

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**DISEÑO DE UNA PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW
CONECTADO A LA RED DE MEDIA TENSIÓN EN EL
DEPARTAMENTO DE ICA**

**INFORME DE SUFICIENCIA PARA OPTAR EL TITULO
PROFESIONAL DE:**

INGENIERO MECÁNICO ELÉCTRICISTA

PRESENTADO POR

DIEGO ROGER CORILLA RODRÍGUEZ

PROMOCION 2009-II

LIMA-PERU

2014

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis Padres, a quienes les debo toda mi vida, les agradezco el cariño y su comprensión. Ellos son quienes han sabido formarme con buenos sentimientos, hábitos y valores, lo cual me ha ayudado a salir adelante buscando siempre el mejor camino.

ÍNDICE

Prólogo	1
Capítulo 1 – Introducción	
1.1 Antecedentes	3
1.2 Objetivos	6
1.3 Justificación	6
1.4 Alcances	7
Capítulo 2 - Identificación del Problema y Planteamiento de la Hipótesis de Trabajo	
2.1 Identificación del Problema	8
2.2 Planteamiento de la Hipótesis de Trabajo	10
Capítulo 3 - Fundamento Teórico	
3.1 El Sol Como Fuente Principal de Energía	11
3.2 Energías Renovables	13
3.3 La Energía Solar	14
3.3.1 Radiación Solar	14
3.3.2 Proceso de Radiación en un día Solar	18
3.4 Energía Solar Fotovoltaica	19
3.4.1 Principio de Funcionamiento	19
3.5 Sistemas Fotovoltaicos	20
3.5.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos	21
3.6 Planta Fotovoltaica Conectada a la Red	22
3.7 Generación Distribuida	23
3.7.1 Ventajas y Desventajas de la GD	23
3.8 Módulos Fotovoltaicos	23
3.8.1 Caracterización Eléctrica de los Módulos Fotovoltaicos	27
3.9 Inversor	30
3.9.1 Parámetros Característicos	31
Capítulo 4 - Memoria Descriptiva y Estudio Energético	
4.1 Ubicación del Proyecto	33

4.2 Características de la Instalación	35
4.3 Estudio Energético del Lugar	36
4.3.1 Orientación e Inclinación Óptima	38
Capítulo 5 - Memoria de Cálculo y Especificaciones Técnicas	
5.1 Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red.	40
5.1.1 Reglamento de Generación Distribuida (Perú)	40
5.1.2 Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (España)	40
5.2 Inversor y Centro de Transformación	43
5.2.1 Condiciones Técnicas	43
5.2.2 Dimensionamiento	45
5.2.3 Inversor Seleccionado	46
5.2.4 Centro de Transformación	48
5.3 Módulos Fotovoltaicos y Arreglo Matricial	49
5.3.1 Condiciones Técnicas	49
5.3.2 Dimensionamiento	50
5.3.3 Módulo FV Seleccionado	51
5.3.4 Cálculo del número de módulos por cadena (ramal) y del total de cadenas	55
5.4 Estructura Soporte	58
5.4.1 Definición	58
5.4.2 Condiciones Técnicas	60
5.4.3 Estructura Soporte Seleccionada	62
5.5 Sistemas de Protección Eléctrica y Medida	62
5.5.1 Sistemas de Protección y Maniobra	62
5.5.2 Medida de la energía	65
5.5.3 Aislamiento Galvánico	65
5.5.4 Distorsión Armónica	66
5.5.5 Variación de Tensión y Frecuencia en la Red	66
5.5.6 Contra Funcionamiento en Isla.	67
5.6 Conductores Eléctricos	67

5.6.1 Condiciones Técnicas	67
5.6.2 Dimensionamiento	68
5.6.2.1 Dimensionamiento en Corriente Continua	68
5.6.2.2 Dimensionamiento en Corriente Alterna	72
5.7 Red de Tierra	73
5.7.1 Condiciones Técnicas	73
5.8 Cálculo del Rendimiento Energético o “Performance Ratio”, PR	73
5.8.1 Perdidas en las Instalaciones Fotovoltaicas	74
5.8.1.1 Perdidas por dispersión de Potencia	74
5.8.1.2 Perdidas por Temperatura	74
5.8.1.3 Perdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos	75
5.8.1.4 Perdidas por inclinación, azimut y sombras	76
5.8.1.5 Perdidas por degradación fotónica	76
5.8.1.6 Perdidas eléctricas	76
5.8.1.7 Eficiencia del Inversor	76
5.8.2 Performance Ratio, PR	76
5.8.3 Calculo de la Producción Anual Esperada	77
Capítulo 6 - Estudio Preliminar de Impacto Ambiental y Reducción de Emisiones de CO₂	
6.1 Certificación ambiental	79
6.2 Proceso de Certificación	80
6.3 Evaluación Preliminar (EP)	80
6.3.1 Impacto Ambiental Relacionado con la Construcción	80
6.3.2 Impacto Ambiental Relacionado con la Operación	81
6.3.3 Impacto Ambiental Relacionado con el Cierre.	82
6.4 Cálculo de la Reducción de Emisiones de CO ₂ equivalente	82
Capítulo 7 - Estudio Económico del Proyecto	
7.1 Presupuesto del Proyecto	85
7.2 Financiamiento	86
7.3 Análisis de Viabilidad y Rentabilidad	87
Conclusiones	91

Recomendaciones	93
Bibliografía	94
Anexos	96

PRÓLOGO

El presente informe de suficiencia se desarrolla en 7 capítulos, los cuales contemplan el diseño, el estudio preliminar de impacto ambiental, la estimación del costo y la viabilidad de una Planta Solar Fotovoltaica de 200KW de potencia, conectada a la red de media tensión, en el departamento de Ica.

El capítulo 1, nos muestra los antecedentes, objetivos, la justificación y alcance del presente trabajo.

El capítulo 2, enfatiza la problemática del cambio climático y la necesidad de generar electricidad con fuentes renovables no convencionales como la energía solar fotovoltaica. Asimismo nos muestra la hipótesis, la cual será desarrollada y verificada en los siguientes capítulos.

El capítulo 3, tiene como finalidad definir los conceptos generales sobre la generación de energía solar a través del sol y de los equipos importantes que se emplean en las instalaciones fotovoltaicas típicas. Estos conceptos nos ayudarán a entender los capítulos 4 y 5.

El capítulo 4, se centra fundamentalmente en describir, de forma general, el alcance del proyecto. Asimismo nos proporciona el estudio energético del lugar.

El capítulo 5, contiene casi todos los cálculos justificativos del diseño de planta solar fotovoltaica, además incluye los datos técnicos de los equipos a emplearse.

El capítulo 6, contempla el estudio preliminar de impacto ambiental, así como el cálculo de la cantidad de CO₂ que se deja de emitir a la atmósfera.

El capítulo 7, nos muestra el costo estimado del proyecto, la cantidad energía que se producirá los cuales servirán como entrada al análisis de la viabilidad del proyecto.

Espero que con este trabajo de investigación, usted logre entender cómo se genera la energía eléctrica por medio de la luz solar, lo cual representa un sistema sostenible que actualmente está en proceso de desarrollo.

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El interés en el uso técnico de las energías renovables, especialmente de la energía solar, comenzó en el Perú, como en muchos otros países, en los años setenta del siglo pasado, como consecuencia de la llamada crisis de petróleo. Se trabajó en diferentes instituciones del país (mayormente en universidades) en capacitación y desarrollo tecnológico.

Primeros proyectos FV en el Perú

El primer proyecto de electrificación rural FV en el Perú fue un proyecto de la cooperación técnica alemana (GTZ) que instaló entre 1986 – 1996, en el departamento Puno, cerca de 500 SFD, en un marco “pre-comercial “(subsidiados), con la idea de crear una infraestructura técnica y comercial en la región de Puno. Se vendieron sistemas al contado y la mayor parte con fines sociales a colegios, salas comunales y postas médicas. Durante la evaluación del proyecto que el CER-UNI ha realizado 10 años después del inicio del proyecto, se observó que todos los usuarios estaban muy contentos con esta tecnología y que los SFD visitados seguían en operación.

Posteriormente, el Ministerio de Energía y Minas (MEM) instaló entre 1995-2000 un total de 1500 SFD en diferentes regiones del Perú, mayormente en comunidades de la selva. Inicialmente el MEM planteó que el proyecto debe incentivar a las empresas distribuidoras, para invertir en proyectos fotovoltaicos bajo un esquema de mercado. Finalmente se optó en dar al proyecto un objetivo social, pidiendo al beneficiario solamente una contribución para los costos de mantenimiento del SFD. Estos SFD están ahora en propiedad de la empresa estatal ADINELSA, quién la administra con un modelo tarifario. En el año 2003, como resultado de una evaluación técnica y de gestión a una muestra de los 1,500 SFD se comprobó que el 40% de esta se mantenía operativa, el cual estaba siendo administrado por ADINELSA.

Proyecto CER – UNI en Taquile

El Centro de Energías Renovables de la Universidad Nacional de Ingeniería (CER-UNI) entre los años 1996 y 1999, ejecutó un proyecto de electrificación fotovoltaica en la comunidad insular de Taquile, en el Lago Titicaca. Los Sistemas Fotovoltaicos Domiciliarios (SFD), incluyendo la instalación y servicio de posventa, son vendidos, con cierto subsidio, a los usuarios, ofreciéndoles facilidades de pago. Es decir, los usuarios serán los propietarios de los SFD y directamente los responsables de su buen mantenimiento y operación.

En este proyecto se han instalado 421 SFD, todos funcionando hasta la fecha; por lo tanto este proyecto es considerado como sostenible.

Proyecto GEF – MEM

Durante los años 1999 – 2007 el MEM con el apoyo del GEF, ejecutó el proyecto “Electrificación rural en base a energía fotovoltaica en el Perú” - PER/98/G31, que estructuró acciones para superar las barreras identificadas, sobre la base de las experiencias y lecciones aprendidas durante la primera etapa (1995). En esta segunda etapa se logró la instalación de 4.200 sistemas fotovoltaicos en las regiones de Cajamarca, Loreto, Ucayali y Pasco, 20 sistemas eólicos-fotovoltaicos en la región de Cajamarca y un sistema de uso productivo en la región de Puno, basado en un estudio socioeconómico de campo.

Subasta RER y Primeras Plantas Fotovoltaicas Conectadas al SEIN

Entre los años 2010-2011, el MEM realizó la subasta de suministro de electricidad con energías renovables. En el grupo de energía solar se adjudicaron 5 proyectos solares fotovoltaicos con un total de 96 MW de potencia y 216 GW.h/año de generación.

El 26 de octubre del 2012 el Presidente del Perú inauguró en el distrito de La Joya, provincia de Arequipa, la “Central Solar Repartición 20T”, la primera planta solar fotovoltaica de Sudamérica. Posteriormente ingresaron en operación las plantas solares: Majes Solar 20T, Panamericana Solar 20T y Tacna Solar 20T. Se tiene previsto el ingreso de una nueva planta solar “Moquegua FV” a fines de diciembre del 2014, con una potencia de 16MW.

1.2 Objetivos

El presente informe tiene como siguientes objetivos:

- Desarrollar la ingeniería conceptual e ingeniería básica de un proyecto de generación eléctrica de 200kW de potencia, a partir de la tecnología solar fotovoltaica (Energía renovable no convencional), el cual estará ubicado en el departamento de Ica y funcionará como fuente de generación distribuida (Conectado a una red de distribución).
- Analizar el impacto ambiental que producirá la planta solar durante su implementación, operación y cierre. Asimismo cuantificar la reducción de emisiones de CO₂ equivalentes a la atmosfera.
- Analizar la viabilidad económica de la planta solar como fuente de generación distribuida.

1.3 Justificación

El Perú cuenta con niveles de radiación solar que hacen factible la implementación de parques solares para la producción de electricidad tanto para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) como para los sistemas aislados ubicados principalmente en zonas rurales, entre otras aplicaciones diferentes a la electricidad. De acuerdo al Atlas de Energía Solar del Perú contamos con un alto potencial solar, en promedio 5.24 kWh/m²/día de energía, debido a su incidencia diaria y constancia durante el año.

La factibilidad técnica y económica de los proyectos solares depende de las oportunidades de inversión, aprovechando las ventajas competitivas que ofrecen las

normas peruanas a las energías renovables, así como del avance tecnológico y la evolución decreciente de los costos en infraestructura.

El estado peruano, a través del MEM, reglamentó la actividad de generación distribuida, estableciendo los requisitos para su incorporación y operación en el mercado eléctrico.

1.4 Alcances

Los alcances del presente informe son los siguientes:

- Realizar el cálculo de la energía solar en el lugar previsto para la instalación de la Planta Solar.
- Realizar los cálculos justificativos para el diseño de la planta solar de 200kW.
- Obtener los impactos al medio ambiente, producto de la implementación de la Planta solar.
- Determinar la viabilidad del Proyecto, teniendo como entradas el presupuesto y la venta prevista de energía al Sistema Eléctrico Nacional.

No forma parte del alcance, los cálculos justificativos y las especificaciones técnicas de las obras civiles (ductos, cimentaciones, etc).

CAPÍTULO 2

IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA Y PLANTEAMIENTO DE LA HIPÓTESIS DE TRABAJO

2.1 Identificación del Problema

En la identificación del problema no solamente me refiero a la identificación de una situación desfavorable, sino también a una situación potencial u oportunidad.

a) Crecimiento de la Demanda de Energía Eléctrica: En los últimos siete años, la electricidad ha representado, en promedio, el 18% de la energía final que se consume en el Perú. Durante el mismo periodo, la demanda de electricidad creció 7% en promedio anual. Este crecimiento sostenido refleja las buenas condiciones macroeconómicas del país –7% crecimiento del PBI–, pese a la crisis económica internacional.

b) Política Energética Nacional: Para cumplir con la demanda de energía eléctrica, el Estado, a través del Decreto Supremo N° 64-2010, aprueba la política energética nacional. Asimismo el estado, presenta lineamientos que servirán para cumplir los objetivos de esta política energética. Como principales lineamientos referidos al tema en estudio, tenemos:

- Promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada basada en energías renovables convencionales y no

convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del país.

