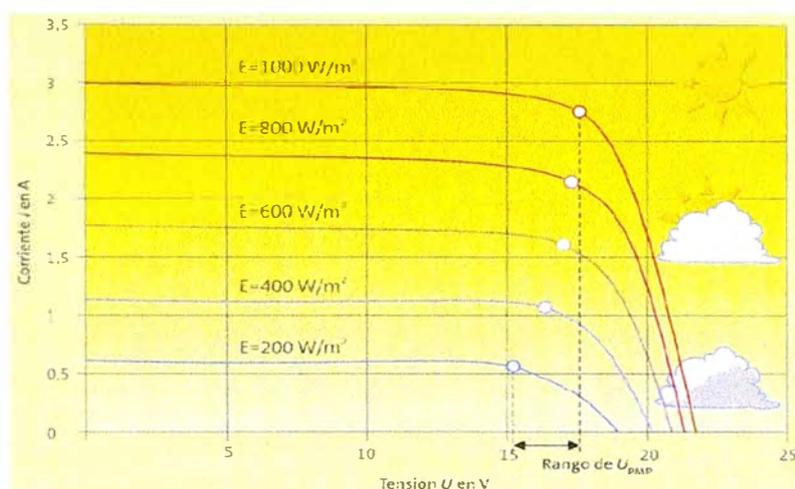
El punto de la curva característica en el cual el producto de  $I \cdot V$  es máximo se denomina punto de máxima potencia del módulo fotovoltaico.

Como se puede apreciar en la Figura 2.13, cuanto más cerca trabaje el módulo de la  $V_{PMP}$ , más potencia se obtendrá del módulo fotovoltaico.

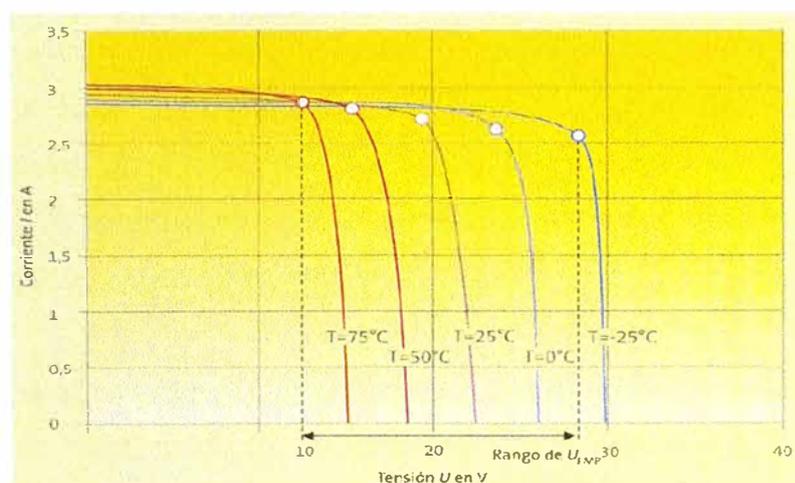
### 2.3.3 Efecto de la irradiancia y temperatura sobre el módulo fotovoltaico

La irradiancia solar afecta principalmente a la corriente y lo hace de forma proporcional, a mayor irradiancia el módulo fotovoltaico proporciona una mayor intensidad y viceversa. Como se ve en la curva de la Figura 2.14, la  $V_{PMP}$  prácticamente no varía frente a variaciones de irradiancia (sólo para irradiancias muy bajas se observa una disminución significativa) mientras que la  $I_{PMP}$  sufre incrementos importantes a medida que el nivel de irradiancia va aumentando. Las variaciones de temperatura afectan principalmente a los valores de voltaje, teniendo una mayor influencia en la tensión de circuito abierto.

Como se puede apreciar en la figura 2.15, un incremento en la temperatura de las células se traduce en una disminución tanto de la VPMP como de la Voc que se traduce en una pérdida de la potencia del módulo (-0,045% W/°C). El módulo se instalará de manera que el aire pueda circular libremente a su alrededor. De este modo, se consigue disminuir la temperatura de trabajo de las células y consecuentemente, mejorar el rendimiento del módulo.



**Fig. 2.14** Variación de las características según la irradiancia solar



**Fig. 2.15** Variación de las características según la temperatura

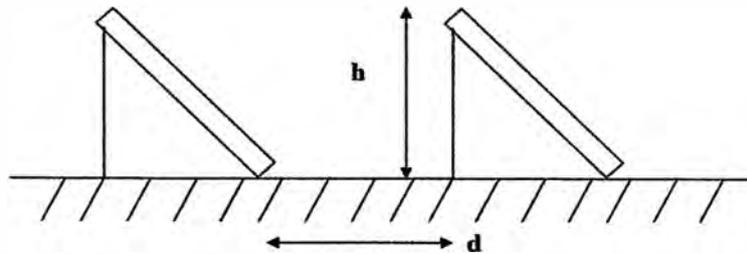
### 2.3.4 Separación entre filas

La distancia entre diferentes filas de colectores será tal que garantice un mínimo de 4 horas de sol alrededor del solsticio de invierno.

Para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$d = \frac{h}{\tan(66.55^\circ - \text{latitud})} \quad (2.1)$$

En la Figura 2.16 la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente no será inferior a la obtenida por la expresión anterior, aplicando  $h$  a la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la siguiente, efectuando todas las medidas de acuerdo con el plano que contiene a las bases de los módulos.



**Fig. 2.16** Separación entre filas

#### 2.4 Estructura de soporte

La utilización de una adecuada estructura facilita las labores de instalación y mantenimiento, minimiza la longitud del cableado, evita problemas de corrosión (Acero Galvanizado) y mejora la estética de la planta en su conjunto.

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

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

Los seguidores solares son estructuras articuladas, que soportan los módulos, y que pueden orientarse mediante motores eléctricos controlados. Los soportes con seguidor tienen la ventaja de tener aproximadamente un 20% más de rendimiento que una fija debido a la posibilidad de realizar el seguimiento del recorrido del sol gracias a su estructura móvil y a la disposición del módulo fotovoltaico a una mayor altura, lo que conlleva un aumento de la incidencia solar y a su vez un menor calentamiento del conjunto.

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



**Fig. 2.17** Imagen de un seguidor solar (CSF Tacna)

En la figura 2.17 se tiene imagen de un seguidor solar en una de las estructuras de un grupo de paneles en serie de la Central Fotovoltaica Tacna, conformada principalmente por un servo motor que basa su funcionamiento en hacer girar los paneles con una frecuencia de 5 minutos en pequeños ángulos casi imperceptibles pero ayudan mejorar el rendimiento.

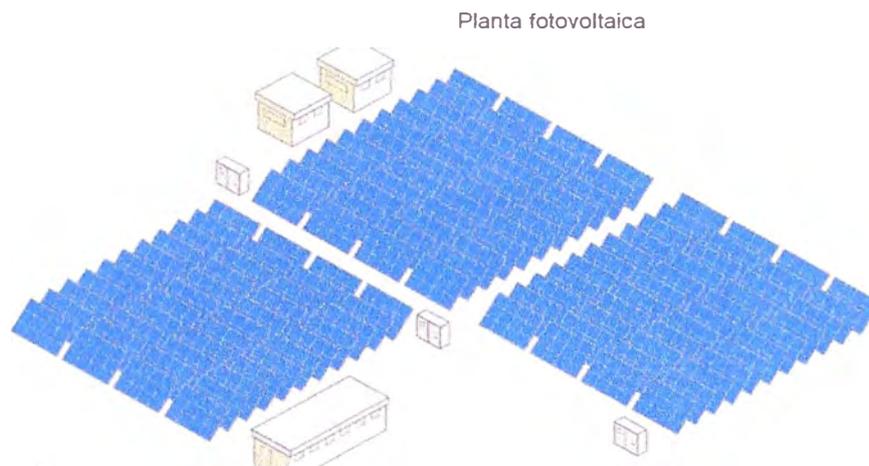
## **2.5 Modo de funcionamiento**

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

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

### **2.5.1 Sistemas fotovoltaicos conectados a red**

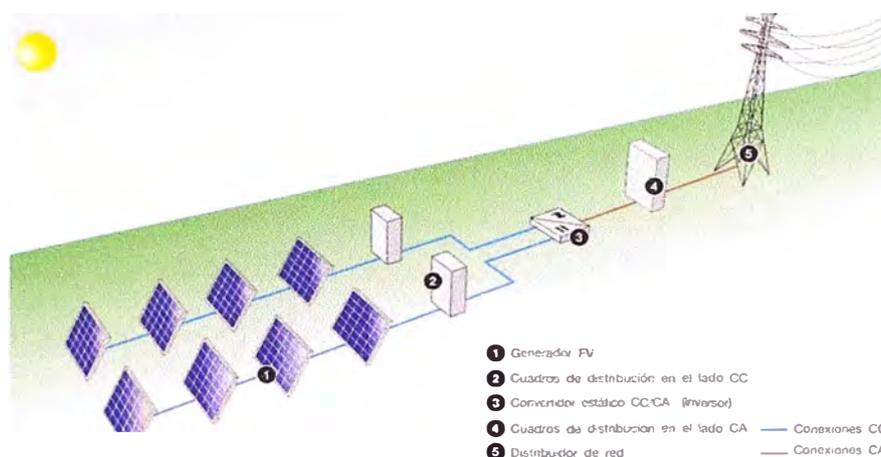
Los sistemas fotovoltaicos conectados a red son soluciones alternativas reales a la diversificación de producción de electricidad, y se caracterizan por ser sistemas no contaminantes que contribuyen a reducir las emisiones de gases nocivos (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub>) a la atmósfera, utilizar recursos locales de energía y evitar la dependencia del mercado exterior del petróleo. En la figura 2.18 se puede observar una distribución típica de los paneles fotovoltaicos agrupados en sub-generadores los cuales se da por general en centrales foto voltaicas que superan 1MW de Potencia Instalada.



**Fig. 2.18:** Distribución de un Sistema Fotovoltaico

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

- **Generador fotovoltaico:** El generador fotovoltaico está formado por la interconexión en serie y paralelo de un determinado número de módulos fotovoltaicos. Los módulos fotovoltaicos son los encargados de transformar la energía del sol en energía eléctrica, generando una corriente continua proporcional a la irradiancia solar recibida.
- **Sistema de acondicionamiento de potencia:** Para poder inyectar la corriente continua generada por los módulos a la red eléctrica, es necesario transformarla en corriente alterna idéntica a la de la red. Esta función es realizada por los inversores, que basándose en tecnología de electrónica de potencia transforman la tensión continua procedente de los módulos en tensión alterna trifásica de la misma forma de onda (sinusoidal) amplitud, frecuencia, ángulo y secuencia de fases que la de la red pudiendo, de esta forma, operar la instalación fotovoltaica en paralelo con ella.
- **Interfaz de conexión a red:** Para poder conectar la instalación fotovoltaica a la red en condiciones adecuadas de seguridad tanto para personas como para los distintos componentes que la configuran, ésta ha de dotarse de las protecciones y elementos de facturación y medida necesarios.
- **Evacuación de la energía generada a la red:** La evacuación de la energía generada a la red eléctrica, se realizará a través de una línea de transmisión en Alta Tensión o redes en Media Tensión, se hace elección del nivel de tensión de la línea de acuerdo a la cantidad de energía que se desea transportar. Además esta línea debe conectarse a una celda de la subestación más cercana al punto de generación, en nuestro caso dicha subestación es la SE Repartición cuya propietaria es Red de Energía del Perú.



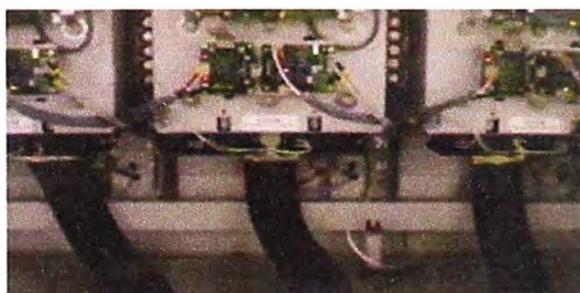
**Fig. 2.19** Esquema de un Sistema fotovoltaico conectado a la red

En la figura 2.19 se tiene un esquema básico de un sistema fotovoltaico conectado a la red, conformado principalmente por los paneles fotovoltaicos que en el mercado actual se pueden encontrar de variados precios y eficiencias asimismo los inversores diferenciados en capacidades y características propias de estas de acuerdo al proyecto.

## 2.6 Inversor

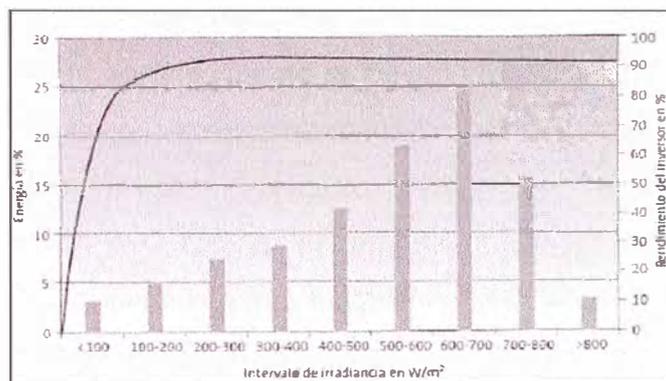
El inversor será el dispositivo que transformará la corriente continua (CC) suministrada por los sistemas fotovoltaicos y demás fuentes de energías renovables o sus componentes de almacenamiento, en corriente alterna (CA), necesaria para alimentar la mayoría de los receptores domésticos.

Los Inversores están constituidos por un sintetizador que accionando un conjunto de dispositivos semiconductores de potencia, genera una onda de impulsos a partir de la tensión DC, procurando que la onda de salida sea lo más senoidal posible. Esta onda se filtra posteriormente para eliminar el mayor número de armónicos posible. Los filtros empleados consumen una elevada potencia, lo cual incide negativamente en el rendimiento del inversor.



**Fig. 2.20** Circuito de Salida de los Inversores (CSF Repartición)

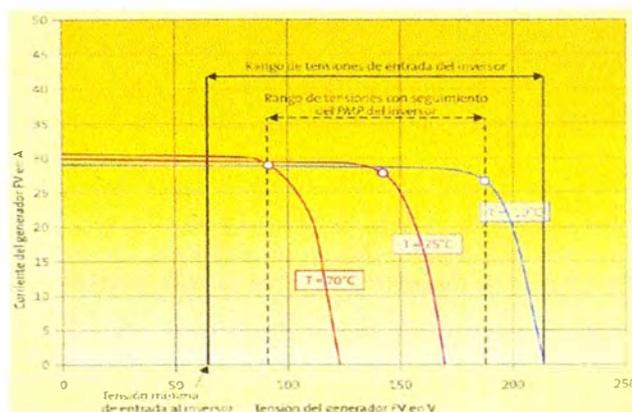
Una forma de reducir el número de armónicos es sintetizar una onda con mayor número de impulsos, lo que permite disminuir considerablemente el número de armónicos cercanos, finalmente la señal (onda) de salida estará sincronizada con la de la red. En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal debido a que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca trabajará en condiciones Estándares.