- Promover el uso intensivo y eficiente de las fuentes de energías renovables convencionales y no convencionales, así como la **generación distribuida**. - Relacionado a la diversificación.

c) Aumento de la Generación con fuentes fósiles: El Perú ha sido tradicionalmente un país cuya generación eléctrica se ha sustentado en fuentes renovables. Hasta el año 2002, la electricidad generada con centrales hidroeléctricas represento el 85% del total de energía generada en el país. Sin embargo, con la llegada del gas de Camisea la participación de las hidroeléctricas disminuyó hasta llegar al 60% en el año 2009. Actualmente la participación de generación con fuentes fósiles supera el 60%.

d) El reto del cambio climático: El cambio climático es uno de los grandes retos del siglo XXI. El informe del 2011 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) prevé que la generación de electricidad basada en energías renovables se triplicará entre 2008 y 2035, bajo el escenario de un mayor uso de las energías renovables.

e) Mínima Participación de Plantas Solares: Entre los años 2012 y 2013, en el Perú, se han puesto en operación 4 plantas solares fotovoltaicas. Sin embargo, el aporte de las plantas solares al Sistema Interconectado Nacional aún resulta mínimo.

Por todo lo expuesto anteriormente, podemos concluir que el Perú necesita más centrales de generación eléctrica, además estas nuevas centrales no deben impactar negativamente al medio ambiente. Por lo tanto surgen preguntas como: ¿Es posible realizar el diseño de una planta solar fotovoltaica que se conecte a la red de

distribución? ¿Será viable técnica y económicamente la implementación de la planta solar?

2.2 Planteamiento de la Hipótesis de Trabajo

Conociendo los antecedentes y la problemática, planteo la hipótesis de que es posible la implementación de una planta solar fotovoltaica en el departamento de Ica, por ser un lugar con alta radiación solar promedio, además de poder conectarse a la red de distribución, entendiéndose que la potencia de diseño es de 200kW.

Asimismo la implementación de esta planta solar contribuirá a la reducción de gases de efecto invernadero por tener componentes con cero emisiones.

Además los proyecto de energía renovable no convencional, son fomentados por el estado y organismos internacionales, incentivándolos económicamente para que sean viables.

CAPÍTULO 3

FUNDAMENTO TEÓRICO

3.1 El sol como fuente principal de energía

El sol es la fuente principal de vida en la Tierra: dirige los ciclos biofísicos y geofísicos y químicos que mantienen la vida en el planeta, los ciclos del oxígeno, del agua, del carbono y del clima. El Sol nos suministra alimentos mediante la fotosíntesis, y como es la energía del sol la que induce el movimiento del viento y del agua y el crecimiento de las plantas, la energía solar es el origen de la mayoría de fuentes de energía renovables, tanto de la energía eólica, la hidroeléctrica, la biomasa, y la de las olas y corrientes marinas, como de la energía solar propiamente dicha. Las energías renovables son las formas activas de aprovechamiento de la radiación solar.

Otra de las formas de aprovechamiento de esta fuente de energía y que ha sido empleada tradicionalmente, la constituye la arquitectura solar pasiva consistente en aprovechar la radiación solar sin la utilización de ningún dispositivo o aparato intermedio, mediante la adecuada ubicación, diseño y orientación de los edificios, empleando correctamente las propiedades de los materiales y los elementos arquitectónicos de los mismos: aislamientos, tipo de cubiertas, protecciones, etc.

Aplicando criterios de arquitectura bioclimática se puede reducir significativamente la necesidad de climatizar los edificios y de iluminarlos.

La cantidad de energía que el sol vierte diariamente sobre la tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta. Perú está favorecido por su situación geográfica y climatología para aprovechar este tipo de energía.

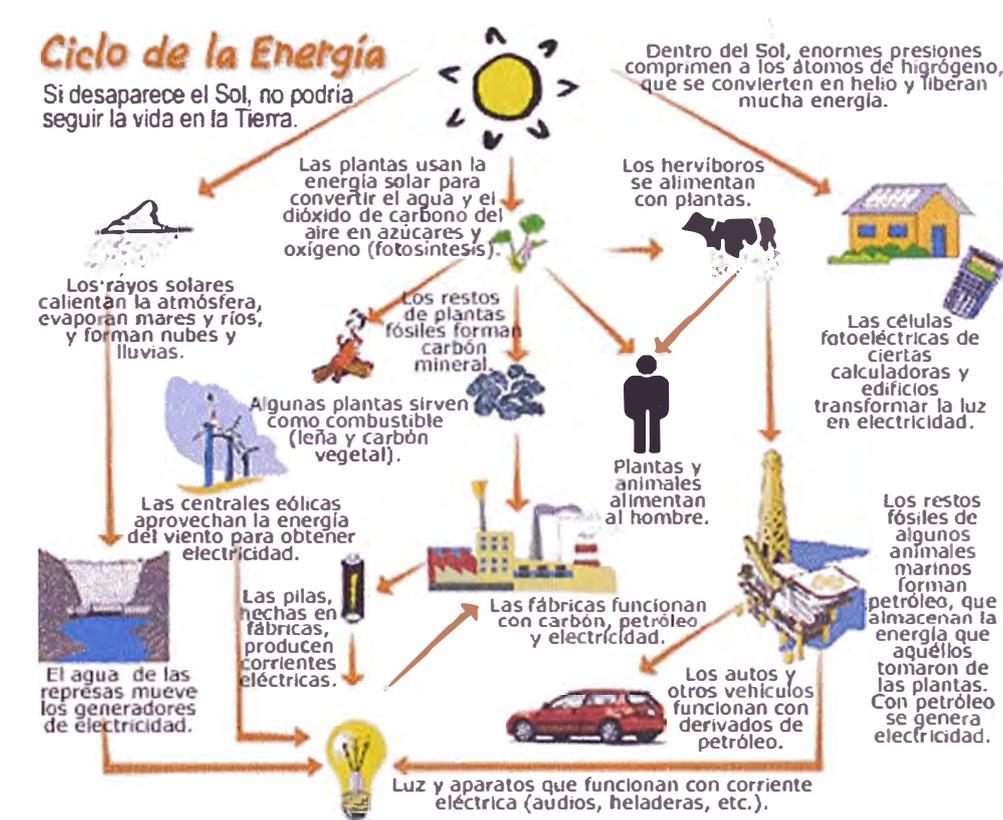


Fig. 3.1 El sol como fuente principal de energía

3.2 Energías Renovables

Las energías renovables son aquellas que se producen de manera continua y son inagotables a escala humana. Además tienen la ventaja adicional de poder complementarse entre sí, favoreciendo la integración entre ellas.

Dependiendo de los recursos naturales utilizados, se distinguen distintos tipos de energías renovables, clasificándolos de la siguiente manera:

- Energía Solar, aprovecha la radiación solar.
- Energía Eólica, aprovecha la energía cinética del viento.
- Energía Hidráulica, aprovecha la energía potencial del agua.
- Energía de Biomasa, aprovecha la materia orgánica de origen vegetal o animal.
- Energía mareomotriz, aprovecha la energía cinética del agua de mar.
- Energía Geotérmica, aprovecha la energía térmica que se encuentra en el interior de la tierra.

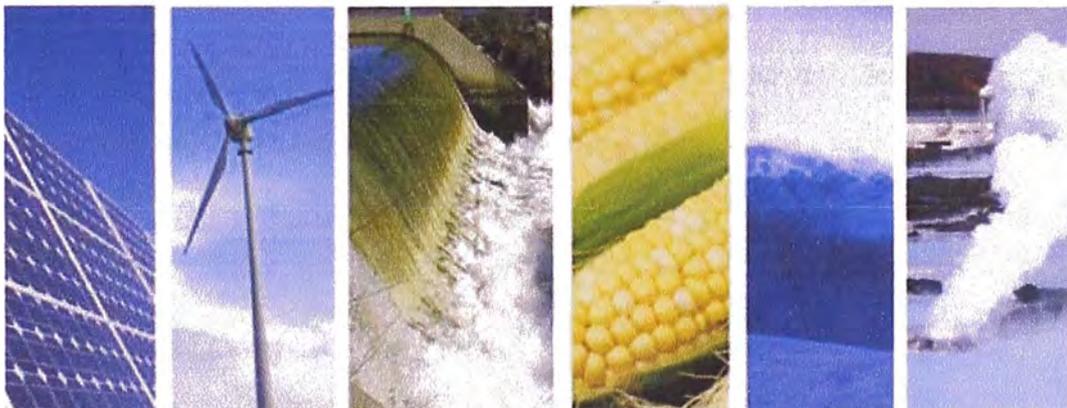


Fig. 3.2 Diferentes tipos de Energía Renovable

Considerando su grado de desarrollo tecnológico y su grado de penetración en la matriz energética de los países, las energías renovables se clasifican en Energías Renovables Convencionales y Energías Renovables no Convencionales. Dentro de las primeras se consideran a las grandes centrales hidroeléctricas; mientras que dentro de las segundas se ubica a las generadoras eólicas, solares fotovoltaicas, solares térmicas, geotérmicas, mareomotrices, de biomasa y las pequeñas hidroeléctricas.

3.3 La energía solar

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma térmica o eléctrica, para su consumo posterior allá donde se necesite. El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar, pudiendo ser de dos clases: captadores solares térmicos y módulos fotovoltaicos.

La energía solar es una de las fuentes de energía que más desarrollo está experimentando en los últimos años y que más expectativas tiene para el futuro.

3.3.1 Radiación solar

Se conoce por radiación solar al conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el sol que se propaga a una velocidad de 300000 km/s, pudiéndose observar aspectos ondulatorios y corpusculares. El sol se comporta prácticamente como un cuerpo negro que emite energía siguiendo la ley de Planck a una

temperatura de unos 6000 °K. La radiación solar se distribuye desde infrarrojo (muy abundante pero poco energéticos) hasta ultravioleta (muy poco abundante, 7%, pero muy energéticos), con un 47% de la energía en la zona visible del espectro.

Las ondas de baja frecuencia del espectro solar (infrarrojo) proporcionan calor, los de alta frecuencia (ultravioleta) hacen posible el proceso de fotosíntesis o el bronceado de la piel.

No toda la radiación alcanza la superficie de la tierra, pues sufre alteraciones cuando la luz atraviesa la atmósfera. Esto se debe a la absorción (realizada esencialmente por el ozono y el vapor de agua), reflexión y dispersión que toma lugar dentro de esta. Estas modificaciones son dependientes de la espesura de la capa atmosférica, también específica por un parámetro denominado “masa de aire” (AM).

La magnitud que mide la radiación solar que llega a la tierra es la irradiancia, que mide la energía que, por unidad de tiempo y área, alcanza a la tierra (potencia instantánea). Su unidad es el W/m^2 . Otro termino que se utiliza habitualmente es la irradiación que se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, su unidad es $W.h/m^2$ y a lo largo de un día $W.h/m^2/día$.

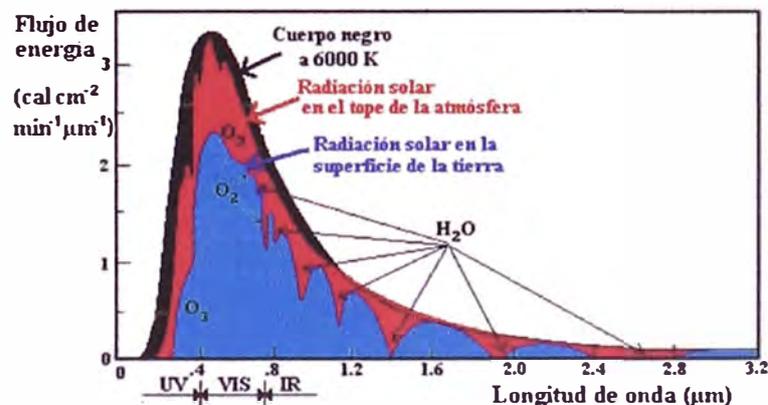


Fig. 3.3 Espectro electromagnético proporcionado por el sol sobre la tierra

En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, se pueden distinguir estos tipos de radiación:

- **radiación directa.** Es aquella que llega directamente del sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- **radiación difusa.** Parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina *difusa*, va en todas direcciones, como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificios, el propio suelo, etc. Este tipo de radiación se caracteriza por no producir sombra alguna respecto a los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales son las que más radiación difusa reciben, ya que *ven* toda la bóveda celeste, mientras que las verticales reciben menos porque sólo ven la mitad.
- **radiación reflejada:** La radiación reflejada es, como su nombre indica, aquella reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no *ven* ninguna superficie terrestre y las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- **radiación global.** Es la radiación total. Es la suma de las tres radiaciones.

En un día despejado, con cielo limpio, la radiación directa es preponderante sobre la radiación difusa. Por el contrario, en un día nublado no existe radiación directa y la totalidad de la radiación que incide es difusa.

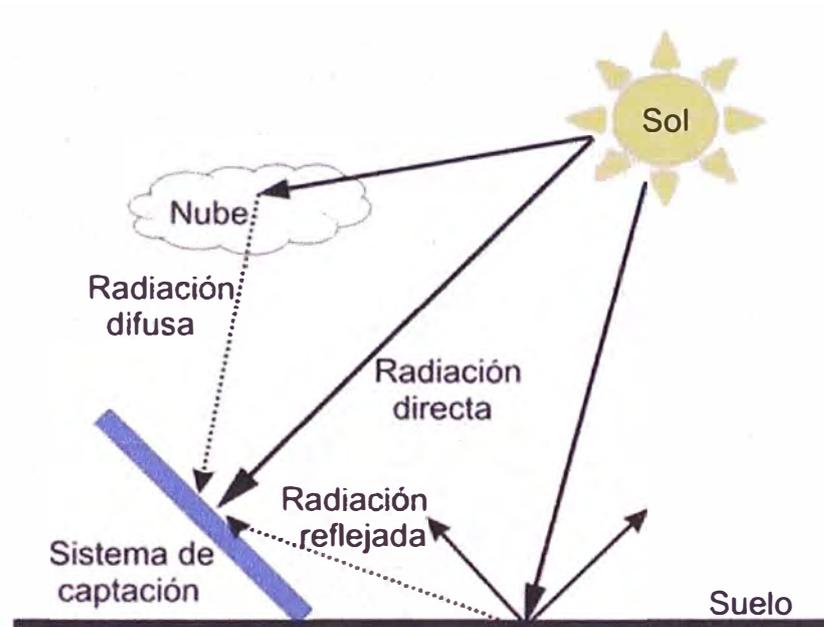


Fig. 3.4 Componentes de la radiación solar terrestre total

Los distintos tipos de colectores solares aprovechan de forma distinta la radiación solar. Los colectores solares planos, por ejemplo, captan la radiación total (directa + difusa), sin embargo, los colectores de concentración sólo captan la radiación directa. Por esta razón, los colectores de concentración suelen situarse en zonas de muy poca nubosidad y con pocas brumas, en el interior, alejadas de las costas. Los colectores solares planos pueden colocarse en cualquier lugar, siempre que la insolación sea suficiente.

3.3.2 Proceso de Radiación en un día solar

Para el estudio de sistemas fotovoltaicos se emplea un concepto relacionado con la radiación solar, que simplifica el cálculo de las prestaciones energéticas de este tipo de instalaciones, son las “horas sol pico” (HSP)

Se denomina HSP al número de horas diarias que, con una irradiancia solar ideal de 1000 W/m^2 proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día. Este concepto se explica gráficamente en la figura.

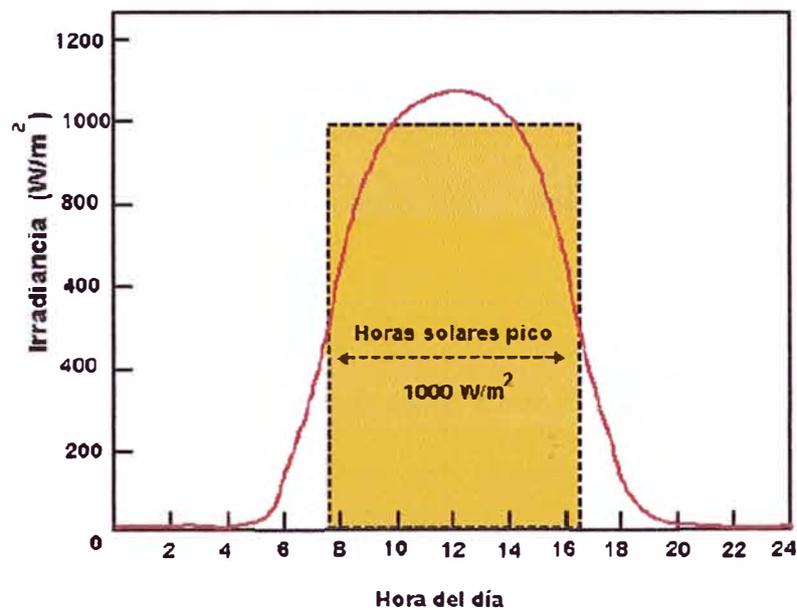


Fig. 3.5 Hora Solar Pico

Es decir, si se dispone de los datos de irradiación solar de un determinado día y se divide entre 1000, se obtienen las HSP. Se puede deducir fácilmente que si los valores de radiación solar disponibles están expresados en kWh/m^2 , coinciden numéricamente con los que resultan al expresarlos en HSP.

3.4 Energía solar fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica (producción directa de energía eléctrica a partir de la radiación solar, por medio de células solares) es una fuente de energía limpia que tiene, entre otras, las siguientes ventajas:

- Es renovable y no agota los recursos naturales.
- No existe combustión en el proceso de generación de energía.
- No utiliza agua.
- No produce contaminación ambiental ni sonora.

Sus principales desventajas son que la generación es dependiente de la radiación solar disponible y por tanto es parcialmente aleatoria y actualmente la relación coste por kWh producido es alta, comparada con otras fuentes energéticas.

3.4.1 Principio de funcionamiento

La energía fotovoltaica se basa en el efecto fotoeléctrico. Cuando ciertos materiales llamados semiconductores son expuestos a los rayos solares, los electrones de la banda de valencia pueden ser excitados a la banda de conducción. Para que se de este fenómeno, la energía de los fotones (rayos solares) debe ser igual o superior al salto energético (band gap) entre la banda de valencia y la de conducción del semiconductor.

Cuando este fenómeno ocurre, la estructura física de los semiconductores crea un campo eléctrico que establece una trayectoria de los electrones de manera que se genera una corriente eléctrica continua.

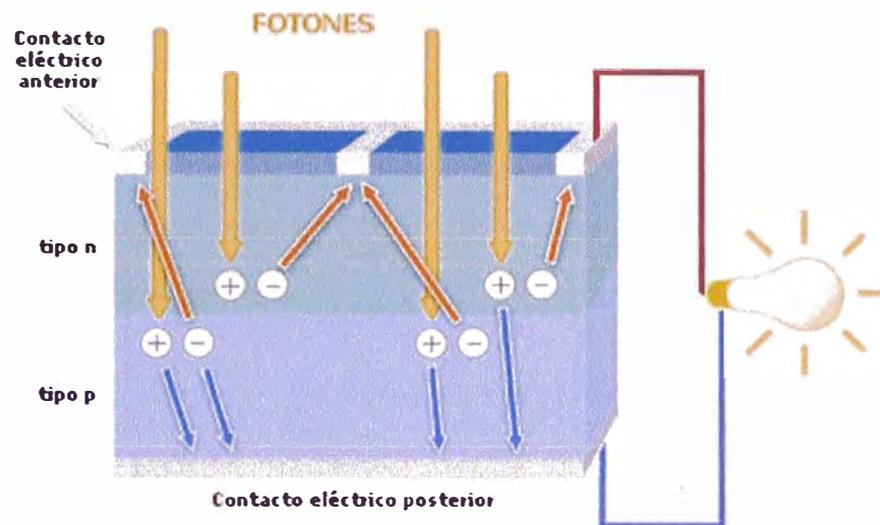


Fig. 3.6 Principio de funcionamiento de la energía fotovoltaica

A partir de ahí comienza el funcionamiento eléctrico convencional: la corriente continua producida puede ser almacenada en un banco de baterías o de lo contrario puede ser llevada hasta los inversores que la transforman en corriente alterna.

3.5 Sistemas Fotovoltaicos

Los Sistemas fotovoltaicos son instalaciones destinadas a convertir la radiación solar en energía eléctrica. Se caracterizan por su simplicidad, fácil instalación, modularidad, ausencia de ruido durante su funcionamiento, larga duración, elevada fiabilidad y requerir poco mantenimiento.

3.5.1 Tipos de Sistemas Fotovoltaicos

Dependiendo de su aplicación y de la cantidad y tipo de energía producida, los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en las siguientes categorías:

- **Instalaciones aisladas de la red eléctrica**, en las que la dependencia no posee energía eléctrica de la red convencional y, por tanto, su consumo eléctrico ha de ser proporcionado íntegramente por la instalación solar fotovoltaica, que almacenará la generación eléctrica solar en baterías para su uso cuando sea solicitado.

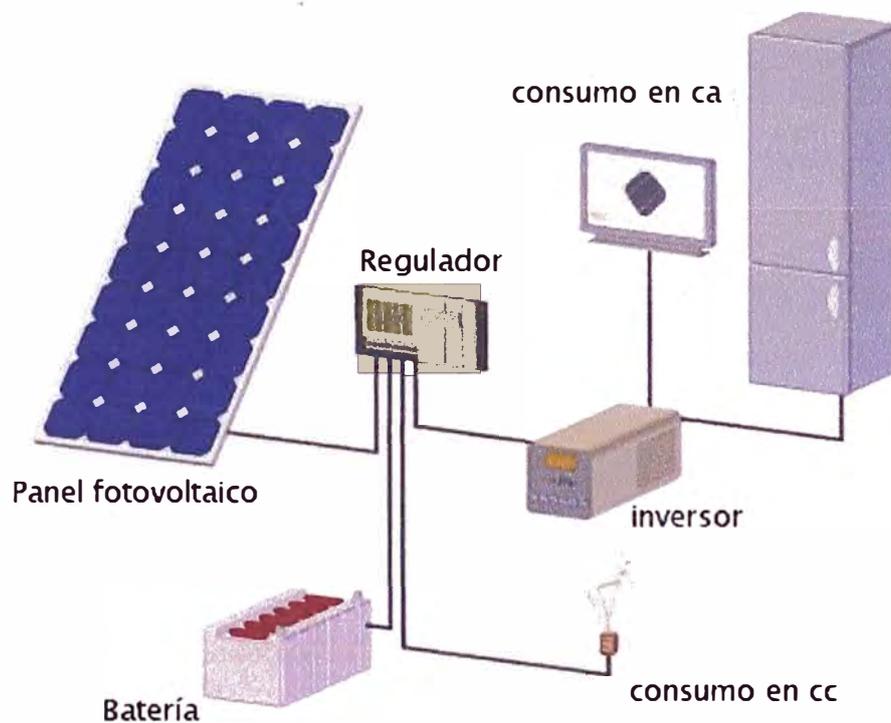


Fig. 3.7 Esquema de instalación fotovoltaica aislada a la red eléctrica

- **Instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional**, en las que la dependencia posee suministro eléctrico y, por tanto, la generación eléctrica de la instalación solar es destinada, a su venta a la red eléctrica de distribución convencional o a la reducción de la facturación mensual.

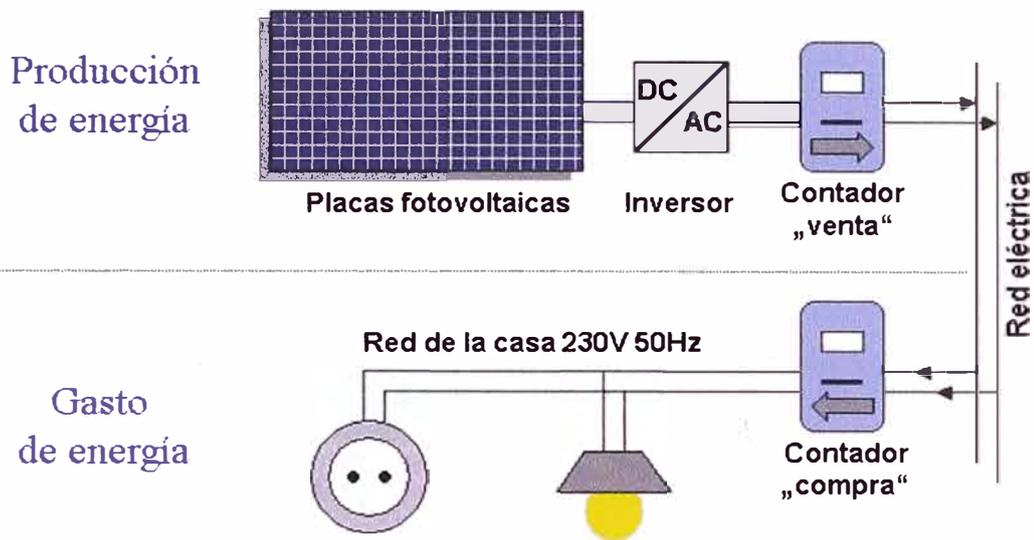


Fig. 3.8 Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red eléctrica

3.6 Planta fotovoltaica conectada a la red

Las Plantas fotovoltaicas conectadas a la red son una alternativa prometedora en el futuro de las energías renovables. En estas instalaciones, la energía no se almacena sino que se provee directamente a la red eléctrica comercial. Esto implica por una parte que el banco de baterías ya no es necesario y, por otra que se necesita de un equipo especial para adaptar la energía producida por los paneles a la energía de la red. Este tipo de sistemas provee energía eléctrica a núcleos urbanos que ya cuentan con una red de distribución de energía. Las aplicaciones inmediatas son la venta de energía eléctrica. Esta es una posibilidad muy interesante para inversiones privadas en el sector de energía limpia.

3.7 Generación Distribuida

Según el artículo 1º de la ley N° 28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica), define a la generación distribuida como: Instalación de generación con capacidad no mayor a la señalada en el reglamento (generación distribuida), conectada directamente a la red de distribución.

De acuerdo al Reglamento de Generación Distribuida, los generadores, independientemente de la tecnología y recurso que utilicen, no podrán superar el límite de generación de 20 MW de potencia.

Como consecuencia, la generación distribuida ofrece una valiosa oportunidad a la implementación de generadores eléctricos con recursos renovables, en pequeña y media escala.

3.7.1 Ventajas de la Generación Distribuida

La integración de la Generación Distribuida puede ofrecer varios beneficios. Estos beneficios incluyen la reducción de las pérdidas en la línea de transmisión, la reducción de impactos ambientales, el aumento de la eficiencia energética global, descongestionamiento en la transmisión y distribución, mejora la confiabilidad del sistema.

3.8 Módulos Fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico es el elemento fundamental de cualquier sistema solar fotovoltaico. Tiene como misión captar la energía solar incidente y generar una corriente eléctrica.

Todos los módulos fotovoltaicos son similares en cuanto a su constitución, únicamente difieren una de otra en la calidad de los materiales utilizados y básicamente en la calidad y tecnología de las células.

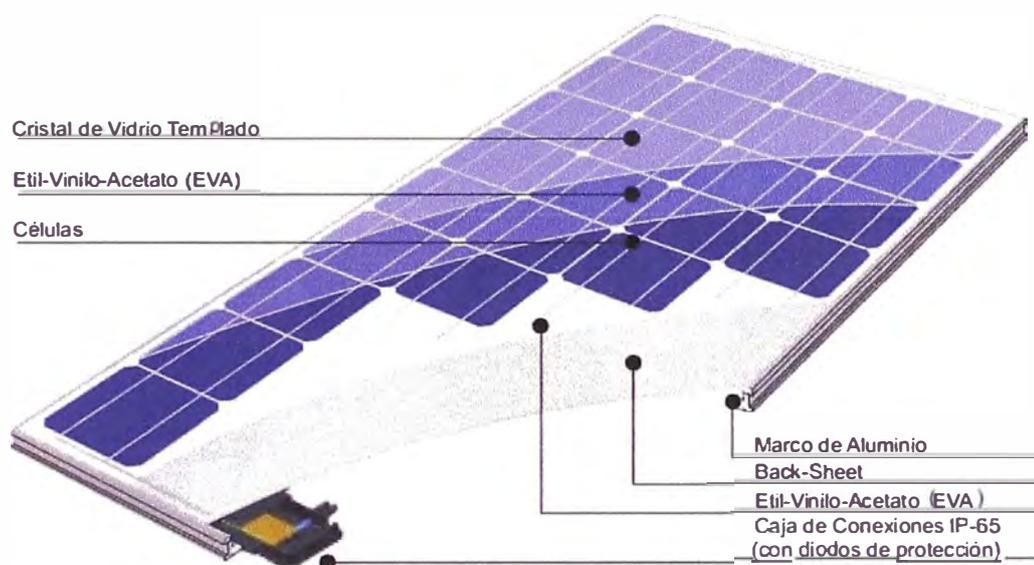


Fig. 3.9 Estructura de un Módulo Fotovoltaico

El módulo fotovoltaico está compuesto por los siguientes elementos:

Células Solares o células fotovoltaicas, fabricadas mediante la cristalización del silicio. Pueden ser de tipos principales:

- **Silicio Monocristalino**, en las que el silicio que compone las células está formado por un único cristal, cuya red cristalina es idéntica en todo el cristal y caracterizada por la solidificación de los átomos de silicio en tres direcciones espaciales perpendiculares entre sí, y sin imperfecciones.