**Fig. 2.21** Ejemplo de gráfica de rendimiento del inversor

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor puede oscilar entre 0,7 y 1,2 veces la potencia pico del generador fotovoltaico. Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del lugar, la cual se puede ayudar con gráficas propias del inversor como la mostrada en la Figura 2.21.

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



**Fig. 2.22** Influencia de la temperatura en un generador

### 2.6.1 Eficiencia Europea:

En las especificaciones técnicas de los inversores se mencionará la Eficiencia Europea o  $n_{EUR}$  el cual es un valor que se calcula combinando los valores de eficiencia correspondientes a algunos valores concretos de la potencia de salida del inversor, es decir, combinando varios valores de  $n_{(pi)}$  una especie de promedio ponderado.

Se calcula y fue propuesto inicialmente como:

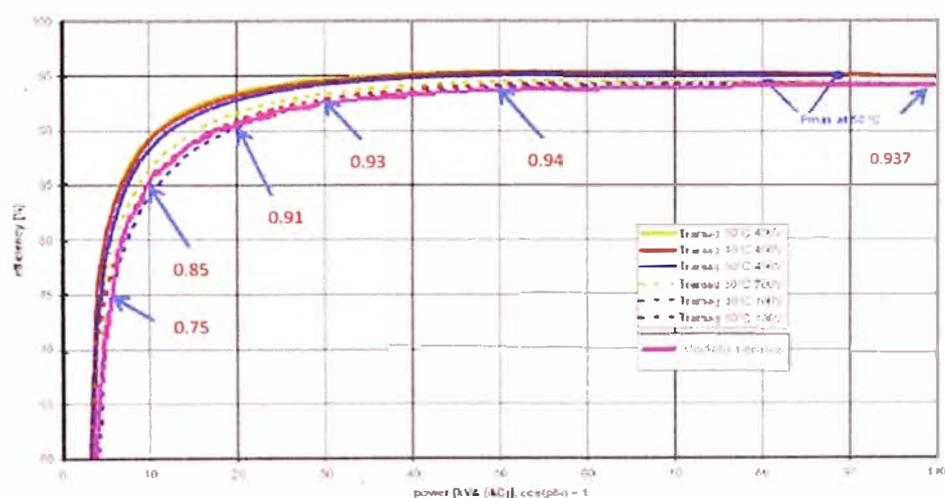
$$n_{EUR} = 0.03n_5 + 0.06n_{10} + 0.13n_{20} + 0.1n_{30} + 0.48n_{50} + 0.2n_{100} \quad (2.2)$$

Un ejemplo de la aplicación de este cálculo se puede visualizar en la Figura 2.23, donde a través de la curva de eficiencia versus porcentaje de potencia o carga se pueden tomar y aproximar los puntos necesarios para el cálculo.

También un método rápido para estimar el rendimiento anual del inversor, teniendo en cuenta la interdependencia entre los valores de eficiencias a las diferentes potencias, esta ecuación se puede simplificar, llegando a:

$$n_{EUR} = 0.2n_{10} + 0.6n_{50} + 0.2n_{100} \quad (2.3)$$

Hay que considerar que el rendimiento energético de un inversor es, obviamente función de la distribución por potencias de la energía DC que recibe en su entrada, a su vez esta distribución depende de la distribución por irradiancias de la radiación solar incidente (supeditada al clima del lugar y a la configuración del generador: ubicación, sombras) y del tamaño relativo del generador, citado por Castejón Oliva, Santamaría Herranz (2010) pag.21-25 [2].



**Fig. 2.23** Aplicación de Eficiencia Europea en una curva típica

No obstante, se puede reconocer una cierta relación, de tal manera que el valor de  $n_{EUR}$  proporciona una indicación razonable de la calidad energética de un inversor.

## 2.7 Componentes Eléctricos

- **Varistor o Pararrayos:** Es un elemento de protección cuya función es proteger los módulos fotovoltaicos frente a sobretensiones inducidas por fenómenos meteorológicos adversos (rayos). Se colocará un varistor en cada caja de paralelos apto para su utilización en aplicaciones de corriente continua de hasta 1000 V.
- **Seccionador de corte en carga:** El cuadro de seccionamiento en corriente continua permite realizar el aislamiento del inversor del campo fotovoltaico. El cuadro está compuesto por dos seccionadores de corte en carga los cuales deben permitir el corte de la corriente en las dos secciones de la Central Fotovoltaica de forma independiente, además realizar el paralelo de las dos secciones para adaptar a una sola entrada al inversor.
- **Fusibles:** Permiten aislar una serie del generador fotovoltaico así como proteger a los módulos fotovoltaicos de posibles sobre intensidades. Los fusibles van ubicados en las cajas de paralelos colocándose un fusible de protección para cada polo de las distintas series que se interconectan en una caja.

## 2.8 Medidores de Energía Eléctrica

Los medidores de energía son equipos empleados para la medición del consumo de energía, de esta manera es que los comercializadores controlan la entrega de energía a cada uno de sus clientes, se debe aclarar que cada comercializador maneja sus tarifas de forma independiente y que es libre emplear contratos. En el mercado existen varios tipos de medidores, se diferencian por su construcción, tipo de energía que miden, clase de precisión y conexión a la red eléctrica. Los medidores se clasifican en tres grupos:

### 2.8.1 Medidores Electromecánicos:

Estos medidores son conocidos como medidores de inducción, el cual está compuesto por un conversor electromecánico, que es básicamente un vatímetro con un sistema móvil de giro libre que actúa sobre el disco, cuya velocidad de giro es proporcional a la potencia demandada.

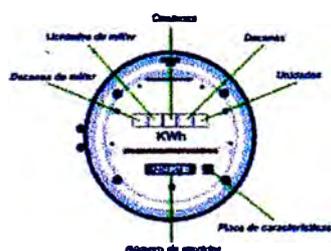


Fig. 2.24 Medidor de Inducción

### **2.8.2 Medidores Electromecánicos con registro electrónico:**

Para esta clase de medidor el disco giratorio del medidor de inducción se configura para generar un tren de pulsos, con un valor determinado por cada rotación del disco mediante un captador óptico que censa marcas grabadas en su cara superior. Los pulsos generados son procesados por un sistema digital donde se calcula y registra valores de energía y demanda.

### **2.8.3 Medidores Totalmente Electrónicos:**

En estos medidores, la medición de energía y el registro se realizan por medio de un proceso análogo digital, el cual usa un microprocesador y varias memorias. Existen dos tipos:

- **Medidores de Demanda:** Estos equipos miden la energía almacenada con una sola tarifa demanda en las 24 horas, es decir, para clientes donde el contrato esta con un solo valor de KWh.
- **Medidores Multi-tarifa:** Estos equipos a diferencia del anterior, miden la energía con factores de diferencia con respecto a la franja horaria, es decir, tiene un contrato que maneja varias tarifas en el transcurso del día.

Para una buena implementación en la medición de energía, se recomienda que en los sistemas de generación fotovoltaica se usen medidores bidireccionales, los cuales dan un informe detallado de la energía consumida por el sistema fotovoltaico y la cantidad de energía inyectada a la red, con esta información se puede determinar eficazmente los incentivos obtenidos por la energía inyectada a la red.

### **2.9 Transformador de Centro de Transformación:**

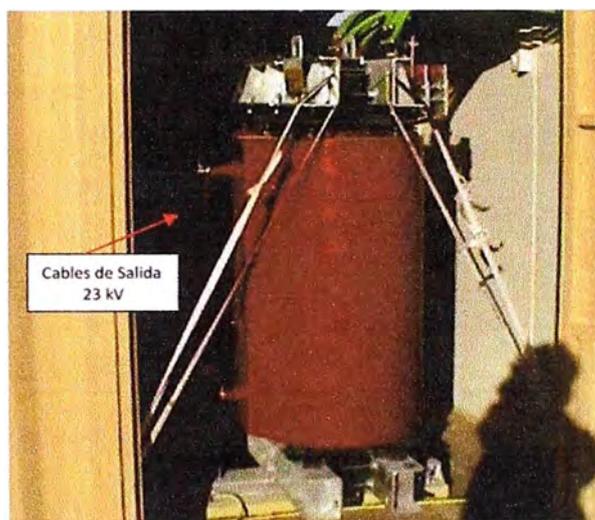
Para los transformadores que son utilizados en los sistemas solares fotovoltaicos conectados a la red, lo primordial es que tenga como mínimo la capacidad de potencia igual a la potencia de salida de los inversores utilizados, más un porcentaje que sirva de protección del equipo en caso de que se eleve la potencia por exceso de temperatura o por una sobrecarga.

Se puede hacer uso de transformadores en aceite y/o con ventilación forzada o los transformadores secos lo cual es a criterio de elección y presupuesto del proyecto. De

acuerdo al nivel de tensión de salida de los inversores, se tiene buenas prácticas en otras Centrales Fotovoltaicas de que este transformador sea de la relación 0.3-0.5/ 23 KV.

En el lado de 23 KV debe contar con: Protección Sobrecorriente Temporizada (51), Protección Sobrecorriente Instantánea (50) y sus protecciones propias como: Protección de Imagen Térmica (49), Protección de Flujo y/o Sobrepresión (Buchholz – 63), Protección de Nivel de aceite (71) los cuales son citados en el Procedimiento Técnico N° 20-COES (2013) [5].

En la Figura 2.25 se puede observar uno de los transformadores encapsulados secos de la relación 0.3/23 KV usados por la Central Fotovoltaica Majes, los cuales van ubicados en las casetas de los Centros de Transformación o Sub-Generadores.



**Fig. 2.25** Transformador encapsulado seco (CSF Majes)

## **CAPITULO III**

### **PROYECTO CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JOSÉ**

#### **3.1 Normativa:**

En el desarrollo del presente documento ha sido aplicada la siguiente Legislación, para aplicación de las Centrales de Generación Renovables.

1. Decreto Legislativo N° 1002 Decreto Legislativo de “Promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de Energías Renovables”
2. Decreto de Urgencia N° 049-2008 “Decreto de Urgencia que asegura continuidad en la prestación del servicio eléctrico.
3. Decreto Supremo 012-2011-EM “Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables”.
4. Resolución N°001-2010-OS-CD “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables” (OSINERGMIN)
5. Procedimientos Técnicos del COES

#### **3.2 Descripción General:**

El sistema fotovoltaico proyectado para la presente instalación comienza en los generadores solares (paneles fotovoltaicos) que se ubicarán en un predio ubicado en el distrito de la Joya, provincia y departamento de Arequipa. Se hace el estudio en el Asentamiento Humano San José que corresponde a terrenos agrícolas y terrenos del estado.

#### **3.3 Ubicación y Coordenadas UTM:**

**TABLA N° 3.1 Coordenadas del Proyecto**

<b>UTM</b>	
<b>Huso:</b>	19 K
<b>X:</b>	196703.01 mE
<b>Y:</b>	8165380.01 mS
<b>Coordenadas</b>	
<b>Longitud:</b>	-71.84°
<b>Latitud:</b>	-16.57°



Fig. 3.1 Ubicación del proyecto, vista panorámica

### 3.4 Área y Perímetro:

El terreno tiene forma irregular en ciertas áreas, colinda por el norte con terrenos eriazos del estado, por el este con terrenos eriazos del estado, por medio de la línea férrea y carretera Panamericana Sur, por el sur con terrenos eriazos del estado y por el este con terrenos eriazos del estado. Presentará un perímetro aproximado de 5000 metros como mínimo. La vista panorámica de la ubicación del proyecto se puede visualizar con ayuda del Google Earth en la Figura 3.1.

### 3.5 Datos Estadísticos para el Estudio Energético:

Se trabajará con datos reales emitidos por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú en el Informe N° 187-SENAHMI-DR6-2012. (Anexo A).

Estación: Mapeo La Joya

Latitud: 16°35'33" Longitud: 71°55'08" Altitud: 1292 msnm

TABLA N° 3.2 Temperatura Máxima Media Mensual (°C)

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2011									28.4	26.9	27.8	26.9
2012	28	27.8	28.9	27	27.6	27.2	26.5	26.2	27.9			

TABLA N° 3.3 Temperatura Mínima Media Mensual (°C)

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2011									11.3	6.9	8.9	11.8
2012	12.4	14.2	13.6	11.9	9.1	8	7.3	6.6	8.6			

TABLA N° 3.4 Humedad Relativa Media Mensual (°C)

AÑO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
2011									28	40	37	44
2012	44	47	45	47	31	32	49	53	50			

Estación: Mapeo Pampa de Majes

Latitud: 16°20'08.35" Longitud: 72°09'09.56" Altitud: 1498 msnm

**TABLA N° 3.5 Irradiación Solar Horaria (I) W/m2**

Hora	29/11/2011	15/12/2011	15/01/2012	15/02/2012	15/03/2012	15/04/2012	15/05/2012	15/06/2012	15/07/2012	15/08/2012	15/09/2012	15/10/2012
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
6	49	47	20	88	1	0	0	0	0	0	2	13
7	263	263	207	214	84	83	55	0	33	64	119	207
8	516	492	461	520	369	314	262	214	212	289	383	473
9	743	735	712	675	626	528	495	449	458	503	617	686
10	917	927	897	983	825	735	661	628	646	689	780	879
11	1037	1079	1030	1133	1000	865	787	725	779	824	916	1018
12	1066	833	1093	1169	1057	921	842	805	848	891	979	1060
13	1058	1136	1111	1017	1046	904	808	777	845	869	947	1028
14	965	1043	1034	722	943	810	714	710	767	788	843	848
15	801	782	858	140	752	656	559	563	622	639	702	553
16	582	415	562	52	511	297	345	366	417	444	491	271
17	329	250	262	35	245	65	144	152	184	194	250	114
18	77	117	110	8	68	13	8	8	14	21	36	21
19	0	4	110	0	68	0	8	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 3.5.1 Cálculo de la Radiación Media Mensual:

$$\sum_{i=1}^{24} I_i \cdot 10^{-3} \frac{\text{KWh}}{\text{m}^2} \quad (3.1)$$

**TABLA N° 3.6 Radiación Media Mensual Diaria (KWh/m2)**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
8.467	6.758	7.595	6.191	5.688	5.397	5.825	6.215	7.065	7.171	8.413	8.123

Con datos para la zona de interés, el nivel de radiación solar promedio mensual calculado varía desde un mínimo de 5.397 kWh/m<sup>2</sup>.día en el mes de junio hasta un máximo de 8.467 kWh/m<sup>2</sup>.día en el mes de enero, los cuales coinciden tanto con el invierno y verano respectivamente y estadísticamente con los extremos en la generación de energía eléctrica

### 3.6 Diseño del Sistema de Generación:

#### 3.6.1 Generador Fotovoltaico

##### a) Módulos

El generador fotovoltaico será diseñado y configurado con el siguiente módulo T-Solar TS Full SJ TS 370.