- Silicio Policristalino, en la que los procesos de cristalización del silicio no son ordenados, obteniéndose redes cristalinas diferentes en cada cristal y conformándose la célula mediante la unión de diferentes cristales.
- Silicio Amorfo, en el cual no hay red cristalina alguna y el material es depositado sobre finas capas que se unen entre sí.

En ellas se produce el efecto fotovoltaico.

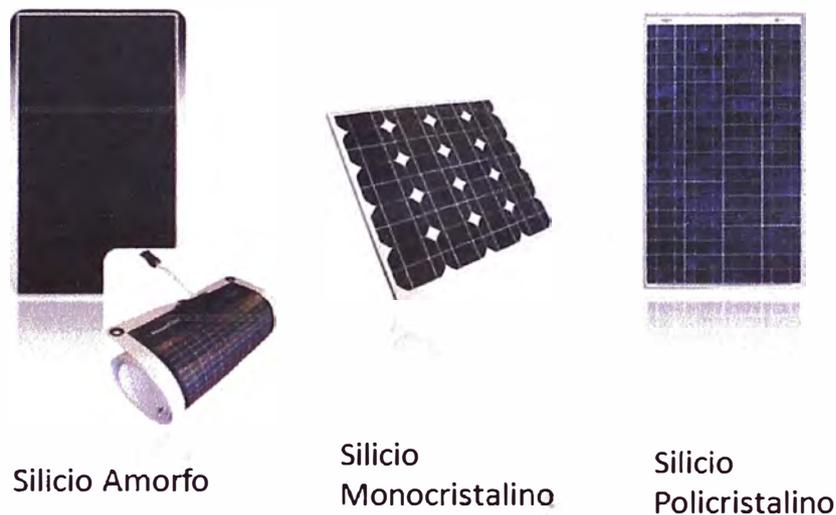


Fig. 3.10 Tipos de Módulos Fotovoltaicos

Recubrimiento exterior, generalmente de vidrio para facilitar al máximo la captación de la radiación solar por la célula fotovoltaica. También los hay de materiales orgánicos.

Encapsulamiento, actúa como protección de las células. Para este fin se utilizan productos a base de siliconas que son muy transparentes a la radiación solar y no se degradan fácilmente con el tiempo, protegiendo a las células contra la acción de la humedad.

Barras de interconexión, son las barras de interconexión eléctrica entre células fotovoltaicas.

Recubrimiento posterior, dota al módulo de protección y sirve de cerramiento. Suele ser también de vidrio (TEDLAR). En ocasiones este recubrimiento es de color claro, lo que supone una ventaja, ya que la radiación solar que ha pasado entre las células es reflejada por esa superficie y vuelve hacia el recubrimiento exterior, el cual vuelve a reflejar la radiación y es absorbida por las células.

Caja de conexiones a prueba de intemperie, caja estanca al agua y el polvo, con las terminaciones eléctricas de las células fotovoltaicas en bornas de conexión para el circuito eléctrico de interconexión con placas o bien de salida de tensión hacia los circuitos de carga.

Marco metálico, de aluminio anodizado o acero inoxidable para envolver todo el conjunto del módulo. Tiene que ser una estructura estanca y que esté preparada para la fijación en el bastidor o su integración en otro sistema constructivo.

Etiqueta de Características, indica las características del módulo fotovoltaico. Debe indicar como mínimo:

- Marca, modelo o tipo, número de serie de fabricación.
- Normas y estándares que cumple el montaje.
- Potencia, tensión e intensidad máximas de producción en condiciones de radiación y temperaturas normales de uso.
- Potencia, tensión e intensidad máximas de pruebas en condiciones de radiación solar y temperatura estándar.
- Tensión de aislamiento de los circuitos eléctricos y temperatura mínima de diseño del módulo fotovoltaico.

3.8.1 Caracterización eléctrica de los módulos fotovoltaicos

La definición eléctrica de un módulo fotovoltaico se hace a través de la gráfica Tensión-Intensidad del mismo (V-I). Los valores reflejados en esta gráfica se obtienen sometiendo al panel a unas condiciones estándar de medida (CEM) definidas por los siguientes valores; radiación: 1000 W/m², temperatura: 25°C, incidencia normal y espectro radiante AM 1,5.

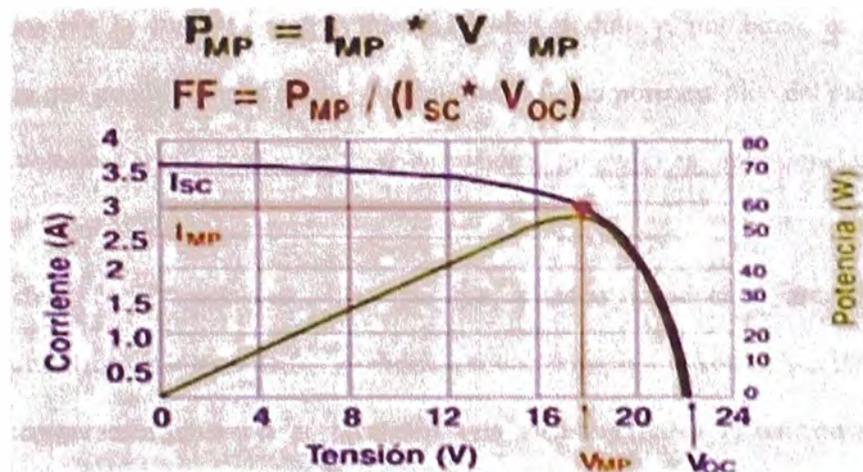


Fig. 3.11 Curva V-I

Los parámetros eléctricos que caracterizan el comportamiento de un módulo fotovoltaico son los que se definen a continuación:

Intensidad de cortocircuito (Isc), es la máxima intensidad que se puede obtener de un panel. Se calcula midiendo la corriente entre los bornes del panel cuando se provoca un cortocircuito (V=0). La intensidad de cortocircuito de un módulo es igual al de una de sus células multiplicada por el número de filas conectadas en paralelo.

Tensión nominal (V_n), es el valor de la tensión de diseño a la cual trabaja el panel e indica si el módulo es adecuado o no para una determinada utilización.

Tensión a circuito abierto (V_{oc}), es el máximo voltaje que se mediría en un módulo si no hubiese paso de corriente entre los bornes del mismo ($I=0$).

La tensión a circuito abierto de un módulo es la de cada una de sus células por el número de estas conectadas en serie.

Potencia máxima (P_M), es el mayor valor obtenido en el producto de la intensidad y la tensión del módulo fotovoltaico para cada uno de sus valores definidos por la curva tensión – intensidad del módulo y, por tanto, es la mayor potencia que puede dar el módulo. También se la llama potencia pico del panel.

El voltaje V_M que corresponde al de máxima potencia es, aproximadamente, el 80% del valor V_{oc} .

Existen condiciones en las que se pueden producir variaciones del comportamiento eléctrico de los módulos fotovoltaicos, por ejemplo, con un aumento de la temperatura ambiente se producirá una disminución de la tensión a circuito abierto y por tanto una disminución de la potencia. Y un aumento de la irradiancia producirá un aumento de la intensidad de cortocircuito y, por tanto, un aumento de la potencia.

La potencia del panel puede llegar a disminuir aproximadamente un 0.5% por cada grado por encima de 25°C que aumente la temperatura del módulo.

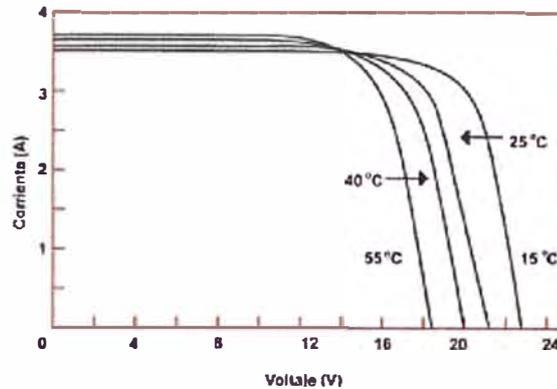


Fig. 3.12 Variación de V e I en función de la temperatura

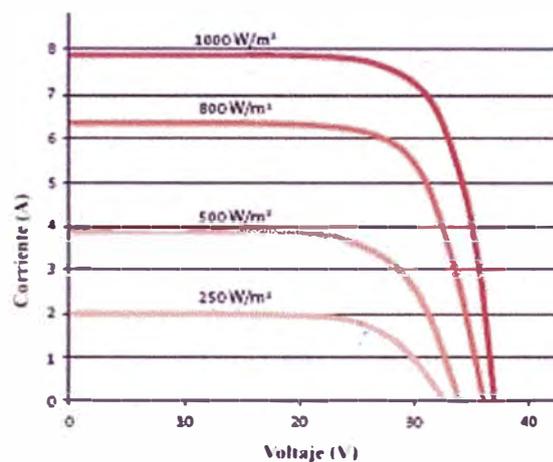


Fig. 3.13 Variación de V e I en función de la irradiancia

Eficiencia del módulo, cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la radiación incidente sobre el mismo. De acuerdo con las diversas tecnologías con las que pueden estar fabricadas las células, se pueden obtener los siguientes márgenes de eficiencias.

- Silicio monocristalino :14 - 16 %

Silicio Policristalino : 10 - 12 %

Silicio Amorfo : 6 - 8 %

3.9 Inversor

Los inversores son utilizados para convertir la corriente continua generada por los módulos fotovoltaicos en corriente alterna y de esta manera poder inyectarla en la red eléctrica. Así mismo también son utilizados en instalaciones eléctricas aisladas donde la energía que se produce se consume en el mismo lugar sin que se inyecte nada a la red principal.

Los inversores para conexión a la red eléctrica de sistemas fotovoltaicos además de trabajar con el máximo rendimiento de conversión eléctrica DC/AC han de generar energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia y bajas interferencias electromagnéticas). También han de cumplir la normativa de seguridad de las personas, equipos y la red eléctrica. Los inversores de conexión a red operan directamente conectados al generador FV por lo que habitualmente disponen de seguimiento del punto de máxima potencia, SPMP, del generador FV con el objeto de optimizar el grado de aprovechamiento de la energía potencial producida por el generador FV.

En las instalaciones de conexión a red, la salida del inversor está conectada directamente a la red eléctrica, sin pasar por los equipos de consumo de vivienda.

Hay instalaciones en las que el inversor cumple también la función de garantizar el aislamiento galvánico entre la instalación y el resto de la red. Ello se logra integrando un transformador de relación 1:1 en el propio inversor. Los inversores de mayor potencia (a partir de 200kW) no suelen llevar ese transformador de

aislamiento, pues para dichas potencias la conexión se produce con la red de media tensión, y el propio transformador de baja a media tensión proporciona el aislamiento.

Existen diferentes formas de conectar los módulos de una instalación y disponerlos en relación con el inversor. Algunos de ellos son:

- **Inversor Central**, es cuando todas las cadenas o ramales se conectan a un solo inversor, cuya tensión de entrada será la de cualquiera de las cadenas. Habitualmente son inversores de alta potencia.
- **Inversores modulares**, habitualmente denominados “string invertirs”, son inversores de potencia en el rango de 1 a 5 kW. Este esquema es ideal cuando en una misma instalación hay grupos de paneles con diferentes condiciones de irradiancia, orientación, etc.)
- **Inversores integrados en módulos FV**, en lo que el inversor está integrado en la caja de conexiones o se puede adherir a la parte posterior del módulo FV.

3.9.1 Parámetros característicos

El fabricante del inversor proporciona en su hoja de características diversos datos como:

Tensión nominal, es la tensión a aplicar entre los bornes de entrada del inversor.

Potencia Pico, es la suma de la potencia de todos los módulos fotovoltaicos de la instalación.

Potencia nominal, es la potencia de salida del inversor. Es menor que la potencia Pico, porque en la práctica, los paneles nunca (o casi nunca) proporcionan la potencia

pico y, además, es inevitable que la instalación tenga una serie de pérdidas. La potencia Pico suele ser un 10% al 20 % superior a la nominal.

Capacidad de sobrecarga, es capacidad del inversor en suministrar una potencia superior a la normal y el tiempo que esta situación se puede mantener.

Eficiencia, es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor entrega a la utilización y la potencia eléctrica que consume del generador o de las baterías.

Forma de Onda, es la señal a la salida del inversor, se caracteriza por su forma de onda. El inversor más perfecto es el de onda senoidal, pero también es el de mayor coste. Para determinadas aplicaciones (iluminación y pequeños motores) puede ser necesario uno de onda cuadrada.

CAPÍTULO 4

MEMORIA DESCRIPTIVA

4.1 Ubicación del Proyecto

El proyecto estará ubicado en el fundo “El Pozo”, a la altura del kilómetro 270 de la Panamericana Sur, en el distrito de Paracas, provincia de Pisco, departamento de Ica. El área del proyecto es de 11280 m².