Estos paneles disponen de 216 células de silicio amorfo de unión simple depositada sobre el vidrio delantero.

Estos módulos han sido escogidos por su buen comportamiento ante las variaciones de temperatura y su gran capacidad de captación de radiación tanto directa como difusa además se tiene buenas experiencias y han sido implementadas en otras Centrales Fotovoltaicas construidas en el sur del país. Para el adecuado funcionamiento de los módulos y evitar una prematura degradación, se procede a conectar el polo negativo de los paralelos a tierra.

Los valores nominales de las principales características de los módulos solares en condiciones estándar (1000 W/m<sup>2</sup> de irradiación, 1.5 masa aérea y 25°C temperatura) son:

**TABLA N° 3.7** Características de los Módulos Solares a STC [3]

<b>MODELO: TS Full SJ TS370</b>	
Potencia Pico	370 Wp
Voltaje a circuito abierto	190 V
Voltaje a potencia máxima	149 V
Corriente de cortocircuito	3.17 A
Corriente de potencia máxima	2.56 A
Otras Especificaciones	
Célula	Si Amorfo
Tolerancia en Potencia	+ 20W
Dimensiones de los módulos	2.598 x 2.198 m
Superficie módulo FV	5.71 m <sup>2</sup>
Máximo Voltaje del Sistema	1000 V
T <sub>opc</sub>	40.5 °C
Coeficiente Potencia / Temp.	-0.21%/K
Coeficiente Voc/Temp.	-0.29%/K
Coeficiente Vmp/Temp.	-0.27%/K
Coeficiente Isc/Temp.	0.059%/K
Coeficiente Potencia/Temp.	-0.038%/K

El panel es opaco con sistema de soporte mediante railes, que evita la utilización de marcos o de grapas en contacto con el vidrio, como la imagen mostrada en la Figura 3.2 del Panel T-Solar TS Full SJ TS 370.



**Fig. 3.2** Paneles Fotovoltaicos

**b) Distribución de Módulos:**

Para los cálculos de la instalación, se ha considerado como potencia pico del módulo los datos mencionados en tablas anteriores.

La distribución de los módulos y potencia será la siguiente:

**TABLA N° 3.8** Cantidad de Módulos Solares

<b>Módulos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Potencia Pico (W)</b>	<b>Potencia Total (MW)</b>
TS-370	55620	370	20.5794

El generador fotovoltaico del proyecto estará formado por 55620 módulos.

Todos los módulos se alojan en estructuras metálicas dispuestas a tal fin, colocados en una fila y dispuestos de forma vertical.

La inclinación de estos sobre la horizontal, será en todo caso de 15° y orientados completamente al Norte. Con esta inclinación se obtiene mayor producción al cabo del año. Las filas de módulos se separan de forma que haya 2,3m de pasillo entre ellos. Este pasillo es excesivamente grande para motivos exclusivos de sombreado pero necesario para las labores de mantenimiento de la planta.

Para un agrupamiento de los módulos y una mejor sectorización, la Central Fotovoltaica se dividirá en 16 sub-generadores.

$$P_{SG} = \frac{P_{nom}}{N^{\circ} SG} = \frac{20 \text{ MW}}{16} = 1.25 \text{ MWn} \quad (3.2)$$

### **3.6.2 Inversores**

Los inversores funcionan como interfase entre la energía generada por las placas solares en continua y la que se entregara al transformador de media tensión en alterna. La forma de onda de la corriente de salida de los inversores deberá ser lo más senoidal posible para minimizar el contenido en armónicos inyectados a red.

En el proyecto se utilizaran todos los inversores de la marca Green Power, modelo PV625 de 625kWn, con lo cual para cada sub-generador se usará 2 inversores. Al tener 16 sub-generadores se usará en total 32 inversores, los cuales van de dos en dos en casetas prefabricadas y conectados a un transformador que elevará la tensión de salida de los inversores de 300V a 23kV.

La potencia entregada a red y consecuentemente la extraída al generador fotovoltaico será la máxima posible en cualquier momento, acción que se consigue a través de una rutina incorporada en el esquema de control del inversor denominado “seguidor del punto de máxima potencia” que varía cada determinado tiempo la tensión de entrada del inversor (o salida del generador fotovoltaico) hasta que el producto  $I \times V$  (potencia de salida) del generador fotovoltaico se hace máximo.

Los inversores PV625 están formados por módulo monobloque con un único MPPT. Todos los inversores disponen de un kit de conexión de puesta a tierra para el polo negativo del campo fotovoltaico.

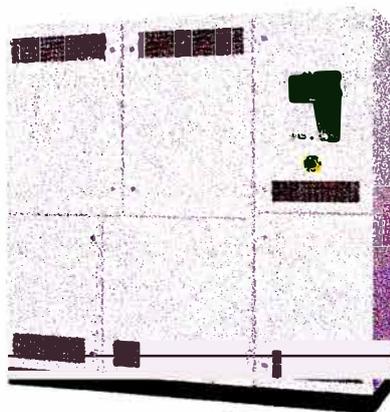
#### **a) Inversor Green Power PV625**

Estos inversores convertirán la tensión e intensidad recibidas en continua a alterna con una distorsión armónica menor al 3%. El PV625 comienza a inyectar corriente a la red tan pronto como los módulos FV producen suficiente potencia en el amanecer. Previamente la unidad de control inicia el monitorizado de la tensión de red, frecuencia de red y la resistencia de aislamiento. Trabajan de manera completamente automática sin ningún tipo de control por parte del operario.

Dispone de una pantalla de 7” en la consola de programación Touchscreen integrada en la puerta del armario, suministrando información del estado del inversor. La salida de cada inversor el armario de AC donde se unifica y protege la salida trifásica a 300V entre fases.

**TABLA N° 3.9** Características Técnicas de los Inversores [3]

<b>GREEN POWER PV625</b>	
Número de Inversores	32
<b>Entrada (CC)</b>	
Rango de seguimiento de tensión	500-825 V
Tensión máxima	1000 V
Corriente máxima	1300 (Puntualmente 1600 A)
Seguimiento de punto de máxima potencia	1
<b>Salida (AC)</b>	
Potencia nominal del inversor	625 KW
Tensión nominal	3 x 300 Vac
Frecuencia nominal	60 Hz
Cos Ø	Ajustable, > 0.95 a Pn
Distorsión armónica	<3%
Eficiencia europea	98.40%
Eficiencia máxima	98.60%
Consumo nocturno	<75 W
<b>Generales</b>	
Dimensiones	5x0.8x2.1 m
Peso	4100 Kg
Grado de protección	IP20

**Fig. 3.3** Inversor Green Power

### 3.6.3 Protecciones:

#### a) Desconexión de la instalación:

Cada inversor dispone además de las siguientes protecciones:

- Protección contra el funcionamiento en isla.
- Protección de máxima y mínima tensión.

- Protección de máxima y mínima frecuencia.
- Una vez establecida la normalidad en la red se producirá la reconexión automática.

### b) Efecto de Punto Caliente en Módulos:

Ante el sombreado de un panel y si se está en una situación de circuito abierto, el módulo estaría funcionando en el segundo cuadrante de su curva característica, es decir estaría consumiendo potencia lo cual se traduce en una disipación de calor.

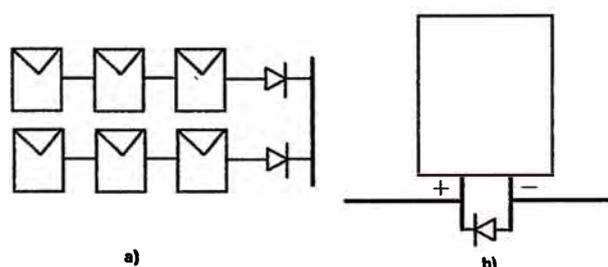
Todos los módulos tienen diodos de bypass para que ante un sombreado de una célula (casual debido a excrementos de aves o similar, ya que no hay sombras proyectadas en ninguno de ellos por elementos fijos) realizan su función para que esta no pase a consumir y evitando que estas se quemen, la cual se puede visualizar un esquema de este tipo de conexión de diodo en el punto a) de la Fig. 3.4.

Además habría que mencionar que al conectar en serie varios módulos, el panel que da la mínima potencia impone su corriente en toda la rama, igualmente al conectar módulos en paralelo, el módulo de menor potencia limita la tensión a los otros.

### c) Diodos de Bloqueo:

Tienen el inconveniente de disipar mucha potencia y solo son recomendables cuando el sistema fotovoltaico se encuentra en lugares de difícil acceso para su mantenimiento o el generador fotovoltaico está muy expuesto a sombreados parciales. Esto es así porque el diodo de bloqueo, a diferencia de los fusibles que serían la protección alternativa, no necesita reponer ningún elemento de su composición cuando actúa como protección, simplemente impide el paso de la corriente inversa, la cual se puede visualizar un esquema en el punto b) de la Fig. 3.4.

Se dimensionan para soportar 2 veces la corriente de cortocircuito de un módulo ( $I_{sc}$ ) en condiciones estándar de medida y una tensión inversa igual a dos veces la tensión de circuito abierto del generador ( $V_{oc}$ ) en condiciones estándar de medida.



**Fig. 3.4** Diodos de bloqueo y Diodo by-pass

### 3.7 Cálculos Justificativos.

#### 3.7.1 Selección de la Configuración

##### a) Número de Paneles en Serie

Para el inversor, el número de módulos fotovoltaicos máximo que se pueden conectar en serie vendrá dado según las condiciones extremas que se puedan dar a lo largo del año.

Se tendrán en cuenta los efectos de temperatura, las máximas y mínimas radiaciones, tal como se va a exponer a continuación para:

1. Asegurar el funcionamiento del inversor garantizándose la tensión mínima de arranque del mismo.
2. Para no provocar averías en el inversor por sobretensiones.

Con el principal objetivo de maximizar la producción eléctrica.

##### • Número mínimo de paneles:

En primer lugar se calculará el número mínimo de paneles en serie. Para ello, evaluemos el caso más extremo que podemos encontrar, y que será cuando la radiación incidente sobre el plano del generador sea máxima y tengamos 40° de temperatura ambiente.

Teniendo en cuenta que la variación de la tensión en los paneles fotovoltaicos es más sensible con la temperatura, la tensión mínima de funcionamiento del rango de seguimiento del inversor es de 500V en el PV625.

Con estas condiciones de contorno nos aseguramos que el inversor va a estar casi con seguridad siempre en el rango de seguimiento de máxima potencia, optimizando la producción.

Para determinar la temperatura de trabajo de la célula en cualquier situación se utiliza la siguiente expresión:

$$T_C = T_{amb} + I_{inc} \cdot (T_{ONC} - 20) / 800 \quad (3.3)$$

$T_C$  = Temperatura de trabajo de la célula

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente

$I_{inc}$  = Irridancia incidente (Media Anual)

$T_{ONC}$  = Temperatura Operación Normal de la Célula

En el caso vamos a calcular las  $V_{mp}$  cuando tenemos una radiación incidente de 1000 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente de 40° C.

El salto térmico de las células es con respecto a condiciones estándar (25°C) será de:

$$T_c = 40 + 1000 \cdot \frac{(40.5-20)}{800} = 65.63 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.4)$$

$$\text{Salto Térmico} = T_{\text{trabajo de la célula}} - T_{\text{condiciones estándar}} \quad (3.5)$$

$$\text{Salto Térmico} = 65.63 - 25 = 40.63 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.6)$$

Como el fabricante indica la variación con la temperatura a la tensión de máxima potencia podemos calcular la tensión requerida (Coeficiente  $V_{mp}/\text{Temp.} = -0.27\%/K$ )

$$V_{mp}' = 149 * \left(1 - 40.63 * \frac{0.27}{100}\right) = 132.654 \text{ V} \quad (3.7)$$

Con este dato se puede calcular el mínimo número de paneles en serie a conectar teniendo en cuenta que para nuestros inversores la tensión mínima en el punto de seguimiento de máxima potencia es de 500V tenemos:

$$N_{\min} = \frac{V_{\min MP}}{V_{mp}'} = \frac{500}{132.654} = 3.77 \quad (3.8)$$

Con los cuál 4 es la cantidad mínima de módulos a conectar en serie que garantizan el funcionamiento del inversor en su rango de máxima potencia a 1000W/m<sup>2</sup> y 40°C de temperatura exterior.

- **Número máximo de paneles:**

Para el segundo caso extremo, el número máximo de paneles en serie que pueden conectarse al inversor, vendrá dado por el cociente entre la tensión máxima de entrada del inversor y la tensión a circuito abierto de los paneles fotovoltaicos en la situación en la que el inversor arranca con una temperatura ambiente de -10°C y se considera que en esa situación hay un mínimo de radiación incidente de 40W/m<sup>2</sup>.

En el caso que nos ocupa vamos a calcular las Voc cuando tenemos una radiación incidente de 40 W/m<sup>2</sup> y una temperatura ambiente de -10° C.

El salto térmico de las células con respecto a condiciones estándar (25°C) será de:

$$T_c = -10 + 40 \cdot \frac{(40.5-20)}{800} = -8.975 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.9)$$

$$\text{Salto Térmico} = -8.975 - 25 = -33.975 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (3.10)$$

Como el fabricante indica la variación con la temperatura a la tensión a circuito abierto se puede calcular lo requerido (Coeficiente  $V_{oc}/\text{Temp.} = -0.29\%/K$ )

$$V_{oc'} = 190 * \left(1 + 33.975 * \frac{0.29}{100}\right) = 208.22 \text{ V} \quad (3.11)$$

Como la tensión máxima soportada por los inversores es de 1000V, se puede calcular el número máximo de paneles a colocar en serie de la siguiente manera:

$$N_{max} = \frac{V_{max}}{V_{oc'}} = \frac{1000}{208.22} = 4.79 \quad (3.12)$$

Como en todos ellos coincide la cantidad máxima de módulos con la mínima, se establece que los paneles en serie serán de 4.

### b) Número de Series en Paralelo.

El número máximo de módulos en serie que se pueden conectar en paralelo en lo terminales de entrada de los inversores, se calculará tomando en cuenta los peores casos para inyectar la intensidad producida por los grupos de módulos al inversor.

Esto se produce con la intensidad de máxima potencia, en el caso que la temperatura sea ambiente sea elevada (40°C) y tengamos 1000W/m<sup>2</sup>.

El salto térmico de las células es con respecto a condiciones estándar (25°C) será de:

$$T_c = 40 + 1000 * \frac{(40.5-20)}{800} = 65.63 \text{ °C} \quad (3.13)$$

$$\text{Salto Térmico} = 65.63 - 25 = 40.63 \text{ °C} \quad (3.14)$$

Las máximas intensidades admisibles a la entrada del inversor Green Power PV625 son de 1300A.

Las intensidades de máxima potencia a altas temperaturas que tenemos son: (Coeficiente  $I_{sc}/Temp. = 0.059\%/K$ )

$$I_{mp'} = 2.56 * \left(1 + 40.63 * \frac{0.059}{100}\right) = 2.6215 \text{ A} \quad (3.15)$$

Tenemos pues que la cantidad máxima de paralelos a instalar por cada inversor:

$$N_{max} = \frac{I_{max\ inv}}{I_{mp'}} = \frac{1300}{2.6215} = 495 \quad (3.16)$$

Este es el número máximo de paralelos que se pueden asignar a cada una de las entradas del inversor y con lo que se podrá comprobar que todas las instalaciones estarán diseñadas por debajo de la intensidad máxima admisible del inversor ya que nuestra distribución tendrá menos paralelos asociados de los indicados.

### **3.7.2 Distribución:**

Los paralelos de cada uno de los subgeneradores se van agrupando y protegiendo en cajas de concentración. Hay dos niveles de este tipo de cajas. Las de unificación en la cercanía de los módulos, que se les denominará CN1 (Cajas de Nivel 1) y unas de mayor nivel que agrupan las anteriores, que se les denominará CN2 (Cajas de Nivel 2).

#### **a) Cajas de Nivel 1 (CN1):**

Estas cajas se fijan a la parte posterior de las estructuras, bajo los módulos.

En el diseño planteado se unirán 14 “T-paralelos”. Los paralelos de 4 celdas en serie se unirán de tres en tres in situ en las estructuras mediante los conectores tipo T-Branch, esta unión de 3 paralelos se les denominará “T-paralelos”

Estas cajas tendrán como mínimo: Un interruptor de corte de carga de 150 A, Descargadores de Sobretensión (Varistores) y fusibles de protección.

#### **b) Cajas de Nivel 2 (CN2):**

Las cajas de nivel 2 agruparán líneas provenientes de las CN1 a la entrada del inversor.

Para la distribución se usará 8 CN2 en cada una de los CFI (Sub-Generadores) y todas ellas agrupan la salida de 3 CN1.

Estas cajas tendrán como mínimo: Un interruptor de corte de carga de 400 A, esta caja se ubicará en la caseta a usar para los inversores.

### **3.7.3 Conductores:**

En el recorrido de BT desde la generación en los módulos hasta la entrega en la celda de MT se realiza mediante diversos tramos de conductores con características y secciones diferentes.

#### **a) De módulos a CN1:**

Se recomienda, tomando como ejemplo plantas similares en el sistema, utilizar conductores de cobre de 4 mm<sup>2</sup>.

#### **Justificación:**

Estos cables se unen a los módulos por medio de conectores tipo Multicontacto y entre ellos con conectores T-Branch formando agrupaciones de 3 paralelos.

En este tramo la mayor intensidad de cálculo corresponde a la Corriente de Cortocircuito del módulo TS-370 en un T-paralelos (3 paralelos).

$$I' = 3 * 3.17 = 9.51A \quad (3.17)$$

La intensidad máxima admisible para este tipo de conductor de 4mm<sup>2</sup>, sobre bandeja perforada con múltiples circuitos en contacto es de 32,29A, siendo mayor que la circulante.

**b) De CN1 a CN2:**

Se recomienda, tomando como ejemplo plantas similares, utilizar conductores de aluminio de secciones de 150 a 300 mm<sup>2</sup>.

**Justificación:**

En este tramo la mayor intensidad de cálculo corresponde a la intensidad de las cajas CN1 en las que se unen 14 T-paralelos TS-370.

$$I' = 14 * 9.51 = 133.14A \quad (3.18)$$

El menor conductor recomendado (150mm<sup>2</sup>) tiene una intensidad máxima admisible de 135,07A en el caso de nos ocupa, enterrado bajo tubo, con un circuito por tubo y múltiples tubos en contacto.

**c) De CN2 a Inversor:**

Se recomienda, tomando como ejemplo plantas similares en el sistema, utilizar conductores de cobre de 240 mm<sup>2</sup>.

**Justificación:**

En este tramo la mayor intensidad de cálculo corresponde a la intensidad de las cajas CN2 en las que se unen 3 salidas de las cajas CN1.

$$I' = 3 * 133.14 = 399.42A \quad (3.19)$$

La intensidad máxima admisible para este tipo de conductor sobre tubo o canaleta es de 474,72A, siendo mayor que la máxima calculada.

**d) De Inversor a Centro de Transformación:**

Ubicados en el interior de la caseta del inversor, se recomienda utilizar conductor de Cu XLPE y yendo 4 cables de 240mm<sup>2</sup> en cada inversor.

### Justificación:

Para cada uno de los inversores tenemos: 625 KW con salida a 300 V

$$I = \frac{625 \times 1000}{\sqrt{3} \times 300} = 1204 \text{ A} \quad (3.20)$$

Damos un 25% adicional como coeficiente de seguridad:

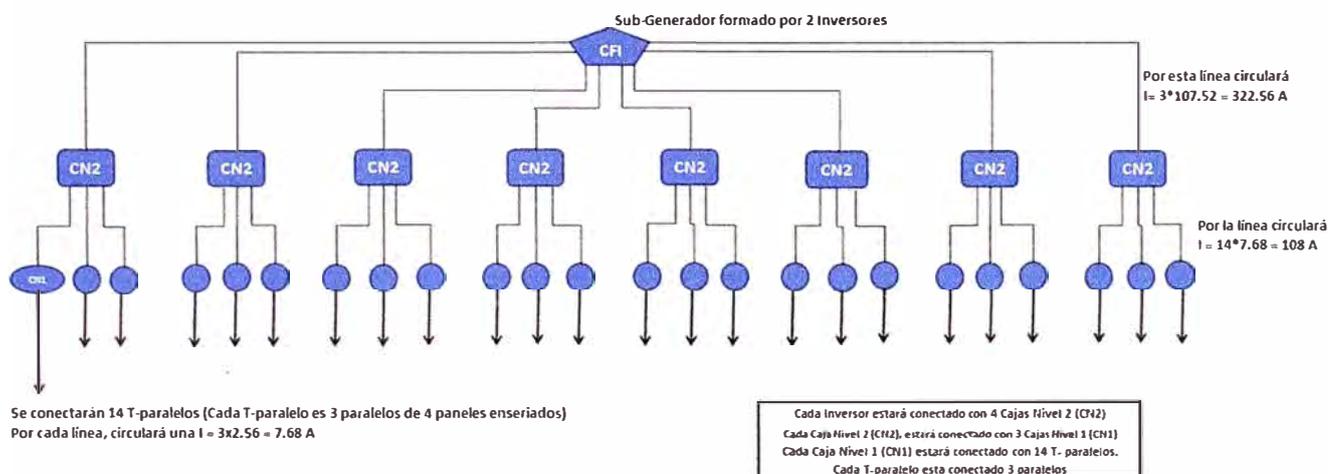
$$I = 1204 \times 1.25 = 1505 \text{ A} \quad (3.21)$$

Se tiene 4 cables/fase tenemos una intensidad circulante por cada cable de:

$$I_c = \frac{1505}{4} = 376 \text{ A} \quad (3.22)$$

La intensidad máxima admisible para este tipo de conductor en tubo o canaleta es 402,96A siendo esta mayor que la circulante calculada

### 3.7.4 Esquema Eléctrico:



**Fig. 3.5** Esquema de Conexión

En la Figura 3.5 se puede observar un esquema básico de uno de los 16 Sub-Generadores que agrupa la Central Fotovoltaica “San José”. Cada Sub-Generador cuenta con 2 inversores con lo cual cada uno de estos estará conectado a 4 cajas de Nivel 2 (CN2) y cada caja de Nivel 2 estará conectada a 3 cajas de Nivel 1 (CN1). Ya en las cajas de Nivel 1 (CN1) se conectarán los paneles fotovoltaicos.

Los centros de transformación (sub-generadores) repartidos por toda la Central Fotovoltaica se llegará a las celdas de protección situadas en el centro de entrega, a un embarrado común, en el que también se situará una celda de medida, una de protección

general y una celda de salida para completar y cerrar el anillo de conexión con otros sub-generadores.

Se dispondrá una red de Servicios Auxiliares para llevar alimentación auxiliar a los equipos generales del proyecto: seguridad, comunicaciones, estación meteorológica. Se dispondrá de un cuadro general BT en cada caseta de inversores/transformadores desde el que saldrán los Servicios Auxiliares propios de cada instalación, como son alimentación de extractores, luz y otros.

En la subestación de generación se contará con un transformador de potencia en la relación de transformación 23 kV/138 kV. Esta subestación dispondrá con 2 celdas en 23 KV para la llegada de conexión de los anillos, una celda para Servicios Auxiliares propios, celdas de medida y celdas de protección tanto en el lado de Alta Tensión como el de Media Tensión. La línea de evacuación o de transmisión deberá tener capacidad para evacuar la totalidad de la energía producida en la planta cumpliendo todos los requisitos de líneas alta tensión. La medición de energía generada se realizará mediante contador principal y contador redundante en MT verificado y homologado según requerimientos.

### 3.7.5 Estudio Energético

#### a) Energía Disponible en la Localidad

Se debe recoger información de la radiación diaria media por mes para todos los meses del año y estos valores están calculados para superficies horizontales.

**TABLA N° 3.10 Radiación Diaria Media Mensual (KWh/m<sup>2</sup>)**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
8.467	6.758	7.595	6.191	5.688	5.397	5.825	6.215	7.065	7.171	8.413	8.123

#### b) Pérdidas por Orientación:

La radiación sobre los paneles colocados en una determinada orientación ( $\alpha, \beta$ ) se obtiene con los factores de corrección K para superficies inclinadas. Se hará uso de la fórmula (3.23) la cual se tomó de acuerdo a lo indicado por Fernández Salgado (2010) [4].

$$G_{dm}(\alpha, \beta)_{mes} = G_{dm}(0)_{mes} \cdot K \cdot F_s \quad (3.23)$$

$F_s$  = Factor de Sombreado

K = Factor de Corrección para superficies inclinadas

**TABLA N° 3.11 Factores “K” para superficies inclinadas con una latitud de 16°**

°	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
-5	1.005	0.994	0.949	0.953	0.932	0.919	0.923	0.944	0.946	0.988	1.001	1.010
0	0.995	0.993	0.964	0.991	0.993	0.993	0.993	0.992	0.989	0.992	0.998	0.995
5	0.978	0.987	0.975	1.030	1.049	1.064	1.060	1.037	1.006	0.991	0.989	0.973
10	0.957	0.977	0.981	1.056	1.100	1.129	1.021	1.076	1.019	0.984	0.972	0.946
15	0.930	0.962	0.983	1.079	1.145	1.187	1.175	1.110	1.027	0.973	0.954	0.913
20	0.902	0.944	0.979	1.097	1.183	1.238	1.223	1.137	1.030	0.957	0.929	0.880
25	0.870	0.921	0.971	1.109	1.215	1.282	1.263	1.157	1.027	0.963	0.896	0.842

Con lo cual se calcula los valores de Radiación Diaria Media Mensual en el plano de los paneles, con una latitud de 16° y se elige una inclinación fija de 15°.

**TABLA N° 3.12 Radiación Diaria Media Mensual en el plano de los paneles, con una latitud de 16° y una inclinación fija de 15°.**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
7.874	6.501	7.466	6.680	6.513	6.406	6.844	6.899	7.256	6.977	8.026	7.416

### c) Pérdidas por temperatura:

En el generador fotovoltaico se producen unas pérdidas de potencia del orden de 2% al 4% por cada aumento de 15°C de la temperatura de operación. En la práctica la temperatura de operación de los módulos depende de: irradiación, temperatura ambiente, velocidad del viento y posición de los módulos.

La temperatura de operación de un panel fotovoltaico o temperatura de trabajo se calcula.

$$T_C = T_{amb} + R \cdot (T_{ONC} - 20) / 800 \quad (3.24)$$

$T_C$  = Temperatura de trabajo de la célula

$T_{amb}$  = Temperatura ambiente

$R$  = Irradiancia solar en  $W/m^2$

$T_{ONC}$  = Temperatura Operación Normal de la Célula

La temperatura de operación de los paneles solares de nuestro proyecto es la siguiente:

**TABLA N° 3.13 Temperatura de operación de los paneles solares**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
36.690	32.370	34.971	33.220	33.250	33.830	33.570	33.272	35.087	35.313	36.583	36.012

Las pérdidas por temperatura: [4]

$$P_{temp} = \delta(T_C - 25) \cdot 100 (\%) \quad (3.25)$$

$T_C$  = Temperatura de trabajo de la célula

$\delta$  = Coeficiente de degradación (Coef.  $\frac{\text{Potencia}}{\text{Temperatura}}$ )

Las pérdidas por temperatura para el proyecto desarrollado son las siguientes:

**TABLA N° 3.14 Pérdidas por Temperatura**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0.0245	0.0155	0.0209	0.0173	0.0173	0.0185	0.0180	0.0174	0.0212	0.0217	0.0243	0.0231
2.45%	1.55%	2.09%	1.73%	1.73%	1.85%	1.8%	1.74%	2.12%	2.17%	2.43%	2.31%

#### d) Eficiencia Energética de la Instalación:

La eficiencia o Performance Ratio varía en el tiempo y se estima mediante la fórmula: [4]

$$PR (\%) = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F \quad (3.26)$$

Donde:

$$A = A_1 + A_2 + A_3$$

$A_1$  = Pérdidas por dispersión de parámetros de los módulos,  $A_2$  = Pérdidas por polvo y suciedad,

$A_3$  = Pérdidas angulares y espectrales.

$P_{temp}$  = Pérdidas por temperatura

B = Pérdidas en los cableados CC (Continua)

C = Pérdidas en los cableados CA (Alterna)

D = Pérdidas por disponibilidad de la instalación

E = Eficiencia del Inversor

F = Pérdidas por mal seguimiento del punto de máxima potencia

Para nuestro proyecto usaremos los siguientes valores, de acuerdo a las fichas técnicas y recomendaciones.