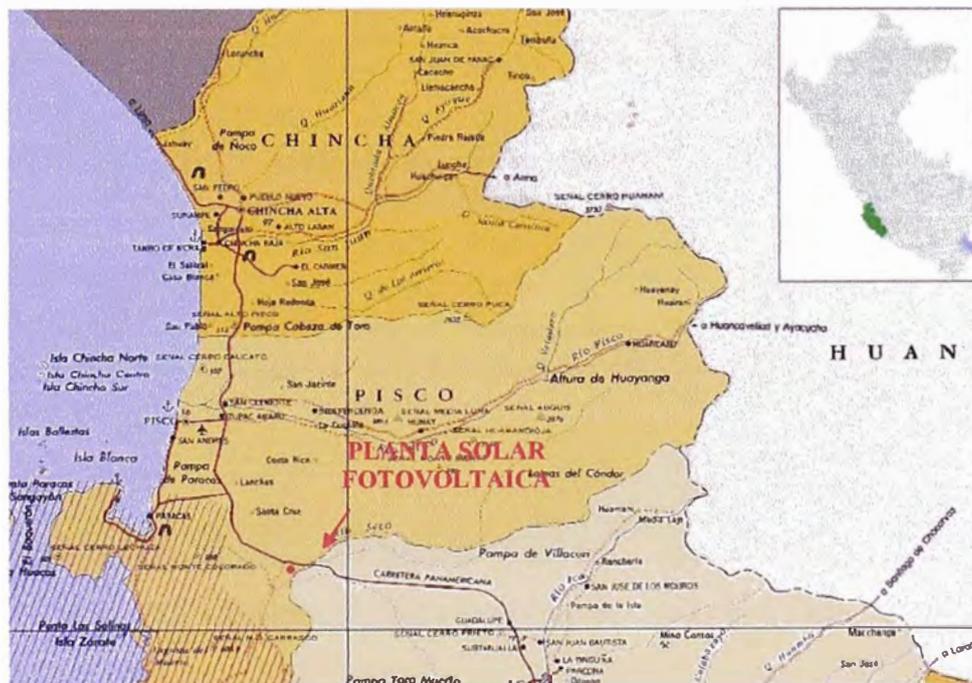


Fig. 4.1 Ubicación del proyecto.

Las coordenadas, latitud y longitud, son un dato muy importante para determinar la radiación diaria horizontal del lugar, las horas sol, la orientación de los paneles, etc. Para determinarlo utilizamos el software Google Earth, obteniendo como resultado lo siguiente:

Tabla 4.1 Coordenadas de ubicación del proyecto

COORDENADAS		UNIDAD
Latitud	-13.91	°S
Longitud	-76.04	°O

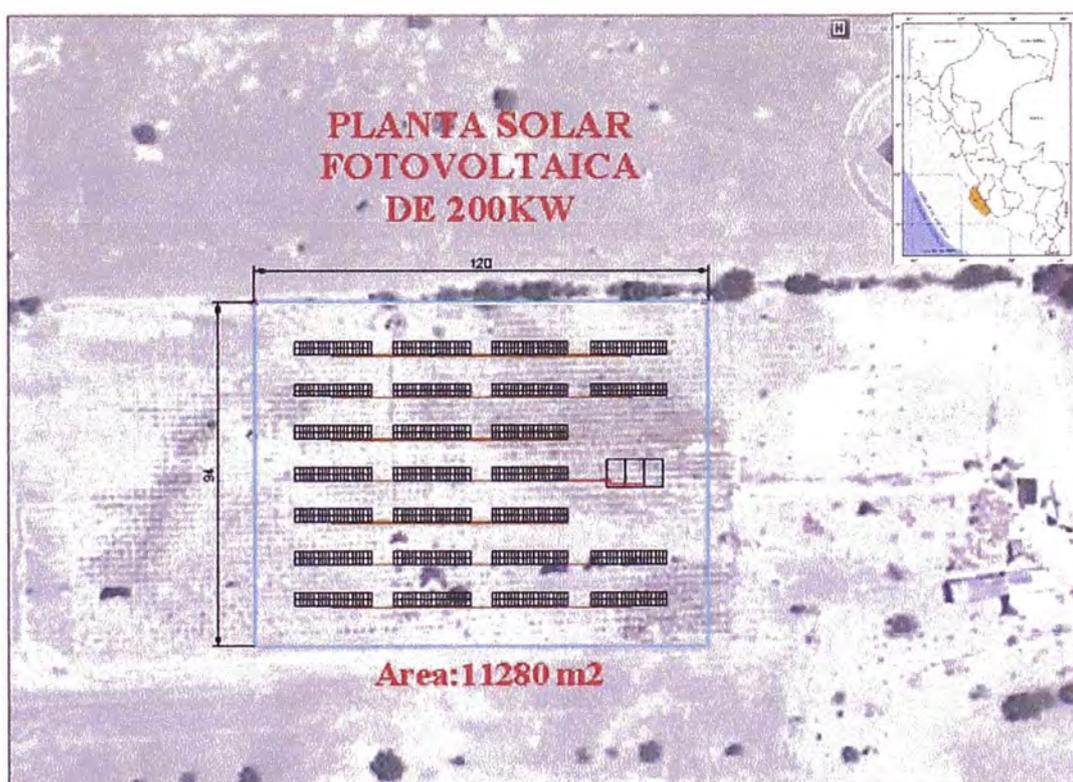


Fig. 4.2 Ubicación satelital del Proyecto con Google Earth

Este lugar se encuentra a 4 horas de la ciudad de Lima, a un kilómetro de la panamericana sur, y es paralela a una línea en media tensión de la propiedad de Electro Dunas. El lugar es una zona desértica que no cuenta con agua potable ni con energía eléctrica en baja tensión.



Fig. 4.3 Lugar del Proyecto

4.2 Características de la instalación

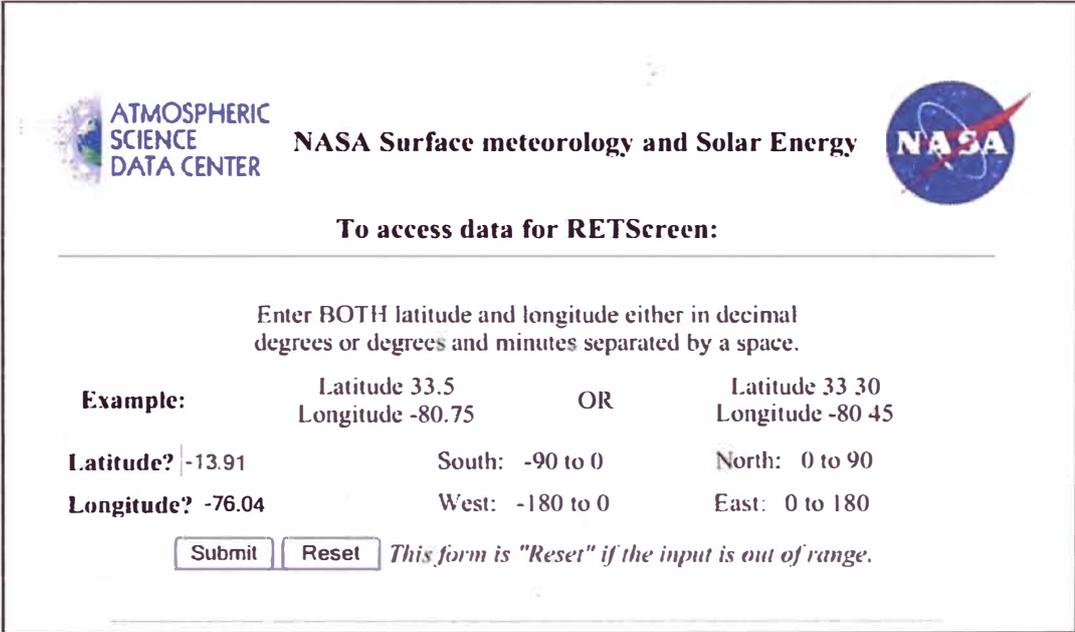
La planta solar fotovoltaica estará compuesto por los siguientes equipos principales: módulos fotovoltaicos, Inversor trifásico, estructura soporte y contadores de energía. Los módulos fotovoltaicos convertirán la energía solar en energía eléctrica de voltaje y corriente continua, esta energía será transportada por cables de cobre hasta el inversor, el cual convertirá la energía eléctrica a voltaje y corriente

alterna. Estos módulos fotovoltaicos estarán orientados hacia el norte e inclinados para su mejor aprovechamiento de la energía solar y descansarán sobre estructuras soportes metálicos resistentes a la corrosión y vientos.

Toda la energía antes de ser inyectada a la red eléctrica de distribución (propiedad de Electro Dunas), será contabilizada mediante los contadores que a su vez servirá para calcular el rendimiento de la planta solar.

4.3 Estudio energético del lugar

En el Perú no contamos con estudios de radiación solar para nuestra ubicación; por lo tanto para determinar nuestro estudio energético, utilizamos la página web de meteorología y energía solar de la NASA. En la página web nos piden ingresar la latitud y longitud del lugar, como se muestra a continuación:



The image shows a web form from the NASA Atmospheric Science Data Center. It includes the NASA logo and instructions for entering latitude and longitude data for RETScreen. The form provides an example and lists the valid ranges for latitude and longitude.

ATMOSPHERIC SCIENCE DATA CENTER **NASA Surface meteorology and Solar Energy** 

To access data for RETScreen:

Enter BOTH latitude and longitude either in decimal degrees or degrees and minutes separated by a space.

Example: Latitude 33.5 Longitude -80.75 OR Latitude 33 30 Longitude -80 45

Latitude? -13.91 South: -90 to 0 North: 0 to 90

Longitude? -76.04 West: -180 to 0 East: 0 to 180

This form is "Reset" if the input is out of range.

Fig. 4.4 Pagina Web de meteorología y energía solar de la NASA

Como resultado obtenemos la temperatura del aire, la humedad relativa, la radiación solar diaria horizontal, la presión atmosférica, la velocidad del viento a 10m de altura, etc.

Tabla 4.2 Datos meteorológicos del lugar del proyecto

Month	Air temperature	Relative humidity	Daily solar radiation horizontal	Atmospheric pressure	Wind speed	Earth temperature	Heating degree-days	Cooling degree-days
	°C	%	kWh m ² d	kPa	m/s	°C	°C-d	°C-d
January	19.8	73.8%	7.36	89.9	3.4	23.6	2	315
February	20.4	75.0%	7.44	89.9	3.3	23.6	1	302
March	20.7	71.8%	7.23	89.9	3.2	24.2	0	346
April	20.9	64.0%	6.50	89.8	3.3	24.5	0	345
May	20.5	53.8%	5.30	89.9	3.6	23.7	0	345
June	19.7	47.8%	3.97	90.0	3.9	22.4	0	310
July	19.3	44.2%	3.63	90.0	4.0	22.1	1	311
August	19.6	44.0%	4.01	90.0	4.0	23.0	0	319
September	19.8	46.6%	5.21	90.0	3.9	24.0	0	312
October	19.6	51.2%	6.45	89.9	3.7	24.6	1	317
November	19.3	58.7%	6.93	89.9	3.6	24.2	2	295
December	19.6	65.8%	7.23	89.9	3.6	24.2	3	313
Annual	19.9	58.1%	5.94	89.9	3.6	23.7	10	3830
Measured at (m)					10.0	0.0		

De acuerdo a la tabla 4.2, la radiación solar anual horizontal en el lugar del proyecto es de 5.94 KWh/m²/d

4.3.1 Orientación e inclinación óptima

Se entiende que la orientación e inclinación es óptima cuando la radiación solar anual sobre un plano es máxima. La orientación óptima de nuestros módulos fotovoltaicos es hacia el norte debido a que nos encontramos en el hemisferio sur (orientación al sur para el hemisferio norte).

Una vez determinada la orientación óptima pasamos a determinar la inclinación óptima de nuestro sistema fotovoltaico. De la tabla 2.1 utilizaremos los valores de radiación solar diaria horizontal, que es la radiación paralela a la superficie del lugar (inclinación de 0°), para determinar la inclinación óptima necesitamos obtener los valores de radiación a diferentes ángulos y escoger la inclinación con máxima radiación solar anual.

Con la ayuda del software RETScreen4 (software de análisis de energía limpia), obtendremos los valores de radiación solar a 5°, 8°, 10°, 12°, y 14° de inclinación.

Tabla 4.3 Radiación solar diaria a diferentes ángulos

MES	DIAS	RADIACIÓN SOLAR DIARIA- INCLINADO (kWh/m ² /d)					
		0°	5°	8°	10°	12°	14°
Enero	31	7.36	7.217	7.112	7.033	6.949	6.858
Febrero	28	7.44	7.382	7.326	7.281	7.229	7.170
Marzo	31	7.23	7.295	7.314	7.318	7.314	7.304
Abril	30	6.50	6.700	6.800	6.859	6.912	6.958
Mayo	31	5.30	5.554	5.691	5.776	5.855	5.929
Junio	30	3.97	4.160	4.264	4.328	4.389	4.446
Julio	31	3.63	3.772	3.848	3.895	3.938	3.978
Agosto	31	4.01	4.116	4.169	4.200	4.228	4.253
Setiembre	30	5.21	5.279	5.307	5.320	5.328	5.332
Octubre	31	6.45	6.434	6.408	6.383	6.352	6.316
Noviembre	30	6.93	6.821	6.737	6.673	6.604	6.529
Diciembre	31	7.23	7.069	6.954	6.869	6.778	6.680
ANUAL	365	5.929	5.975	5.986	5.986	5.981	5.971

Analizando los resultados podemos observar que a inclinaciones de 8° ó 12° se obtienen los mayores valores de radiación anual. Para nuestro proyecto escogemos el valor de 10° ya que al tener mayor inclinación, favorecerá al mantenimiento de los módulos y además disminuirá las pérdidas por suciedad que se detallará más adelante.

Entonces los paneles fotovoltaicos estarán orientados al norte (azimut 180°) e inclinados 10° respecto al suelo.

CAPÍTULO 5

MEMORIA DE CÁLCULO Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

5.1 Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red.

5.1.1 Reglamento de Generación Distribuida (Perú)

A fines del año 2011, se aprobó el Reglamento de Generación Distribuida, el cual tiene por objeto regular la actividad de Generación Distribuida, estableciendo los requisitos para su incorporación y operación en el mercado eléctrico.

En los artículos N° 9, 10 y 11, del mencionado reglamento, nos habla sobre los requerimientos técnicos para la conexión, condiciones de operación y pruebas:

Artículo 9º.- debe considerar los siguientes criterios:

- a) La interconexión a la red del Distribuidor debe ser segura y confiable, tanto para la Generación Distribuida, las instalaciones de la red del Distribuidor y los Usuarios; y no debe causar una reducción de la calidad del servicio eléctrico.
- b) El costo de operación, incluyendo el valor de las pérdidas del sistema al que se conecta, debe ser menor o igual con la Generación Distribuida conectada que sin ella.

c) Será de cargo y cuenta del titular de las unidades de Generación Distribuida, las instalaciones del sistema de conexión, protección y otros que sean necesario para su operación segura.