**TABLA N° 3.15 Factores o Porcentajes de Pérdidas**

Performance Ratio (PR)		
T onc	40.5	Temperatura de Operación Nominal de un panel
Ef. Inversor	0.983	Eficiencia
P. D. P	0.024	Pérdida por Dispersión de Parámetros
P.P.S.	0.03	Pérdida por Polvo y Suciedad
A y E	0.01	Angulares y Espectrales
CC	0.015	Pérdidas por Cableado en CC
CA	0.01	Pérdidas por Cableado en CA
PMP	0.02	Pérdida por mal seguimiento del punto de Max Potencia
PDI	0.025	Pérdida por Disponibilidad de la instalación

El Performance Ratio de nuestro proyecto mensualmente es la siguiente:

**TABLA N° 3.16 Performance Ratio o Eficiencias Mensuales**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0.835	0.843	0.838	0.841	0.841	0.840	0.841	0.841	0.838	0.837	0.835	0.836

Con lo cual la eficiencia anual para nuestro proyecto es:

$$\text{Eficiencia Anual (PR)} = \mathbf{0.839}$$

**e) Hora Sol Pico (HSP):**

$$\text{HSP} = \frac{G_{dm}(0)}{1000 \text{ W/m}^2} \quad (3.27)$$

**TABLA N° 3.17 Horas Sol Pico Mensuales**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
8.467	6.758	7.595	6.191	5.688	5.397	5.825	6.215	7.065	7.171	8.413	8.123

**f) Irradiancia Media (R):**

$$R = \frac{\text{HSP} \cdot 1000}{N} \quad (3.28)$$

N = Horas Diarias Promedio Sol

**TABLA N° 3.18 Horas Diarias Promedio Sol (N)**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
13	14	13	12	11	10	11	12	12	12	13	13

Cálculo de Irradiancia Media para nuestro proyecto: ( $\text{W/m}^2$ )

**TABLA N° 3.19 Irradiancia Media Mensual**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
651.308	482.714	584.231	515.917	517.091	539.700	529.545	517.917	588.750	597.583	647.154	624.846

**g) Estimación de la Producción Energética:**

Se calcula la estimación de la energía eléctrica producida, con la siguiente fórmula (3.29) de acuerdo a lo indicado por Fernández Salgado (2010) pag. 55-58 [4].

$$E = \frac{\text{PR} \cdot P_p \cdot G_{dm}(\alpha, \beta)}{G_{real}} \quad (3.29)$$

$G_{dm}(\alpha, \beta)$  = Irradiancia con determinada orientación

$G_{real}$  = Irradiancia real ( $1000 \text{ W/m}^2$ )

PR = Performance Ratio

$P_p$  = Potencia pico nominal de la instalación

**TABLA N° 3.20 Producción energética mensual por día para el proyecto (kWh/día)**

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Setiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
135280.256	112801.971	128771.491	115680.967	112775.527	110784.088	118431.338	119451.854	125113.912	120251.315	137920.133	127610.705

**TABLA N° 3.21 Producción Media Mensual y Anual**

	Número de Días	Producción Media Diaria (kWh/día)	Producción Media Mensual (MWh)
Enero	31	135280.26	4193.688
Febrero	28	112801.97	3158.455
Marzo	31	128771.49	3991.916
Abril	30	115680.97	3470.429
Mayo	31	112775.53	3496.041
Junio	30	110784.09	3323.523
Julio	31	118431.34	3671.371
Agosto	31	119451.85	3703.007
Setiembre	30	125113.91	3753.417
Octubre	31	120251.32	3727.791
Noviembre	30	137920.13	4137.604
Diciembre	31	127610.71	3955.932
<b>Producción Anual (MWh)</b>			<b>44583.175</b>

Con lo cual el proyecto Central Solar Fotovoltaica “San José” con los cálculos realizados tendría una producción anual de Energía Activa de **44.58 GWh**.

### **3.7.6 Condiciones para la Puesta en Operación Comercial:**

Para nuevas instalaciones sean de Generación o Transmisión, se debe seguir y cumplir las pautas del Procedimiento Técnico N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN” el cual fue aprobado mediante Resolución OSINERGMIN N° 035-2013-OS/CD.

Este Procedimiento Técnico tiene como objetivo establecer los requisitos, condiciones, responsabilidades y pasos necesarios para la conexión, modificación y el retiro de instalaciones eléctricas en el SEIN, así como para el inicio y conclusión de la operación comercial de las unidades o centrales de generación, y la integración de instalaciones de transmisión, de acuerdo a los principios y normas que regulan las funciones del COES. Establecer los criterios y requisitos mínimos para el diseño de las instalaciones eléctricas que se conecten al SEIN.

Los productos de este Procedimiento son los documentos:

- Certificado de Conformidad del Estudio de Pre Operatividad.
- Certificado de Conformidad del Estudio de Operatividad.
- Aprobación de la Conexión de Instalaciones al SEIN.
- Certificado de Inicio de la Operación Comercial.
- Certificado de la Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN.
- Certificado de Conclusión de la Operación Comercial.
- Certificado de Retiro de Instalaciones del SEIN.

**a) Definiciones:**

**Certificado de Inicio de Operación Comercial:** Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la unidad o central de generación, con el cual acredita la fecha de Inicio de la Operación Comercial.

**Certificado de Retiro de Instalaciones del SEIN:** Es el documento emitido por el COES dirigido a la empresa titular de la instalación, con el cual acredita el retiro de la instalación del SEIN.

**Certificado de Conformidad:** Es el documento emitido por el COES, dirigido al Titular del Proyecto, a través del cual da su conformidad técnica a los Estudios de Pre Operatividad y/u Operatividad presentados.

**Operación Comercial:** Calificación que el COES otorga a una unidad o a una central de generación que se encuentra a disposición del COES para su operación en el SEIN.

Las definiciones tomadas son de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 20-COES (2013) [5].

**b) Responsabilidades del COES:**

- Revisar que los diseños de las instalaciones eléctricas presentados por los Titulares de los Proyectos, cumplan los requisitos y criterios mínimos establecidos.
- Recibir y evaluar las solicitudes presentadas por los Titulares de los Proyectos, en el marco del Procedimiento.
- Pronunciarse oportunamente sobre las solicitudes, documentación y absolución de observaciones que presenten los Titulares de los Proyectos.
- Requerir aclaraciones, precisiones o información adicional que considere pertinente.
- Emitir el Certificado de Conformidad
- Aprobar la conexión de instalaciones al SEIN.
- Emitir el Certificado de Inicio de Operación Comercial de una unidad o una central de generación.
- Emitir el Certificado de Integración de Instalaciones de Transmisión en el SEIN.

**c) Proceso de Gestión del Estudio de Pre Operatividad:**

El Estudio de Pre Operatividad tiene carácter obligatorio para nuevas instalaciones, y reubicación de instalaciones. Para el caso de proyectos de reconstrucción, repotenciación,

ampliación y/o reconversión de equipos y/o componentes en instalaciones existentes, el COES determinará la necesidad de presentar un EPO.

Para el desarrollo del EPO, el Titular del Proyecto deberá presentar una carta al COES, con la siguiente información sobre su proyecto:

- Punto de Conexión.
- Diagrama unifilar en medio digital e impreso.
- Ubicación geográfica.
- Zona de influencia del Proyecto.
- Características generales.

El EPO deberá desarrollarse sobre la base de instalaciones existentes, instalaciones en ejecución, proyectos que cuenten con un Certificado de Conformidad vigente o que se encuentran en el Plan de Transmisión.

El Titular del Proyecto deberá remitir el EPO con la información solicitada en un ejemplar impreso, y una versión digital en un disco óptico o en un medio de almacenamiento portátil.

El COES deberá pronunciarse con relación al EPO, dentro de los veinte (20) días hábiles contados desde su presentación completa. No obstante, según sean las características del proyecto, el COES podrá ampliar dicho plazo hasta por un máximo de diez (10) días hábiles adicionales, lo que será comunicado al Titular del Proyecto. Antes del vencimiento de este plazo, en casos especiales, el COES podrá ampliarlo de manera justificada. [5]

El COES, dentro de los cinco (05) días hábiles de haber recibido la versión completa del EPO, enviará una copia digital de éste a los Terceros Involucrados, con el fin de que emitan sus observaciones. Al respecto, los Terceros Involucrados del Punto de Conexión, deberán pronunciarse sobre el estudio, y la existencia y disponibilidad del espacio físico a ser considerado en el diseño de las nuevas instalaciones en el marco del EPO. Transcurrido este plazo sin recibir comentario alguno, se considerará que los Terceros Involucrados no tienen observaciones sobre el EPO.

El COES revisará el EPO y las observaciones de los Terceros Involucrados y comunicará al Titular del Proyecto las observaciones al EPO que deben ser subsanadas, y los requisitos adicionales o las limitaciones existentes en el Punto de Conexión.

De no encontrar observaciones, el EPO será aprobado por el COES que emitirá el Certificado de Conformidad respectivo. Una copia del Estudio de Pre Operatividad aprobado será remitida al OSINERGMIN, en la misma fecha que al Titular del Proyecto.

**d) Proceso de Gestión del Estudio de Operatividad:**

El COES deberá pronunciarse con relación al EO, dentro de los veinte (20) días hábiles contados desde su presentación completa. No obstante, según sean las características del proyecto, el COES podrá ampliar dicho plazo hasta por un máximo de diez (10) días hábiles adicionales, lo que será comunicado al Titular del Proyecto. Antes del vencimiento de este plazo, en casos especiales, el COES podrá ampliarlo de manera justificada.

El COES revisará el EO y las observaciones de los Terceros Involucrados y comunicará al Titular del Proyecto las observaciones al EO que deben ser subsanadas, y los requisitos adicionales o las limitaciones existentes en el Punto de Conexión.

De no encontrar observaciones, el EO será aprobado por el COES que emitirá el Certificado de Conformidad respectivo. Una copia del Estudio de Operatividad aprobado será remitida al OSINERGMIN, en la misma fecha que al Titular del Proyecto. Texto indicado en el Procedimiento Técnico N° 20- COES (2013) [5].

**3.7.7 Operación Comercial**

La calificación de Operación Comercial se otorga a una unidad o a una central de generación a solicitud de la empresa titular, y constituye un requisito previo para su operación en el SEIN conforme a los Procedimientos Técnicos del COES. Asimismo, para solicitar la Operación Comercial, la empresa titular deberá contar con la calidad de Integrante Registrado del COES.

En el caso de CGC con varias unidades de generación, la Operación Comercial se otorgará a la central considerando todas las posibles combinaciones operativas de sus unidades (modos de operación declarados en las fichas técnicas).

Los modos de operación e inflexibilidades operativas contenidas en las Fichas Técnicas tendrán un periodo mínimo de vigencia de 4 años. Dicha información podrá ser modificada antes de este plazo únicamente cuando la unidad de generación entre en servicio después de un mantenimiento Mayor o de una repotenciación, o después de una conversión a ciclo combinado, o en general cuando las premisas técnicas que sustentan dichas inflexibilidades varíen en forma relevante.

En el caso de CGNC (No Convencionales) la Operación Comercial se otorgará a la central de generación. En el caso de una nueva unidad o central de generación, la empresa titular

deberá haber culminado con las Pruebas de Puesta en Servicio y deberá presentar una solicitud dirigida al COES, adjuntando en medio digital, la información descrita:

**a) Documentos a Presentar con la Solicitud de Operación Comercial de Instalaciones de Generación**

- Ajustes de los relés de protección, de acuerdo a lo que efectivamente se encuentre en la instalación, ajustados en el campo. Estos ajustes deberán ser entregados en el formato que el COES disponga.
- Resultados de las pruebas de arranque y toma de carga, indicando la potencia generada o transmitida durante las pruebas, dicha información puede ser obtenida de los medidores de energía. Esta información será usada para verificar la máxima potencia generada durante pruebas o la máxima potencia transmitida.
- En caso de unidades de generación hidráulica, junto con la solicitud de Operación Comercial, se adjuntará el Estudio Hidrológico para el cálculo de la Potencia Garantizada.
- En todas las unidades de generación térmica o hidráulica se deben haber efectuado satisfactoriamente las pruebas de determinación de la potencia efectiva y rendimiento.

En caso los ensayos de medición no pudieran ser realizados antes del inicio de Operación Comercial, se aceptará la potencia efectiva y rendimiento declarados por la empresa titular, sustentados en las pruebas de recepción, hasta por un plazo máximo de:

- Para unidades térmicas, un mes a partir de la aceptación de su operación comercial.
- Para unidades hidroeléctricas, se definirá en cada caso, no debiendo exceder de un año a partir de la aceptación de su operación comercial.

En el caso de CGNC no es un requisito la realización de las pruebas de potencia efectiva y rendimiento.

Luego de verificado el cumplimiento de los requisitos y el levantamiento de observaciones, el COES emitirá el Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, cuya fecha de Inicio de Operación Comercial será posterior a la emisión de este certificado. Una copia del Certificado de Inicio de Operación Comercial de la unidad o central de generación, será remitida al OSINERGMIN, para sus fines de supervisión, en la misma fecha que al Titular del Proyecto. El COES podrá disponer la suspensión de la Operación Comercial de la unidad o central de generación cuando:

- La documentación y/o información remitida por la empresa titular sea incorrecta.
- La empresa titular no realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento en los plazos establecidos.

Dicha suspensión surtirá efecto a partir de la notificación de dicha falta, por parte del COES. La suspensión de Operación Comercial concluirá cuando la empresa titular remita la información veraz/correcta, o realice las pruebas de potencia efectiva y rendimiento, citado de acuerdo a lo indicado en el Procedimiento Técnico N° 20- COES (2013) [5].

### b) Requisitos Técnicos Mínimos a cumplir por Centrales de Generación No Convencional al SEIN

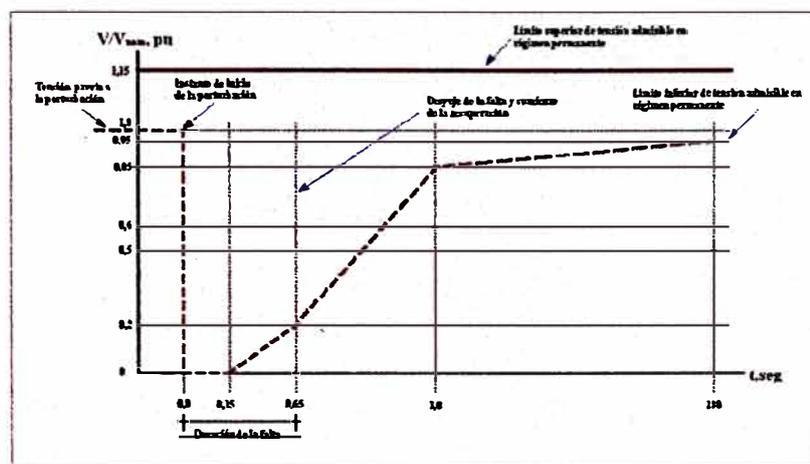
Se establecen los requisitos mínimos que han de cumplir las protecciones de las CGNC a efectos de garantizar la continuidad de suministro frente a huecos de tensión.

Las CGNC deberán garantizar que ante huecos de tensión se cumpla que:

Los sistemas de protección no la desconecten como consecuencia de la aparición de huecos de tensión en el punto de conexión asociado a cortocircuitos correctamente despejados según la curva tensión-tiempo.