Artículo 10º.- Condiciones de operación

a) Establecer un medio de comunicación a través del cual se intercambiará información con el Distribuidor y/o con el COES para condiciones normales y de emergencia. Los medios de comunicación permitirán efectuar la desconexión automática del Generador Distribuido en coordinación con el sistema de protección del sistema de distribución.

b) Establecer registros de medición y control de acuerdo a lo establecido en la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados. Si el Distribuidor cuenta con un sistema SCADA para la operación de su sistema, el Generador Distribuido deberá incorporar sus instalaciones al sistema SCADA del Distribuidor.

Para el registro de mediciones, el Generador Distribuido incluirá las funciones de lectura bidireccional y perfil de carga histórico. La base de datos de estos registros se establecerá de acuerdo a lo dispuesto por el COES.

c) El Generador Distribuido entrega toda la potencia y energía que está en condiciones de inyectar al Sistema, sin restricciones por criterios económicos de despacho. Sin perjuicio de ello, la programación del despacho del SEIN efectuado por el COES deberá considerar la presencia y la capacidad de entrega de energía y potencia de los Generadores Distribuidos mediante la previa coordinación con el correspondiente Distribuidor y los Generadores Distribuidos.

Antes de la primera inyección de potencia a la red de distribución, el Generador Distribuido deberá informar al COES, según lo establezca el PTGD, las características de la unidad de Generación Distribuida.

d) En el mes de noviembre de cada año el Generador Distribuido entregará al Distribuidor el plan de mantenimiento programado del año siguiente, así como la propuesta para el tratamiento de los mantenimientos fortuitos.

e) El Generador Distribuido deberá realizar el control de tensión y maniobras de conexión y desconexión de sus equipos de compensación reactiva en forma coordinada con el Distribuidor.

Artículo 11°.- Pruebas

Las pruebas de conexión de las unidades de Generación Distribuida deberán realizarse de acuerdo a lo establecido en el PTGD, conforme a la clasificación de este tipo de generación. En todos los casos, las maniobras de conexión de las unidades de Generación Distribuida sólo podrán ser efectuadas por personal competente designado por el Distribuidor.

En el reglamento menciona la propuesta de PTDG (Procedimiento Técnico de Coordinación y Operación de Generación Distribuida), indicando que el COES lo presentará a OSINERGMIN, para su aprobación. Sin embargo, hasta la fecha, no se ha aprobado el PTDG.

5.1.1 Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (España)

Debido a que en el Perú no contamos con el PTGD aprobado, se tomará como base para este proyecto, el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones

Conectadas a Red”, desarrollado por el Departamento de Energía solar IDAE, con la colaboración del Instituto de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, de España. El objeto del documento es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. El pliego de condiciones técnicas sirve de guía para diseñadores, instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

5.2 Inversor y Centro de Transformación

5.2.1 Condiciones Técnicas

Según el Pliego de condiciones Técnicas (IDAE- España):

- Serán del Tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- Las características básicas de los inversores serán las siguientes:
 - Principio de funcionamiento: fuente de corriente.
 - Autoconmutados.
 - Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - No funcionará en isla o modo aislado.

- Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:
 - Cortocircuitos en alterna.
 - Tensión de red fuera de rango.
 - Frecuencia de red fuera de rango.
 - Sobretensiones, mediante varistores o similares.
 - Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.
- Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.
- Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:
 - Encendido y apagado general del inversor.
 - Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.
- Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:
 - El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar unos 10% superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30% superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
 - Los valores de eficiencia al 25% y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85% y 88% respectivamente (valores medidos

incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y de 90% al 92% para inversores mayores de 5 kW.

- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0.5% de su potencia nominal.

- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior 0.95, entre el 25% y el 100% de la potencia nominal.

- A partir de potencias mayores del 10% de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en la red.

- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.

- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0% y 85% de humedad relativa.

5.2.2 Dimensionamiento

La potencia nominal de una planta solar es la suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento; por lo tanto necesitamos un inversor de 200 kW o un conjunto de inversores que sumen 200kW de potencia nominal.

Para nuestro proyecto elegiremos un inversor de 200 kW de potencia nominal, con salida de corriente trifásica y que cumpla con todas las condiciones técnicas.

5.2.3 Inversor Seleccionado

Según los requerimientos de diseño elegimos el inversor de 200KVA de la marca KACO, modelo XP200-HV TL.



Fig. 5.1 Inversor XP200-HV TL, KACO

Datos eléctricos del inversor:

Tabla 5.1 Datos eléctricos del inversor

Datos eléctricos	XP200-HV TL
Valores de entrada	
Potencia máx. del generador FV	220 kW
Rango MPP	450 V ... 830 V
Tensión en vacío	1 000 V
Corriente de entrada máx.	467 A
Fluctuación de tensión	< 3 %
Fluctuación de corriente	< 4 %
Valores de salida	
Potencia nominal	200 kVA
Tensión de la red	conforme a los requisitos específicos del país
Tensión de salida al transformador externo	3 x 290 V (+/- 10 %) *
Frecuencia nominal	50 Hz / 60 Hz
Corriente nominal	398 A
Distorsión armónica total	< 3 % a la potencia nominal
cos phi	0.80 inductivo ... 0.80 capacitivo
Datos eléctricos generales	
Grado de rendimiento máx.	98,2 %
Grado de rendimiento europ.	97,8 %
Consumo propio	< 1 % de la potencia nominal
Consumo propio: Standby	< 100 W
Alimentación de tensión auxiliar	230 V
Vigilancia de red	conforme a los requisitos específicos del país

Datos mecánicos del inversor:

Tabla 5.2 Datos mecánicos del inversor

Datos mecánicos	
Indicador	Pantalla táctil TFT-LCD
Puertos	RS485 / Ethernet / USB 4 entradas analógicas 1 entrada digital / 1 entrada S0 1 salida digital / 1 salida S0 Tarjeta SD
Temperatura ambiente	-20 °C ... +50 °C
Refrigeración	Ventiladores (máx. 6420 m³/h)
Tipo de protección	IP21
Emisión de ruidos	< 70dB (A)
Compatibilidad electromagnética	seg. EN 61000-6-2 / EN 61000-6-4
Conformidad CE	sí
Al x An x Pro	2 110 x 2 400 x 850 mm
Superficie ocupada (An x Pro)	2 400 x 840 mm
Peso	1 200 kg

5.2.4 Centro de Transformación

El centro de transformación de la planta solar, compuesta principalmente por el transformador, tendrá la función de elevar el voltaje de 290V (salida del inversor) a 10kV (voltaje nominal de la red eléctrica de distribución, en el lugar), con el fin de hacer posible la conexión a la red eléctrica del concesionario (Electro Dunas).

También forma parte del centro de transformación todos los elementos de protección del transformador, tanto en el lado de bajo y alto voltaje.

Por lo tanto, el transformador a utilizar tendrá las siguientes características principales: Transformador trifásico de 250kVA, relación de transformación de 2 0V/10kV, de uso exterior (instalación aérea biposte).

5.3 Modulo fotovoltaico y Arreglo Matricial

5.3.1 Condiciones Técnicas

- Todos los módulo deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido
- El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.
- Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria de Solicitud justificación de su utilización y deberá ser aprobada por el IDEA.
- Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

- Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10\%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.
- Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.
- Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.
- La estructura del generador se conectará a tierra.
- Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

5.3.2 Dimensionamiento

Como nuestro inversor elegido tiene una potencia máxima de 220kW a la entrada, entonces nuestro generador fotovoltaico deberá tener igual potencia. Consideramos utilizar módulos de 220 W por ser múltiplo de la potencia requerida (220KW).

Calculo del número de módulos:

Para calcular el número de módulos dividimos la potencia nominal del generador entre la potencia del módulo fotovoltaico, de la siguiente forma:

$$Total\ de\ modulos\ FV = \frac{Potencia\ del\ generador\ FV}{Potencia\ del\ modulo\ FV}$$

Remplazando tenemos lo siguiente:

$$\text{Total de modulos FV} = \frac{220 \text{ kW}}{220 \text{ W}}$$

$$\text{Total de modulos FV} = 1000 \text{ und}$$

5.3.3 Modulo FV Seleccionado

Los módulos fotovoltaicos para este proyecto serán del fabricante SUNTECH, modelo STP220-20Wd de silicio policristalino, de 220 Wp de potencia.



Fig. 5.2 Módulo fotovoltaico STP220-20Wd, SUNTECH

Este módulo consta de las siguientes características:

- Tolerancia positiva de potencia de salida garantizada de 0/+5W para asegurar una elevada fiabilidad.
- Una capa antirreflejo hidrofóbica aumenta la absorción de luz y reduce la acumulación de polvo en la superficie.
- El diseño de tres barras de bus mejora la fiabilidad de la célula y reduce la resistencia en serie para un factor de relleno grande.
- Excelente rendimiento en entornos con poca luz (mañanas, tarde y días nublados).
- El módulo entero está certificado para soportar elevadas cargas de viento y nieve.
- El vidrio templado de 4mm de grosor aumenta la durabilidad del módulo.
- Certificación y estándares: IEC 61215, IEC 61730, UL 1703.
- Garantía transferible de 25 años de potencia de salida: 5 años/95%, 12 años/90%, 18 años/85%, 25 años /80%.

Tabla 5.3 Datos eléctricos del módulo a Irradiancia 1000 W/m²

STC	STP220-20/Wd
Tensión óptima de operación (V _{mp})	29.5 V
Corriente óptima de operación (I _{mp})	7.46 A
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	36.6 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	8.05 A
Máxima potencia STC (P _{max})	220 Wp
Temperatura de operación	-40 °C hasta +85°C
Tensión máxima de sistema	1000 V DC
Corriente máxima por fusible en serie	20A
Tolerancia de potencia	0 / +5 W

STC: Irradiancia 1000 W/m², Temperatura del módulo 25°C. AM=1.5

Tabla 5.4 Datos eléctricos del módulo a Irradiancia 800 W/m²

NOCT	STP220-20/Wd
Potencia Máxima (W)	160 Wp
Tensión de potencia máxima (V)	26.8 V
Corriente de potencia máxima (A)	5.98 A
Tensión en circuito abierto (V _{oc})	33.7 V
Corriente de cortocircuito (I _{sc})	6.54 A
Reducción de eficiencia (desde 1000 W/m ² a 200 W/m ²)	< 4.5 %

NOCT: Irradiancia 800 W/m², Temperatura del módulo 20°C, velocidad del viento 1 m/s

Tabla 5.5 Parámetros de temperatura del módulo fotovoltaico

Temperatura Nominal de Operación de la Célula (NOCT)	45 ± 2°C
Coefficiente de temperatura de P_{max}	-0.47 %/°C
Coefficiente de temperatura de V_{oc}	-0.34 %/°C
Coefficiente de temperatura de I_{sc}	0.045 %/°C

Tabla 5.6 Características mecánicas del módulo fotovoltaico

Célula solar	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Número de Células	60 (6x10)
Dimensiones	1665x991x50 mm (56.6x39,0x2,0 pulgadas)
Peso	22.5 kgs (49,6 lbs.)
Vidrio frontal	Vidrio templado de 4 mm (0.16 pulgadas)
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clase IP67
Cables de salida	Cable H+S RADOX SMART de 4,0 mm ² , longitudes simétricas 1m, conectores MC 4

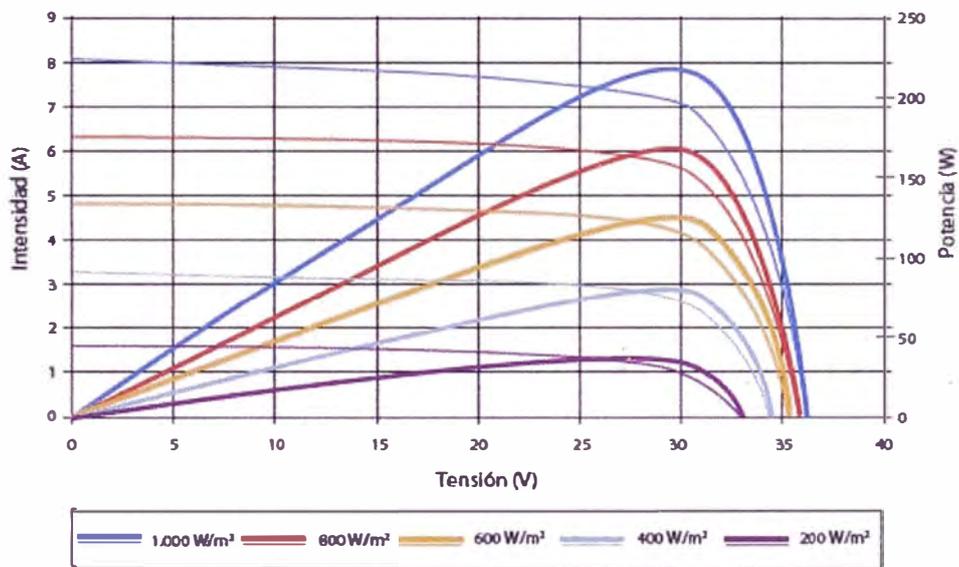


Fig. 5.3 Variación de la Potencia según la irradiación

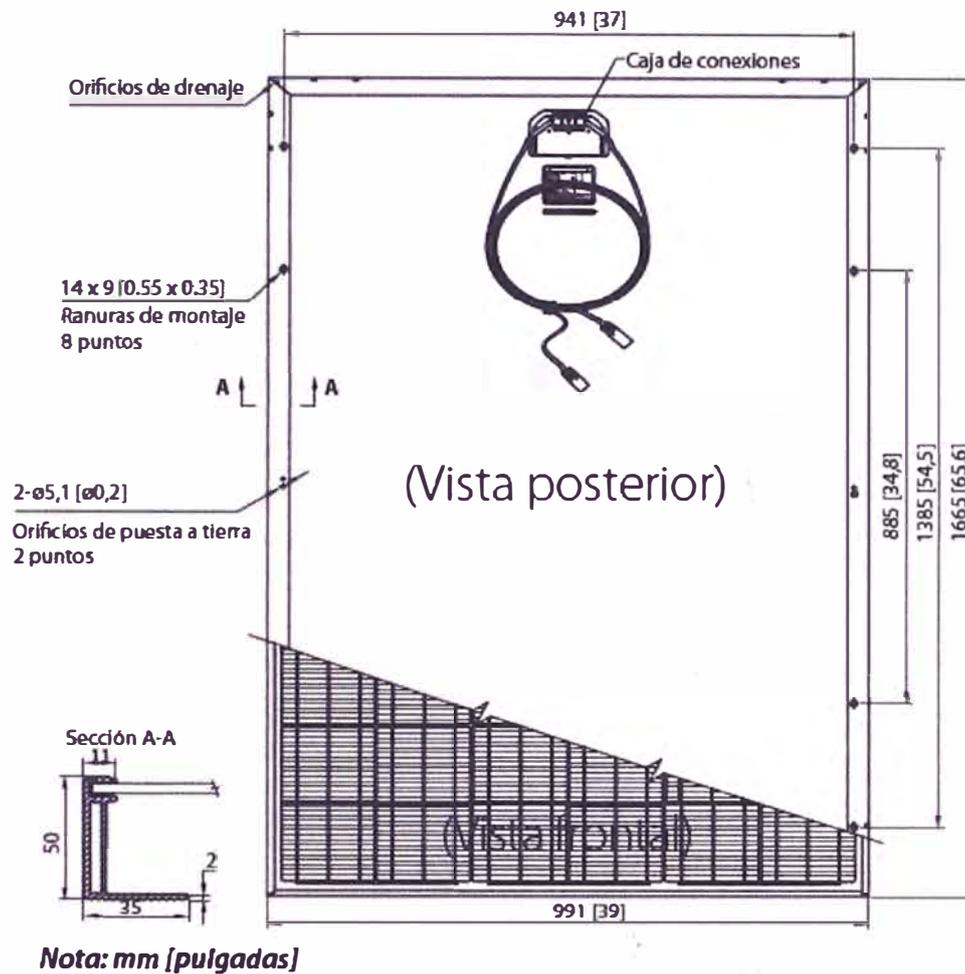


Fig. 5.4 Vista posterior del módulo fotovoltaico

5.3.4 Cálculo del número de módulos por cadena (ramal) y del total de cadenas

Luego de calcular el número total de módulos que se utilizarán para generar la potencia nominal, necesitamos distribuir los módulos por cadenas (string) y/o ramales y conectarlos en serie, de tal manera que generen suficiente voltaje e intensidad que necesita el inversor para su correcto funcionamiento.