### c) Perfil de los Huecos de Tensión:

La CGNC y todos sus componentes deben ser capaces de permanecer conectados al SEIN con los perfiles de magnitud y duración del hueco de tensión, mostrados en la figura 3.6. Es decir, no se producirá la desconexión en la parte superior a la envolvente dibujada por la línea punteada de la figura 3.6, la cual representa la tensión fase a tierra en p.u. en las fases falladas, en caso de cortocircuitos trifásicos, bifásicos a tierra y monofásicos.



**Fig. 3.6** Curva tensión-tiempo del sistema de protección de tensión por fase en el punto de conexión

Las CGNC deben equiparse con funciones de protección de tensión por fase cuyas magnitudes de ajuste puedan adaptarse a las exigencias descritas en este numeral.

El cumplimiento de las exigencias de continuidad de suministro de una CGNC ante huecos de tensión es responsabilidad exclusiva del titular de la instalación, que debe adoptar las medidas de diseño y/o control necesarias para que la misma cumpla con los criterios técnicos establecidos ante huecos de tensión. A su vez, deberá presentar un certificado de cumplimiento de huecos de tensión, emitido por laboratorios acreditados o entidades de certificación acreditadas.

#### d) Inyección de corriente durante el hueco de tensión

Durante la duración del hueco de tensión, el sistema de control de tensión/potencia reactiva de la CGNC debe garantizar que no se consuma potencia reactiva en el punto de conexión. El aporte de corriente reactiva por parte de la central en el punto de conexión, durante el hueco de tensión, debe ser ajustado por un sistema de control automático de tensión similar al regulador de tensión de los generadores convencionales cumpliendo los siguientes requisitos:

- El control debe iniciar su funcionamiento en el momento en que la tensión eficaz en el punto de conexión se reduce por debajo de 0,85 pu, como se muestra en la figura 3.7, que presenta la curva de corriente reactiva admisible frente al perfil del hueco de tensión en valores por unidad, en el punto de conexión.
- La corriente reactiva debe estar siempre en la zona gris de la figura 3.7 y la velocidad de respuesta del controlador debe ser tal que se alcance al menos el 90% de la corriente nominal antes de transcurridos 150 ms desde la detección de la falla.

La inyección de corriente reactiva deberá responder a una pendiente de corriente reactiva/tensión predeterminada según la rampa indicada en la figura 3.7.

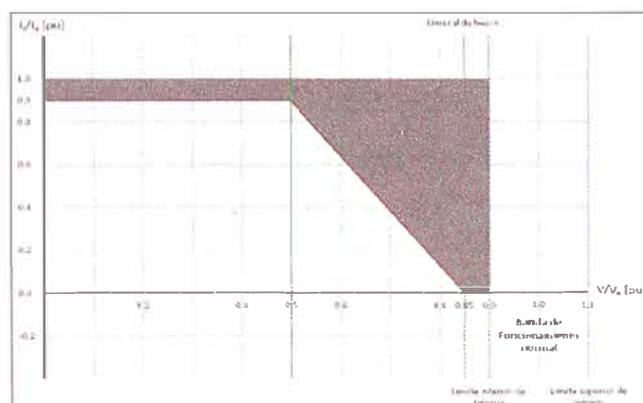


Fig. 3.7 Curva de Intensidad Reactiva  $I_r$ -Tensión en el punto de conexión

La maximización de corriente reactiva deberá continuar al menos hasta que la recuperación de la tensión alcance niveles de operación en régimen normal.

#### e) Sistema de Comunicación y Control Externo



**Fig. 3.8** Centro de Control COES-SINAC

Los titulares de generación deberán contar con un centro de control centralizado (CCCGNC) y cumplir con la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados (NTCOTR).

#### 3.7.8 Centrales Fotovoltaicas con Operación Comercial en el Perú

Actualmente se cuenta con 80 MW Solares Fotovoltaicos instalados en el SEIN.

**TABLA N° 3.22** Centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú

Central FV	Ubicación	Potencia (MW)	Energía Anual Ofertada (MWh)
Majes	Arequipa	20	37630
Repartición	Arequipa	20	37440
Tacna	Tacna	20	47196
Panamericana	Moquegua	20	50676

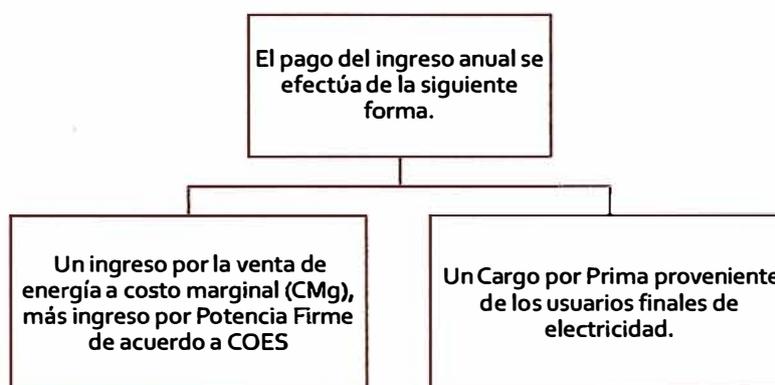
Las cuales fueran adjudicadas a través de la Primera Subasta de Generación con Energía Renovable organizada por OSINERGMIN con un trabajo conjunto con el Ministerio de Energía y Minas. La información se obtuvo de la página web de OSINERGMIN [6].

#### a) Mecanismos de Promoción:

- Existen otros mecanismos (Feed-in Tariffs) para promocionar los RER, pero en el Perú se ha optado por subastas.

- Las subastas serán convocadas con periodicidad no menor a 2 años
- El Comité encargado de conducir todo el proceso de subasta estará integrado por tres (03) miembros: dos (02) designados por OSINERGMIN y uno (01) designado por el Ministerio de Energía y Minas.
- Se subasta la Energía Requerida en MWh/año (tecnologías biomasa, eólica, solar, geotérmica y mareomotriz) más un adicional de pequeñas hidroeléctricas (menores a 20 MW).
- Estas Centrales de Generación tendrán prioridad en el despacho diario y acceso a las redes de Transmisión y Distribución.
- El MINEM fija un porcentaje objetivo cada 5 años. Para los primeros 5 años es el 5% del consumo nacional (Máxima Demanda Anual)
- La Tarifa de Adjudicación es la tarifa que se garantiza a cada adjudicatario por la venta de su producción de energía, expresada en US\$/MWh, esta tarifa es garantizada a cada adjudicatario por las Inyecciones Netas de Energía hasta el límite de su Energía adjudicada.
- Prima: Es el monto anual que se requiere para que el Concesionario reciba el Ingreso Garantizado, una vez descontado los Ingresos netos recibidos por las Transferencias determinadas por COES (En nuestro caso solo por Energía Activa).

#### b) Remuneración de las Centrales de Generación con Recursos Renovables

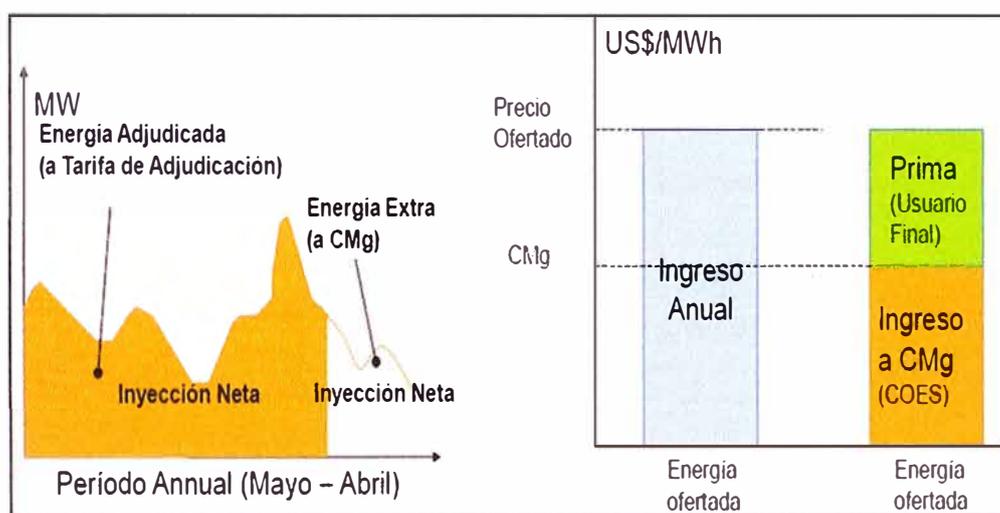


**Fig. 3.9** Esquema de Ingresos

El Cargo de la Prima está incluido dentro del pago por el Peaje del Sistema Principal y Garantizado lo cual es pagado por la demanda (Usuario Final). Este cargo es calculado

para cada central de generación RER y es publicada en cada periodo de emisión de la Fijación Tarifaria emitida por OSINERGMIN anualmente, en el mes de Mayo, este cargo trata de cubrir y asegurar el Ingreso Anual de la Energía inyectada al Sistema por las Centrales Generadores RER a su Tarifa de Adjudicación. Lo cual es indicado en la Resolución N° 001-2010-OS-CD/OSINERGMIN (2010) [6].

Dado que hasta que se mantenga en vigencia mecanismos como el DU 049-2008, la Tarifa de Adjudicación de las Centrales Fotovoltaicas van a superar siempre a los Costos Marginales que están en un tope de 313.5 S./MWh.

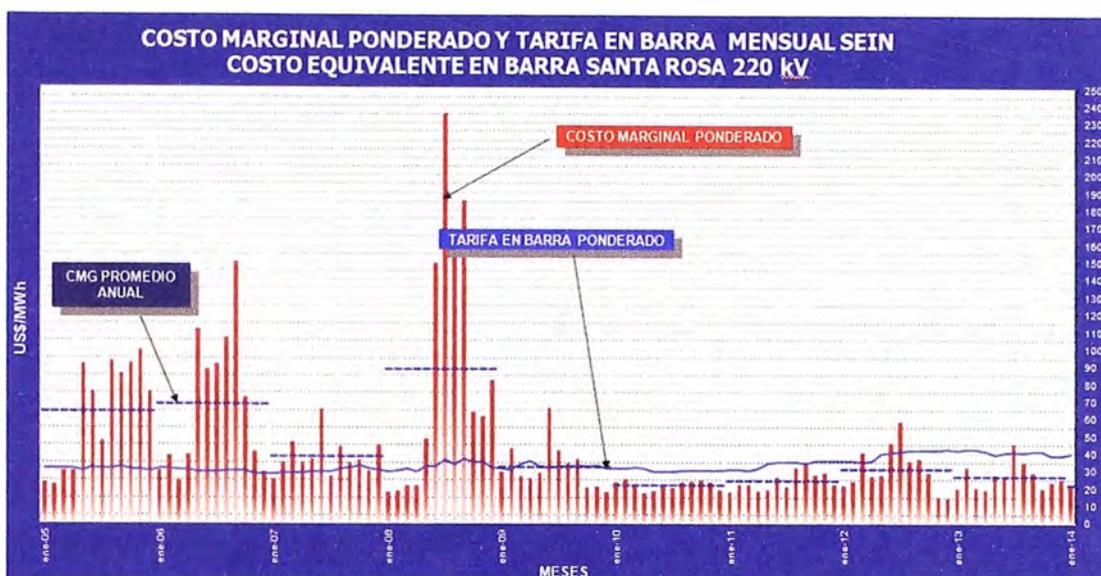


**Fig. 3.10** Esquema de Sistema de Ingresos por Proceso de Subasta

En la figura 3.10 se observa el Esquema de Ingresos por Subasta en donde las Inyecciones Netas de Energía de la central de generación, hasta el límite de la adjudicada, serán remuneradas a la Tarifa de Adjudicación (US\$/MWh).

Las Inyecciones netas de Energía en exceso se remunerarán al precio del SPOT, hasta que se mantenga en vigencia mecanismos como el Decreto de Urgencia 049-2008, la Tarifa de Adjudicación de las Centrales Fotovoltaicas van a superar siempre a los Costos Marginales (SPOT) que están fijadas en un precio tope de 313.5 S./MWh, la cual es menor al precio esperado por la energía inyectada al Sistema.

La información se obtuvo de la Sub-Dirección de Transferencias del COES a través de su página web. [www.coes.org.pe](http://www.coes.org.pe) [8].



**Fig. 3.11** Evolución de los Costos Marginales en el Mercado SPOT

**TABLA N° 3.21** Tarifas Adjudicadas de Centrales Solares Fotovoltaicas en el Perú

Central FV	Potencia (MW)	Precio Adjudicado (\$/MWh)
Majes	20	222.5
Repartición	20	223
Tacna	20	225
Panamericana	20	215

Si las Inyecciones Netas de Energía más la Energía dejada de inyectar por causas ajenas al Generador RER sean menores a la Energía Adjudicada, la Tarifa de Adjudicación será reducida aplicando un “Factor de Corrección”.

$$FC = \frac{\text{Inyecciones Netas de Energía} + \text{Energía dejada de Inyectar por causas ajenas}}{\text{Energía Adjudicada}} \quad (3.30)$$

Solo se activa este factor cuando este es menor a 1.

Además a partir del décimo tercer mes de la Puesta en Operación Comercial, la empresa generadora puede solicitar la Reducción de Energía Adjudicada por única vez en no más del 15% de la Energía Adjudicada Inicial. Esto ayuda en el caso de que se tenga estudios y experiencias anteriores de no poder cumplir con la Energía Adjudicada y así evitar que la Tarifa de Adjudicación se vea afectada por el Factor de Corrección. Lo mencionado se obtuvo gracias a informaciones brindadas por COES y OSINERGMIN [6] y [8].

## CONCLUSIONES

1. Para el diseño sistema fotovoltaico conectado a la red, que incluye los cálculos necesarios para determinar la radiación solar, la posición del panel, cálculo del número de paneles y cálculo del rendimiento energético de la instalación. Se han tomado de proyectos similares, pero fueron analizados y algunos mejorados para tener una comprensión idónea.
2. La producción energética de nuestro proyecto (MWh) comparado con otros sistemas fotovoltaicos ya operando en el Sistema Eléctrico Peruano con similares potencias instaladas, se encuentra en un valor aceptable a ofertar.

Central FV	Ubicación	Potencia (MW)	Energía Anual Ofertada (MWh)
Majes	Arequipa	20	37630
Panamericana	Moquegua	20	50676

3. Para la viabilidad del proyecto, la energía deberá venderse a un precio que nos asegure recuperar la inversión, se puede ofertar a través de los mecanismos mencionados en el estudio como son las Subastas, siendo el próximo a realizarse en el 2015.
4. Para poder conectarnos al SEIN, es recomendable que la Central Fotovoltaica este próxima a una Subestación de Potencia, en este caso SE Repartición (REP) aproximadamente a 7.5 Km, lo cual es una ventaja ya que se tendrá menos pérdidas y podemos evacuar la energía a la red cumpliendo con lo estipulado por el proyecto.
5. Para finalizar podemos decir que el camino de las energías renovables está en marcha y es aceptado por la sociedad debido a las múltiples ventajas que tiene y que es consecuencia del cambio climático de la emisión de los gases que gran parte de ellos provenientes de la generación de energía, es lógico suponer que el sector fotovoltaico experimentará un gran impulso en los próximos años, con el consiguiente beneficio ecológico y abrirá un gran abanico de posibilidades a la industria fotovoltaica y a los inversionistas públicos o privados que apuesten por esta tecnología.

## **BIBLIOGRAFIA**

Javier Méndez Muñiz, Rafael Cuervo García, “Energía Solar Fotovoltaica”, Fundación Confemetal – España, 2010.

- [2] Agustín Castejón Oliva, Germán Santamaría Herranz, “Instalaciones Solares Fotovoltaicas”, Editorial Editex – España, 2010.
- [3] Fichas y Especificaciones Técnicas de los Fabricantes:  
T-Solar / Módulos Fotovoltaicos: [www.tsolar.com](http://www.tsolar.com)  
Inversor / Power PV625: [www.greenpower.es](http://www.greenpower.es)
- [4] José María Fernández Salgado, “Compendio de Energía Solar Fotovoltaica, Térmica y Termoeléctrica”, Editorial Antonio Madrid Vicente – España, 2010.
- [5] Procedimiento Técnico N° 20 “Ingreso, Modificación y Retiro de las instalaciones en el SEIN” (COES).
- [6] Página Web de Osinergmin: [www.osinergmin.org.pe](http://www.osinergmin.org.pe).
- [7] Resolución N°001-2010-OS-CD “Procedimiento de Cálculo de la Prima para la Generación de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables” (OSINERGMIN).
- [8] Página Web de COES-SINAC: [www.coes.org.pe](http://www.coes.org.pe).

## **ANEXOS**

**ANEXO A**  
**INFORME SENAHMI**

2007-2016 "Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"  
"Año de la Integración Nacional y el Reconocimiento de Nuestra Diversidad"

## INFORME N° 187 – SENAMHI – DR6 – 2012

(Referencia PRESUPUESTO N° 225 - SENAMHI/DR6 – 2012)

### INFORMACION PREPARADA PARA:

ESSAR E.I.R.L.

ESTACION: MAP LA JOYA

LAT: 16°35'33"

LONG: 71°55'08"

ALT: 1,292 msnm.

PARAMETRO: TEMPERATURA MAXIMA MEDIA MENSUAL (°C)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2011									28.4	26.9	27.8	26.9
2012	28.0	27.8	28.9	27.0	27.6	27.2	26.5	26.2	27.9			

PARAMETRO: TEMPERATURA MINIMA MEDIA MENSUAL (°C)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2011									11.3	6.9	8.9	11.8
2012	12.4	14.2	13.6	11.9	9.1	8.0	7.3	6.6	8.6			

PARAMETRO: HUMEDAD RELATIVA MÁXIMA MEDIA MENSUAL (%)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2011									57	59	58	73
2012	80	84	84	86	62	63	78	78	74			

PARAMETRO: HUMEDAD RELATIVA MÍNIMA MEDIA MENSUAL (%)

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
2011									28	40	37	44
2012	44	47	45	47	31	32	49	53	50			



2007-2016 "Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"  
"Año de la Integración Nacional y el Reconocimiento de Nuestra Diversidad"

ESTACION: EMA PAMPA DE MAJES

LAT: 16°20'08.35"

LONG: 72°09'09.56"

ALT: 1498 msnm.

PARÁMETRO: RADIACIÓN SOLAR HORARIA (Wats/M<sup>2</sup>)

Hora	29/11/11	15/12/11	15/01/12	15/02/12	15/03/12	15/04/12
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	2	0	0
6	49	47	20	88	1	0
7	263	263	207	214	84	83
8	516	492	461	520	369	314
9	743	735	712	675	626	528
10	917	927	897	983	825	735
11	1037	1079	1030	1133	1000	865
12	1066	833	1093	1169	1057	921
13	1068	1136	1111	1017	1046	904
14	965	1043	1034	722	943	810
15	801	782	858	140	752	656
16	582	415	562	52	511	297
17	329	250	262	35	245	65
18	77	117	110	8	68	13
19	0	4	110	0	68	0
20	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0



2007-2016 "Decenio de las Personas con Discapacidad en el Perú"  
"Año de la Integración Nacional y el Reconocimiento de Nuestra Diversidad"

**PARÁMETRO: RADIACIÓN SOLAR HORARIA (Watts/M<sup>2</sup>) EMA P. DE MAJES-**  
Continuación.

Hora	15/05/12	15/06/12	15/07/12	15/08/12	15/09/12	15/10/12
0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	2	13
7	55	0	33	64	119	207
8	262	214	212	289	383	473
9	495	449	458	503	617	686
10	661	628	646	689	780	879
11	787	725	779	824	916	1018
12	842	805	848	891	979	1060
13	808	777	845	869	947	1028
14	714	710	767	788	843	848
15	559	563	622	639	702	553
16	345	366	417	444	491	271
17	144	152	184	194	250	114
18	8	8	14	21	36	21
19	8	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0

Arequipa, 30 de Octubre del 2012



*Sebastián Zúñiga Medina*  
Sebastián Zúñiga Medina  
Director Regional  
SENAMHI- Arequipa

**ANEXO B**  
**PLANOS**

LA CANO

DISTRITO LA JOYA

R-2

Cerro Calzon Colorado

Granja El Rosario

1352m.s.n.m.

QUEBRADA  
SAN JOSE

1408m.s.n.m.