Para el cálculo de la longitud del ramal utilizaremos los siguientes parámetros del inversor y modulo fotovoltaico:

Tabla 5. Parámetros necesarios para el cálculo del número de módulos

DESCRIPCIÓN	SIMBOLO	VALOR
Tensión en optima operación del módulo FV (Vpm)	Vpm	29.5 V
Tensión en Circuito abierto del módulo FV (Voc)	Voc	36.60 V
Coefficiente de temperatura Voc del módulo FV	Tk	-0.34%/°C
Tensión en vacio del inversor	Voinv	1000 V
Tensión máxima de operación del inversor	Vpmax	830 V
Tensión mínima de operación del inversor	Vpmin	450 V
Temperatura máxima del lugar	Tmax	40 °C
Temperatura mínima del lugar	Tmin	8 °C

Para hallar el número mínimo de paneles, se considera el caso en que un ramal trabaje a la temperatura máxima de ambiente (menor voltaje) y la suma de sus voltajes sea igual o mayor que el voltaje mínimo de operación del inversor, además debe de tener un voltaje de circuito abierto menor al voltaje de circuito abierto del inversor.

$$\text{Votaje a una temperatura } Tamb = Vo + \frac{Vox(Tamb - 25^{\circ}C) \times Tk}{100}$$

Remplazando los valores en la formula anterior para obtener el voltaje de óptima operación del módulo a la temperatura de 40 °C:

$$\text{Votaje } Vpm \text{ a } 40^{\circ}C = 29.5 + \frac{29.5 \times (40 - 25) \times (-0.34)}{100}$$

$$\text{Votaje } Vpm \text{ a } 40^{\circ}C = 28 V$$

Del mismo modo se obtuvo el voltaje en circuito abierto del módulo a la temperatura de 40 °C:

$$\text{Voltaje } V_{oc} \text{ a } 40\text{ }^{\circ}\text{C} = 34.73\text{ V}$$

El número mínimo de módulos por cadena o ramal será:

$$\# \text{ mínimo de módulos} \geq \frac{V_{pmin}}{V_{pm} 40\text{ }^{\circ}\text{C}} = \frac{450}{28} \cong 16$$

$$\# \text{ mínimo de módulos} \leq \frac{V_{oinv}}{V_{oc} 40\text{ }^{\circ}\text{C}} = \frac{1000}{34.73} \cong 28$$

Analizando estos dos valores, consideramos que como mínimo debemos tener 16 módulos por cadena o ramal.

Para hallar el número máximo de módulos, se considera el caso en que un ramal trabaje a la temperatura mínima de ambiente (mayor voltaje) y la suma de sus voltajes sea igual o menor que el voltaje máxima de operación del inversor, además debe de tener un voltaje de circuito abierto menor al voltaje de circuito abierto del inversor.

Remplazando los valores en la formula anterior para obtener el voltaje de óptima operación del módulo a la temperatura de 5 °C:

$$\text{Voltaje } V_{pm} \text{ a } 5^{\circ}\text{C} = 29.5 + \frac{29.5 \times (5 - 25) \times (-0.34)}{100}$$

$$\text{Voltaje } V_{pm} \text{ a } 5^{\circ}\text{C} = 31.21\text{ V}$$

Del mismo modo se obtuvo el voltaje en circuito abierto del módulo a la temperatura de 40 °C:

$$\text{Voltaje } V_{oc} \text{ a } 5\text{ }^{\circ}\text{C} = 38.72\text{ V}$$

El número mínimo de módulos por cadena o ramal será:

$$\# \text{ minimo de modulos} \leq \frac{V_{pmin}}{V_{pm} 5^{\circ}C} = \frac{830}{31.21} \cong 26$$

$$\# \text{ minimo de modulos} \leq \frac{V_{oinv}}{V_{oc} 5^{\circ}C} = \frac{1000}{38.72} \cong 25$$

Analizando estos dos valores, consideramos que como máximo debemos tener 25 módulos por cadena o ramal.

Por lo tanto el rango de módulos por cadena es la siguiente:

$$16 \leq \text{modulos por cadena} \leq 25$$

Para nuestro proyecto consideramos 20 módulos por cadena, ya que este es múltiplo de 1000, que es el total de módulos FV.

En consecuencia nuestro arreglo fotovoltaico quedaría determinado por 50 cadenas conectadas en paralelo, cada cadena compuesto por 20 módulos FV conectados en serie y cada módulo con una potencia de 220 Wp.

5.4 Estructura soporte

5.4.1 Definición

Es la encargada de asegurar un buen anclaje del generador solar, facilitan la instalación de mantenimiento de los módulos a la vez que proporciona no solo la orientación necesaria, sino también el ángulo de inclinación idóneo para un mejor aprovechamiento de la radiación.

Se emplean perfiles de acero galvanizado o de aluminio para la sujeción y conexión de los módulos, asegurando un buen contacto eléctrico entre el marco de los módulos y los perfiles de soporte, por seguridad frente a posibles pérdidas de aislamiento en el generador o efectos inducidos por descargas atmosféricas.

Existen dos tipos de soportes para los módulos FV, los fijos y los móviles.

- Los soportes fijos son estructuras metálicas sin movimiento, que se orientan idealmente al Norte o Sur, y con una inclinación fija que da el mejor rendimiento posible en el cómputo de todo el año.



Fig. 5.5 Soportes fijos

- Los soportes móviles montan los módulos sobre una estructura que a su vez está montada sobre un mecanismo, este mecanismo puede ser de 1 eje ó de 2 ejes. El mecanismo de 1 eje sigue el movimiento del sol variando su inclinación, en cambio el mecanismo de 2 ejes sigue el movimiento del sol variando su inclinación y orientación.



Fig. 5.6 Soporte móvil de 2 ejes (seguidor solar)

Los soportes móviles son capaces de incrementar el rendimiento de la instalación en un 30 y 40% anual, pero tienen un mayor costo que los soportes fijos, requieren más espacio para evitar las sombras, además necesitan más concreto para su instalación. El precio final de la instalación se ve incrementado en un 20% aproximadamente.

5.4.2 Condiciones Técnicas

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado.

- Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.
- El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas

que puedan a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

- El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.
- La estructura protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.
- La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV – 106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.
- Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.
- La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.
- Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.
- Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

5.4.3 Estructura Soporte Seleccionada

El soporte propuesto para nuestro proyecto tendrá las siguientes características:

- Fabricada de será de acero galvanizado en caliente.
- Contarán con cimentación mediante zapatas de hormigón, esto le proporcionará mayor estabilidad y resistencia frente a los vientos.

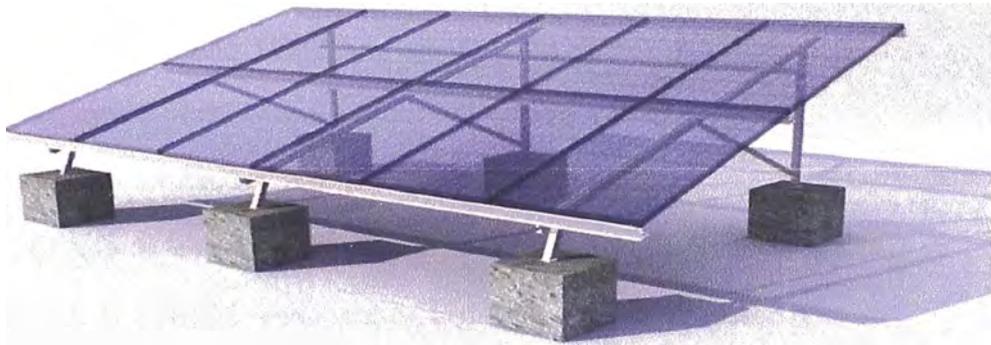


Fig. 5.7 Soporte fijo seleccionado

5.5 Sistemas de Protección

5.5.1 Sistema de Protección y Maniobra

a) Elementos de Principales

- **Fusible**

Los fusibles son la protección de cadenas más empleada por los diseñadores porque, a diferencia de los diodos, desconectan el circuito en caso de fallo.

No obstante, aunque los fusibles son fáciles de utilizar, debe actuarse con la máxima precaución al dimensionarlos y elegirlos.

Deben dimensionarse para valores de intensidad mínimos de 1,25 IS y como máximo el valor indicado por el fabricante para la protección del módulo. En ausencia de indicaciones específicas, hay que tener en cuenta un valor de 2,0 IS o menor;

Deben instalarse en seccionadores con fusible específicos capaces de disipar la potencia que se desarrolla en las peores condiciones de funcionamiento.

- **Interruptores automáticos**

El uso de interruptores magnetotérmicos es otro método de protección de cadenas fotovoltaicas. Así, los fabricantes han creado productos específicos que comprenden soluciones tecnológicas capaces de funcionar con valores de tensión de corriente continua altos, habituales en estas aplicaciones.

Técnicamente, el uso de interruptores magnetotérmicos es la mejor solución para proteger cadenas fotovoltaicas. Ofrece una alta disponibilidad del sistema, desconexión segura de todos los polos y rearme fácil y seguro.

Descargadores

Es aconsejable instalar protectores contra sobretensiones (SPD) en cada polaridad hacia tierra en las cajas de conexión una vez se hayan evaluado los riesgos adecuadamente.

La impedancia de estos dispositivos varía en función de la tensión aplicada: en espera, su impedancia es extremadamente alta y se reduce en caso de sobretensión descargando la intensidad asociada hacia tierra.

Es aconsejable elegir la clase adecuada de SPD con umbrales de disparo que se ajusten a los valores de tensión de funcionamiento del circuito.

Los inversores suelen contar con protección interna contra sobretensión, pero la adición de SPD a los terminales del inversor mejora la protección proporcionada para ésta última y evitan que las protecciones internas del inversor funcionen si se disparan, algo que detendría la producción de energía y requeriría la intervención de personal especializado.

b) Protección y Maniobra en lado de corriente continúa

Los elementos de protección en el lado de corriente continua estará compuesto por interruptores termomagnéticos, protector contra sobretensiones y fusibles; estos elementos estarán dentro de las cajas de conexiones. Las cajas de conexiones tendrán grado de protección IP 65 y serán montados a la intemperie, a excepción de la caja TI.

Tabla 5.9 Elementos de protección y maniobra en lado de C.C.

CAJA DE CONEXIONES	TIPO	Ítem 1.4	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA
TC1	Caja con protección IP 65	23	- 1 Interruptor Termomagnético 800V-DC / 2P / 25A
			- 1 Protector Contra Sobretensiones 800V – DC / 2P+T
			- 2 Bases Porta fusibles 1000VDC/12A
TC2	Caja con protección IP 65	68 / 90	- 1 Interruptor Termomagnético 800V-DC / 2P / (80A / 100A)
			- 1 Protector Contra Sobretensiones de 800V – DC / 2P+T
			- (3 / 4)Bases Porta fusibles 1000VDC/25A
TI	Caja con protección IP 65	563	- 1 Interruptor Seccionador 800V-DC / 2P / 600A
			- 1 Protector Contra Sobretensiones 800V – DC / 2P+T
			- 3 Bases Porta fusibles 1000VDC/80A - 4 Bases P. Fusible 1000VDC/100A

c) Protección y Maniobra en lado de corriente alterna

Los elementos de protección entre la salida del inversor y el transformador de corriente alterna, estará compuesto por un Interruptor seccionador general y un protector contra sobretensiones. Los elementos de protección a la salida del transformador serán suministrados e instalados por la empresa concesionaria de la red de media tensión.

Tabla 5.10 Elementos de protección y maniobra en lado de C.A.

CAJA DE CONEXIONES	TIPO	In x 1.25	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y MANIOBRA
Tablero General	Caja con protección IP 65	497.5	- 1 Interruptor Seccionador 690V-AC / 630A
			- 1 Protector Contra Sobretensiones 600V – AC

5.5.2 Medida de la Energía

La medida es un elemento clave para la facturación, actualmente existen medidores del tipo direccional y bidireccional. Los de tipo bidireccional pueden funcionar en dos direcciones, como generador y consumidor; en cambio los direccionales funcionan solo como generador o consumidor. En nuestro proyecto contaremos con un contador direccional de energía eléctrica trifásica, conectado en el lado de Media Tensión 10kV, justo a la salida del transformador. El montaje del medidor lo realizará la empresa concesionaria, dueña de la red de media tensión.