UBICACIÓN PROYECTO  
CSF SAN JOSÉ

CSF MAJES

Cerro Cenizal

1367

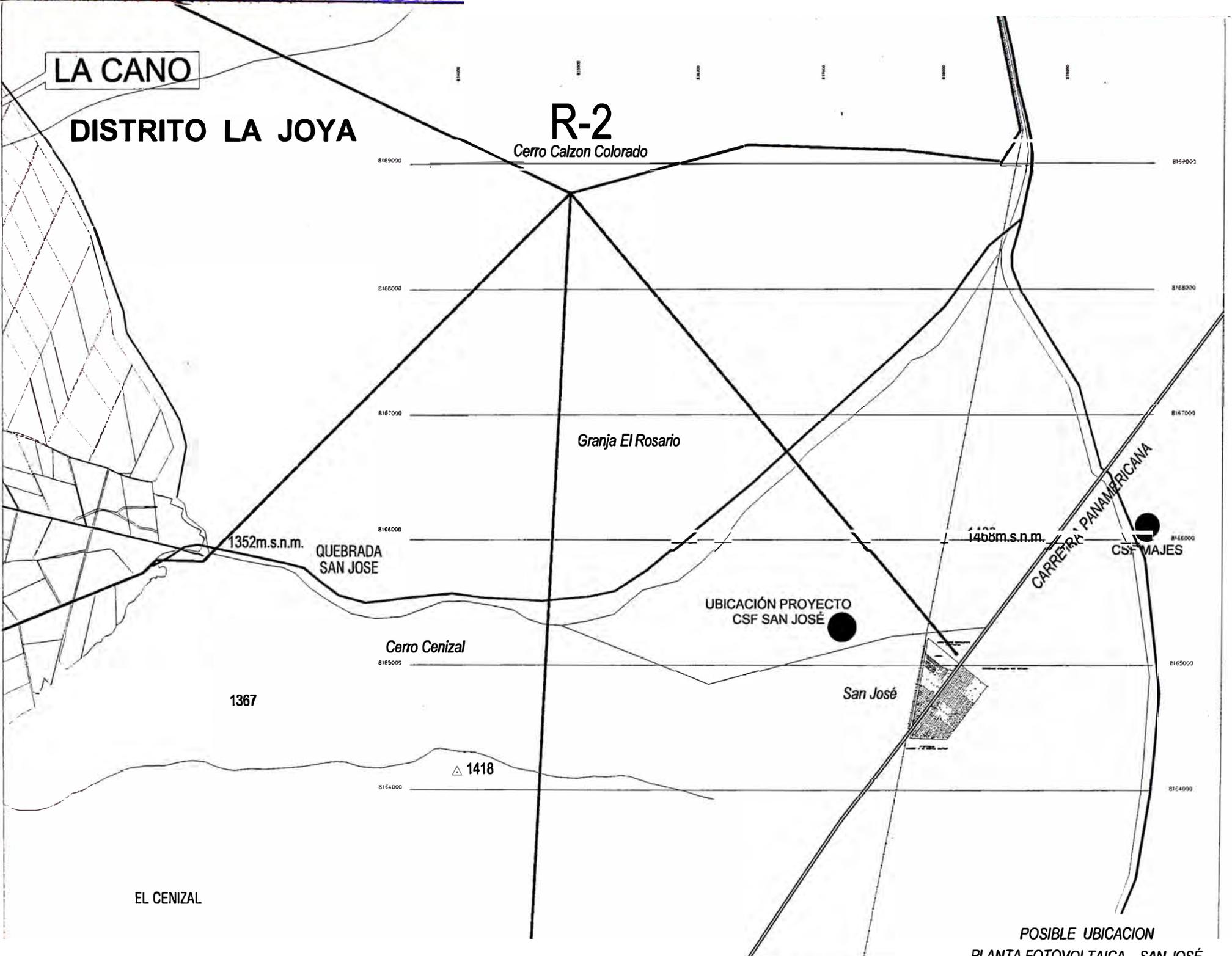
San José

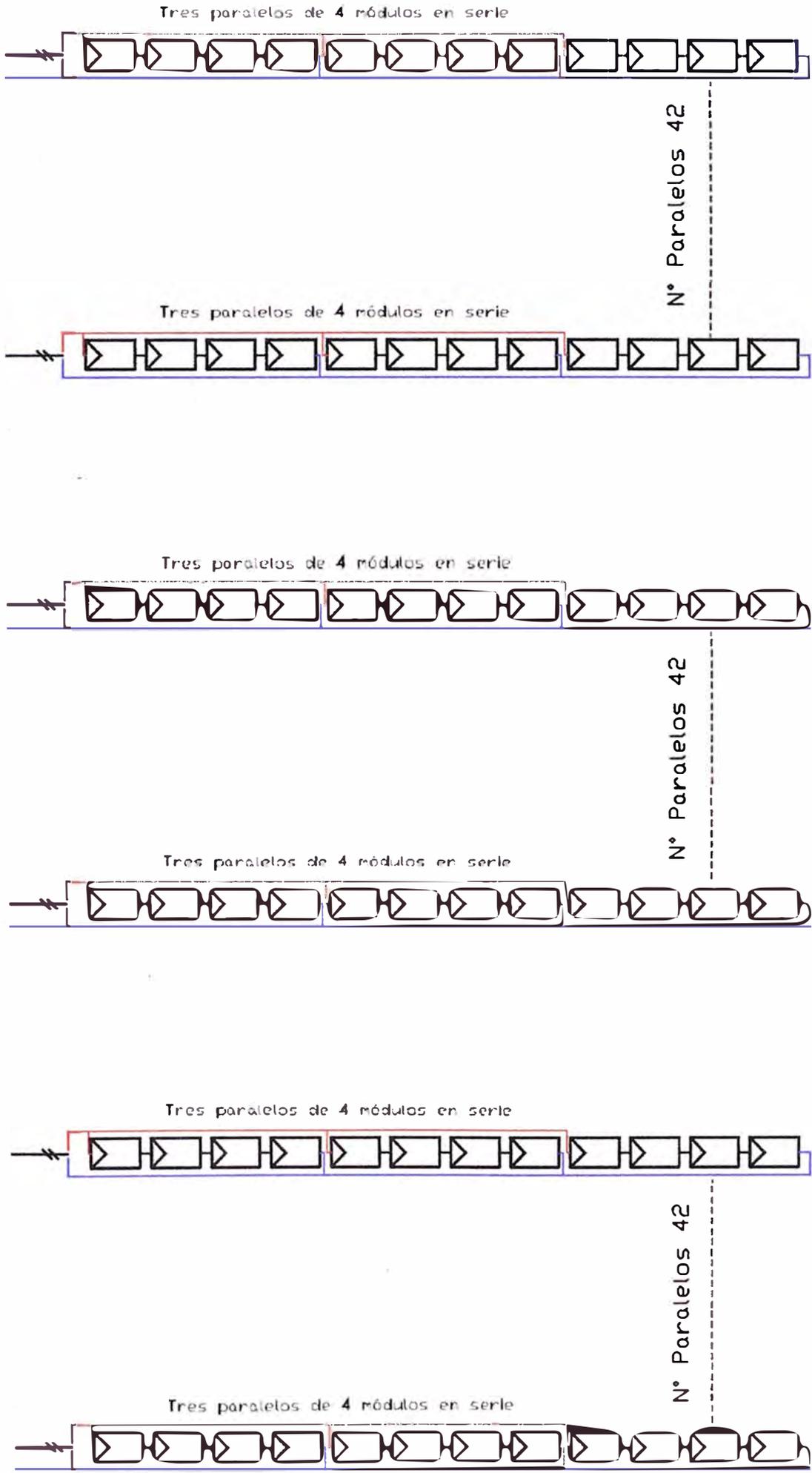
△ 1418

EL CENIZAL

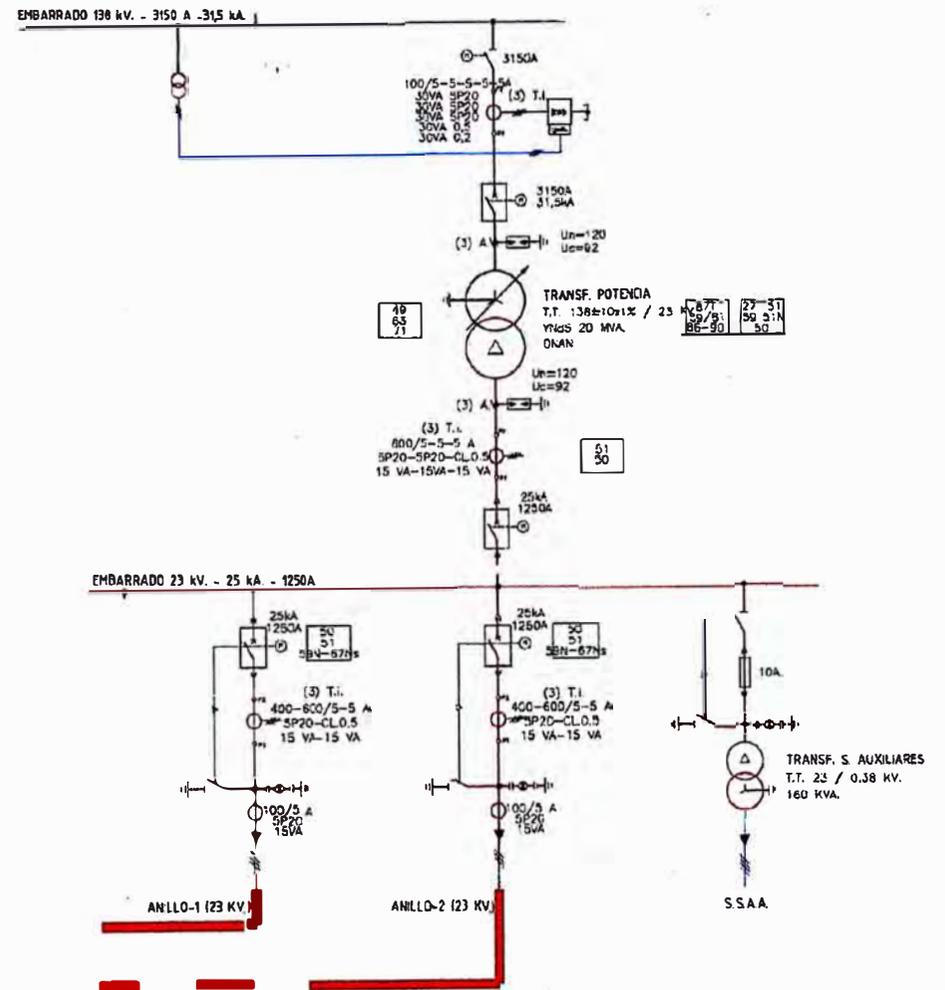
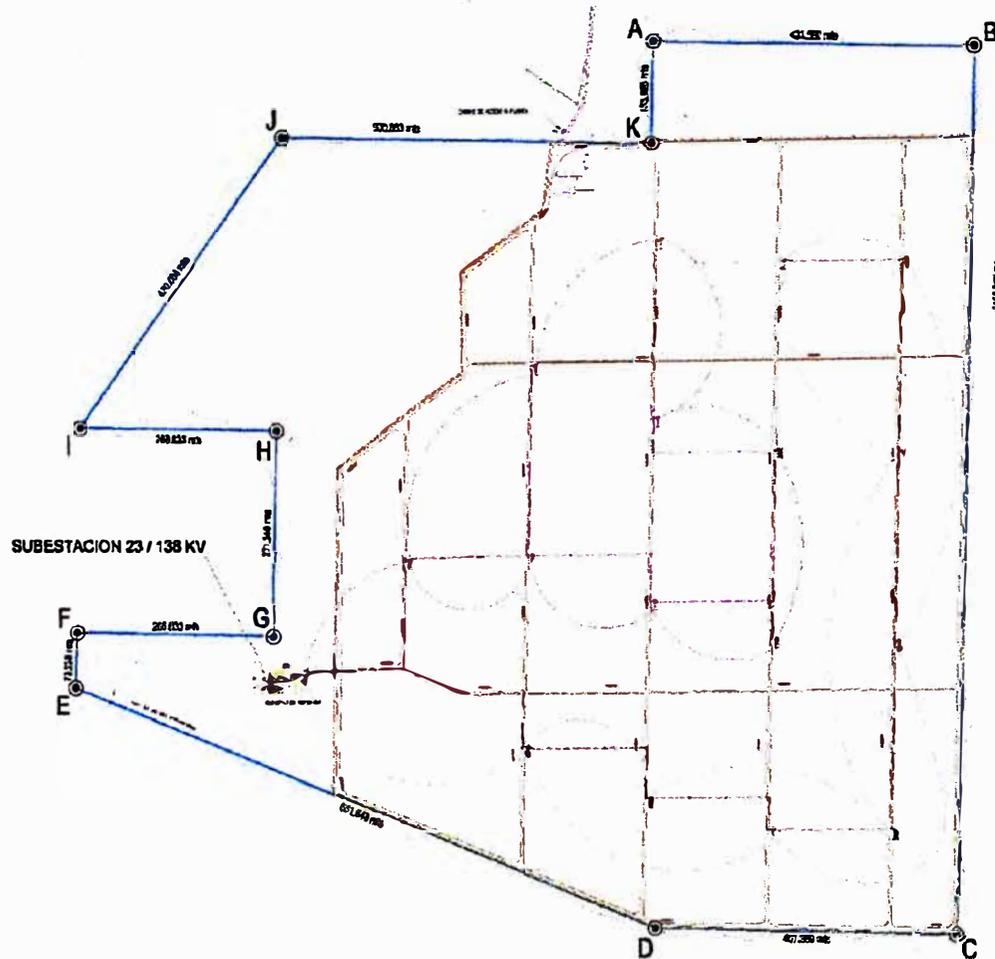
POSIBLE UBICACION

PLANTA FOTOVOLTAICA - SAN JOSÉ





CONEXIÓN SERIE-PARALELO DE PANELES A NIVEL 1  
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JOSÉ



CONEXIONADO Y DIAGRAMA UNIFILAR EN MEDIA TENSION  
CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SAN JOSÉ

**ANEXO C**  
**ESPECIFICACIONES TECNICAS**



## **BENEFICIOS TECNOLÓGICOS**

Mejor rendimiento energético gracias a sus menores coeficientes de temperatura y mejor absorción de la radiación difusa.

Menor tiempo de retorno energético, durante su vida útil produce varias veces la energía utilizada en su proceso de fabricación.

Ideal para aplicaciones de integración arquitectónica (BIPV), con apariencia uniforme y diseño sin marcos se logra una integración estética en las edificaciones.

Fabricación de los módulos más grandes del mercado (5,7 m<sup>2</sup>).

Glass  
TCO  
a-Si:H  
Back Contact  
PVB  
Glass

## **PROCESO DE FABRICACIÓN**

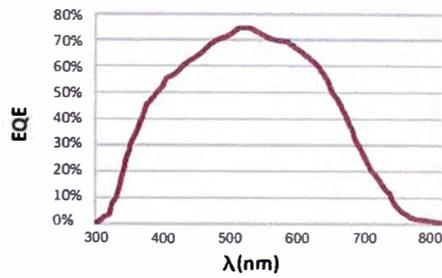
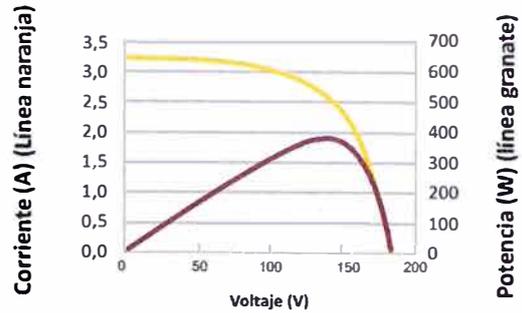
Producto robusto y de larga duración gracias al proceso de fabricación automatizado e integrado que tiene como resultado unos módulos fotovoltaicos de alta calidad. El menor uso de silicio y de materia prima hacen que los módulos de silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H) de capa fina tengan unos menores costes de fabricación.

## **PRODUCTO FIABLE Y DE CALIDAD**

La fábrica de módulos de T-Solar cumple con los estándares ISO 9001, ISO 14001, OHSAS 18001 y EMAS. Además, T-SOLAR es miembro de la asociación PV Cycle, comprometida a establecer una programa de recogida voluntaria y reciclado de módulos fotovoltaicos al final de su vida útil.

Los paneles solares de T-Solar han obtenido las certificaciones de producto de acuerdo con los estándares Europeos IEC 61646 y IEC 61730.

390 ± 20	--
370	--
149	142
2,55	2,04
190	181
3,16	2,53
63,3%	63,6%
6,66%	6,34%
1000	V
10	A
5	A



-0,21% ±	-0,02% °C
-0,27% ±	-0,03% °C
0,059% ±	0,012% °C
-0,29% ±	-0,03% °C
0,038% ±	0,008% °C

a-Si, 216 células activas

No

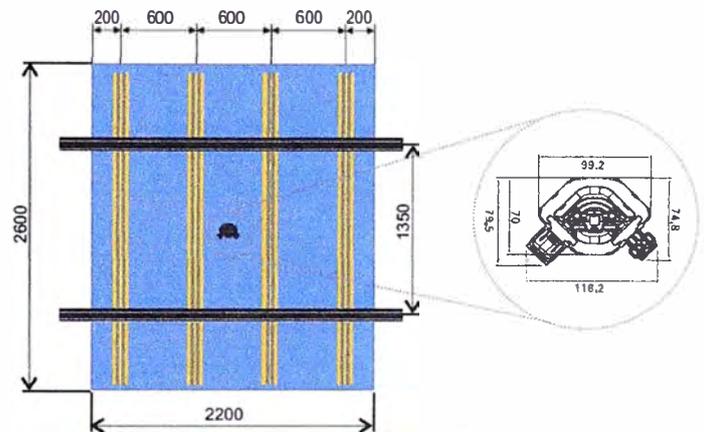
Acero S250GD (EN10346)

Terminación: Z275 (EN10326)

2 vidrios laminados de 3,2 mm

117,7 ± 5,9 Kg

2598x2198 mm (espesor 7,5 mm)



Por un periodo de **5 años**, a contar desde la fecha de entrega, se garantiza que los Módulos Fotovoltaicos se encuentran libres de cualquier defecto en sus materiales o en su fabricación que impidan su normal funcionamiento en condiciones correctas de utilización, instalación y mantenimiento

Durante **10 años** se garantiza que la potencia proporcionada por el módulo fotovoltaico será del **90%** de la potencia máxima consignada en la etiqueta del módulo.

Durante **25 años** se garantiza que la potencia proporcionada por el módulo fotovoltaico será del **80%** de la potencia máxima consignada en la etiqueta del módulo.

t solar

OFICINA COMERCIAL:

GRUPO T-SOLAR GLOBAL S.A.

Avda. Arroyo del Santo, 6 – 3ª Planta

28042 Madrid (SPAIN)

Tel:+34 91 324 89 00 · Fax: +34 91 742 39 69

e-Mail: comercial@tsolar.com

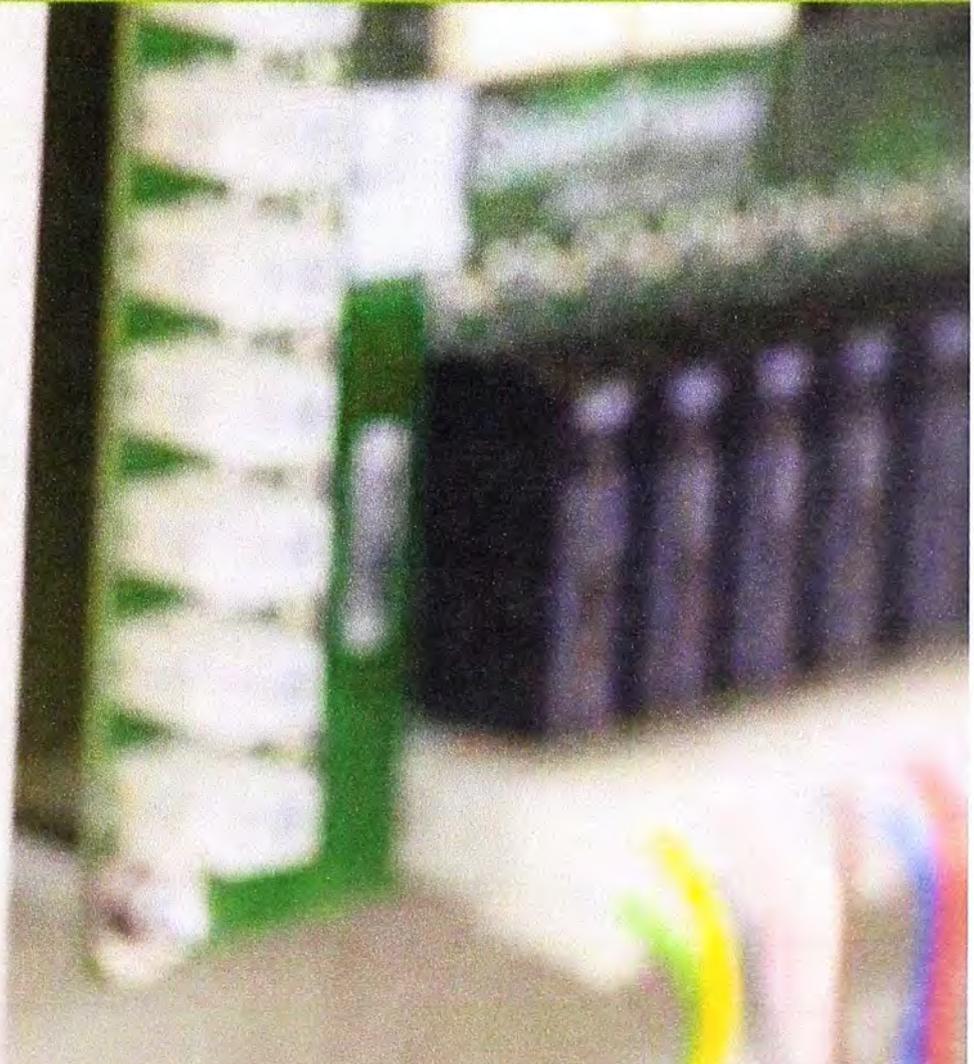
www.tsolar.com



# Características Técnicas

## POWER PV625

 GreenPower  
tech



## CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS POWER PV625

### ENTRADA DE PANELES

Rango de tensiones (MPPT)	500-825 Vdc
Máxima tensión de entrada	1.000 V
Corriente máxima de entrada	1.300 A
Máxima potencia FV recomendada	750 kWp

### SALIDA

Tensión de salida	3 x 300 Vac
Rango de funcionamiento en frecuencia	50-60 Hz
Potencia nominal	625 kW
Corriente máxima	1.300 A
Factor de potencia	regulable (0 en arranque - 0,95 capacidad)
Condensación: huecos de tensión	SI

### EFICIENCIA

Eficiencia máxima	98,6%
Eficiencia europea	98,4%
Consumo nocturno	< 75 W

### CARACTERÍSTICAS EN FUNCIONAMIENTO

Máxima temperatura de trabajo/almacenamiento	-10 a 45°C / -25 a 65°C
Humedad relativa	80% sin condensación

### CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

Tamaño (mm)	2000 x 722,5 x 1900
Peso	2.000 kg
Grado de protección	IP20

### ALIMENTACIÓN DEL INVERSOR

El inversor se alimenta de la parte de alterna del equipo a 300 V

### PROTECCIONES

#### Protecciones DC

- Sobretensión clase II
- Parada del equipo ante errores de sobrecorriente.
- Detector de aislamiento de campo fotovoltaico
- Desconexión manual del campo de paneles

#### Protecciones AC

- Sobretensión clase II
- Sobrecarga y cortocircuito mediante fusible
- Filtrado EMI
- Modo isla