5.5.3 Aislamiento galvánico

El aislamiento galvánico es la separación de la instalación fotovoltaica y la red de distribución, hay instalaciones en las que el inversor cumple también la función de garantizar el aislamiento galvánico. Ello se logra integrando un transformador de

relación 1:1 en el propio inversor, aunque de ellos resulten aparatos de mayor peso y mayores pérdidas. Los inversores de mayor potencia (a partir de 250 kW) no suelen llevar este transformador de aislamiento, pues para dichas potencias la conexión se produce con la red de media tensión, y el propio transformador de baja a media tensión proporciona el aislamiento.

El inversor elegido para este proyecto cuenta con aislamiento galvánico.

5.5.4 Distorsión Armónica

La distorsión de formas de onda de corrientes y voltaje debida a las armónicas es uno de los fenómenos que afectan la confiabilidad del sistema y por lo tanto la calidad de la energía.

Según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos:

- El factor de distorsión total por armónicas (THD) para tensiones menores o iguales a 60 kV no deben superar el 8% con respecto a la tensión nominal del punto de medición.

Para este proyecto el inversor elegido tiene una distorsión armónica total menor al 3% de la potencia nominal, por lo tanto la calidad del producto satisface los estándares fijados por la norma.

5.5.5 Variación de tensión y frecuencia en la red

Según la norma técnica de calidad de los servicios eléctricos:

- La tensión en la red debe de estar en 220V
- La frecuencia debe estar en el rango de 60Hz

Para este proyecto el inversor elegido cuenta con protección a la variación de la tensión y frecuencia. Eso quiere decir, si la tensión o la frecuencia de la red están fuera de los límites de trabajo, según normativa, el inversor interrumpirá su funcionamiento hasta que dicha tensión o frecuencia vuelvan a encontrarse dentro del rango admisible.

5.5.6 Contra funcionamiento en isla

Para que el inversor no actúe en modo isla se dispone de un monitoreo de la tensión y la frecuencia de la red. En el caso de que estos valores se encontraran fuera del margen adecuado, se realizará la desconexión automática del inversor de la red de distribución. El inversor esperará a que desaparezca esta situación para que entre en funcionamiento.

Para este proyecto el inversor elegido cuenta con protección ante el funcionamiento en isla.

5.6 Conductores Eléctricos

5.6.1 Condiciones Técnicas

Según las condiciones Técnicas:

- Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1.5% y los de la parte CA para que la

caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

- Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de persona.
- Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

5.6.2 Dimensionamiento

Para el Dimensionamiento de los cables, nos centraremos básicamente en calcular la sección transversal de los cables, de acuerdo a las caídas de tensión máximas indicadas en el Pliego de Condiciones Técnicas (1.5 % en corriente continua y 2% en corriente alterna).

5.6.2.1 Dimensionamiento en Corriente Continua

Los circuitos en corriente continua comprenden desde los paneles fotovoltaicos hasta el ingreso del inversor. Por lo tanto lo dividiremos en los siguientes tramos:

- Tramo 1: Desde los módulos hasta los tableros de conexión 1 (TC1)
- Tramo 2: Desde los TC1 hasta los tableros de conexión 2 (TC2)
- Tramo 3: Desde los TC2 hasta el tablero de agrupamiento del Inversor (TI)
- Tramo 4: Desde el TI hasta el Inversor

Además, para el cálculo de la sección transversal en corriente continua, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{2xLxIx\rho}{\Delta V\%}$$

Dónde:

S : Sección transversal del conductor (mm²)

L : Longitud del conductor (m)

ρ : Resistividad del cobre (0.0175 $\Omega \times \text{mm}^2/\text{m}$)

I : Intensidad (A)

$\Delta V\%$: Caída de tensión (V%)

Reemplazando los valores por cada tramo y asumiendo una caída de tensión coherente con el pliego de condiciones técnicas, obtendremos la sección transversal teórica; luego, con el valor calculado elegimos una sección comercial y/o real (mayor a la sección teórica). Con la sección real determinaremos la nueva caída de tensión.

- Tramo 1: Como todas la cadenas son del mismo tamaño, entonces solo es necesario analizar la fila “A”, compuesta por 8 cadenas. Las siguientes tablas muestran los resultados obtenidos.

Tabla 5.11 Sección teórica del tramo 1

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	$\Delta V(\%)$	S(mm²)
A11	Cadena A11	TC1-A1	15	590	7.46	0.2	3.32
A12	Cadena A12	TC1-A1	15	590	7.46	0.2	3.32
A21	Cadena A21	TC1-A2	15	590	7.46	0.2	3.32
A22	Cadena A22	TC1-A2	15	590	7.46	0.2	3.32
A31	Cadena A31	TC1-A3	15	590	7.46	0.2	3.32
A32	Cadena A32	TC1-A3	15	590	7.46	0.2	3.32
A41	Cadena A41	TC1-A4	15	590	7.46	0.2	3.32
A42	Cadena A42	TC1-A4	15	590	7.46	0.2	3.32

Tabla 5.12 Sección real del tramo 1

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	S(mm2)	$\Delta V(\%)$
A11	Cadena A11	TC1-A1	15	590	7.46	4	0.17
A12	Cadena A12	TC1-A1	15	590	7.46	4	0.17
A21	Cadena A21	TC1-A2	15	590	7.46	4	0.17
A22	Cadena A22	TC1-A2	15	590	7.46	4	0.17
A31	Cadena A31	TC1-A3	15	590	7.46	4	0.17
A32	Cadena A32	TC1-A3	15	590	7.46	4	0.17
A41	Cadena A41	TC1-A4	15	590	7.46	4	0.17
A42	Cadena A42	TC1-A4	15	590	7.46	4	0.17

- Tramo 2: Como nuestra distribución de filas de cadenas es simétrica solo será necesario analizar las filas A y C.

Tabla 5.13 Sección teórica del tramo 2

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	$\Delta V(\%)$	S(mm2)
CA1	TC1-A1	TC2-A	68	590	14.92	0.3	20.06
CA2	TC1-A2	TC2-A	40	590	14.92	0.3	11.80
CA3	TC1-A3	TC2-A	15	590	14.92	0.3	4.43
CA4	TC1-A4	TC2-A	22	590	14.92	0.3	6.49
CC1	TC1-C1	TC2-C	68	590	14.92	0.3	20.06
CC2	TC1-C2	TC2-C	40	590	14.92	0.3	11.80
CC3	TC1-C3	TC2-C	15	590	14.92	0.3	4.43

Tabla 5.14 Sección real del tramo 2

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	S(mm2)	$\Delta V(\%)$
CA1	TC1-A1	TC2-A	68	590	14.92	25	0.24
CA2	TC1-A2	TC2-A	40	590	14.92	16	0.22
CA3	TC1-A3	TC2-A	15	590	14.92	6	0.22
CA4	TC1-A4	TC2-A	22	590	14.92	10	0.19
CC1	TC1-C1	TC2-C	68	590	14.92	25	0.24
CC2	TC1-C2	TC2-C	40	590	14.92	16	0.22
CC3	TC1-C3	TC2-C	15	590	14.92	6	0.22

- Tramo 3: Comprende 7 circuitos que parten desde las diferentes filas a la caja de conexiones TI que se encuentra cerca del inversor.

Tabla 5.15 Sección teórica del tramo 3

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	$\Delta V(\%)$	S(mm²)
I1	TC2-A	TI	55	590	59.68	0.25	77.89
I2	TC2-B	TI	44	590	59.68	0.25	62.31
I3	TC2-C	TI	31	590	44.76	0.25	32.93
I4	TC2-D	TI	20	590	44.76	0.25	21.24
I5	TC2-E	TI	31	590	44.76	0.25	32.93
I6	TC2-F	TI	44	590	59.68	0.25	62.31
I7	TC2-G	TI	55	590	59.68	0.25	77.89

Tabla 5.16 Sección real del tramo 3

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	S(mm²)	$\Delta V(\%)$
I1	TC2-A	TI	55	590	59.68	95	0.20
I2	TC2-B	TI	44	590	59.68	70	0.22
I3	TC2-C	TI	31	590	44.76	35	0.24
I4	TC2-D	TI	20	590	44.76	25	0.21
I5	TC2-E	TI	31	590	44.76	35	0.24
I6	TC2-F	TI	44	590	59.68	70	0.22
I7	TC2-G	TI	55	590	59.68	95	0.20

- Tramo 4: Estará compuesto por 2 circuitos que parten de la misma caja de conexiones TI hacia el inversor.

Tabla 5.17 Sección real del tramo 4

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	$\Delta V(\%)$	S(mm²)
IN1	TI	Inversor	5	590	186.5	0.07	79.03
IN1	TI	Inversor	5	590	186.5	0.07	79.03

Tabla 5.18 Sección real del tramo 4

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	S(mm2)	ΔV(%)
IN1	TI	Inversor	5	590	186.5	95	0.06
IN1	TI	Inversor	5	590	186.5	95	0.06

Al sumar las pérdidas por caída de tensión en C.C., resulta 0.81%, valor que está dentro de lo indicado en el pliego de condiciones técnicas (<1.5%).

5.6.2.1 Dimensionamiento en Corriente Alterna

El circuito en corriente alterna trifásica comprende desde la salida del inversor hasta el centro de transformación. Entonces, para el cálculo de la sección del conductor utilizaremos la siguiente fórmula:

$$S = \frac{\sqrt{3} \times L \times I \times \rho \times \cos\phi}{\Delta V\%}$$

Dónde:

S : Sección transversal del conductor (mm²)

L : Longitud del conductor (m)

ρ : Resistividad del cobre (0.0175 Ωxmm²/m)

I : Intensidad (A)

ΔV% : Caída de tensión (V%)

Cosφ : Factor de Potencia

Considerando el mismo análisis del lado de corriente continua, obtenemos lo siguiente:

Tabla 5.19 Sección teórica del lado AC

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	$\Delta V(\%)$	S(mm ²)
T1	Inversor	CT	16	290	199	0.5	66.56
T2	Inversor	CT	16	290	199	0.5	66.56

Tabla 5.20 Sección real del lado AC

Circuito	Desde	Hasta	L(m)	Vmax(V)	Inom(A)	S(mm ²)	$\Delta V(\%)$
T1	Inversor	CT	16	290	199	70	0.48
T2	Inversor	CT	16	290	199	70	0.48

5.7 Red de tierra

5.7.1 Condiciones Técnicas

- Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el reglamento de baja tensión.

5.8 Cálculo del Rendimiento Energético o “Performance Ratio”, PR

El rendimiento energético de una planta solar fotovoltaica se define como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo, que tiene en cuenta la dependencia de la eficiencia con la temperatura, caída de tensión en el cableado, pérdidas por suciedad, eficiencia energética del inversor, entre otros.

5.8.1 Perdidas en las Instalaciones Fotovoltaicas

5.8.1.1 Perdidas por dispersión de Potencia

La potencia de todos los módulos no es exactamente idéntica, y aunque dos módulos tengan la misma potencia, puede ser que sus intensidades y tensiones sean diferentes. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzca una pérdida de potencia, en concreto, la intensidad de paso de una cadena en serie de módulos será la menor de todos los módulos que componen la serie. Como el fabricante de nuestros módulos fotovoltaicos garantiza que su potencia está en un rango positivo de 5W, entonces estimaremos las posibles pérdidas en un 1%.

5.8.1.2 Perdidas por Temperatura

El rendimiento de los sistemas fotovoltaicos disminuye con el incremento de la temperatura de trabajo a la que están sometidos. Al ser un elemento expuesto a la radiación solar de manera permanente, se debe considerar en el diseño una buena ventilación para todos los módulos. Para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura, “Ltem”, se hace uso de la siguiente expresión:

$$L_{tem} = g_x(T_c - 25^{\circ}C)$$

Dónde:

g: Coeficiente de temperatura de Pmax. En nuestros modulos es 0.0047(1/°C).

Tc: Temperatura de los módulos.

Para encontrar la temperatura de los módulos se utiliza la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb} + \frac{(T_{onc} - 20^{\circ}C) \times E}{800}$$

Dónde:

T_{amb} : Temperatura ambiente

T_{onc} : Temperatura de operación nominal de la célula. En nuestro caso es de 45°C.

E : Irradiación media en un día soleado, varía según el mes.

Sustituyendo los valores nos queda la siguiente fórmula:

$$L_{tem} = 0.0047 \times (T_{amb} + \frac{E}{32} - 25)$$

Tabla 5.21 Pérdidas por Temperatura

Mes	T_{amb} (°C)	Radiación media (KWh/m2/día)	Hora solar(h)	E (w/m2/día)	L_{tem}
Enero	23.60	6.95	12.90	538.65	7%
Febrero	23.60	7.23	12.50	578.28	8%
Marzo	24.20	7.31	12.20	599.54	8%
Abril	24.50	6.91	11.80	585.75	8%
Mayo	23.70	5.86	11.50	509.17	7%
Junio	22.40	4.39	11.30	388.40	4%
Julio	22.10	3.94	11.40	345.47	4%
Agosto	23.00	4.23	11.70	361.39	4%
Setiembre	24.00	5.33	12.00	444.02	6%
Octubre	24.60	6.35	12.40	512.28	7%
Noviembre	24.20	6.60	12.80	515.93	7%
Diciembre	24.20	6.78	13.00	521.35	7%

5.8.1.3 Pérdidas por suciedad de los módulos fotovoltaicos

Con un mantenimiento adecuado de las instalaciones, las pérdidas por suciedad en los módulos no deben superar el 1%.

5.8.1.4 Pérdidas por inclinación, azimut y sombras

Para nuestro proyecto estamos considerando estos valores óptimos, por lo que las pérdidas no superarían el 0.5%.

5.8.1.5 Pérdidas por degradación fotónica

Estas pérdidas se deben a una degradación de todas las células de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el módulo fotovoltaico y se admite como valor el del 1%.

5.8.1.6 Pérdidas eléctricas

Son las pérdidas debidas a las caídas de tensión y calentamiento de los conductores, a los elementos de protección, borneras de conexión, etc. Estas pérdidas se estiman en un 1.5%.

5.8.1.7 Eficiencia del Inversor

Para el cálculo del PR también debemos considerar la eficiencia del Inversor, en nuestro caso, según el catálogo, la eficiencia del Inversor es de 97.8%.

5.8.2 Performance Ratio, PR

El performance ratio o rendimiento energético de la instalación, es la eficiencia de la planta solar fotovoltaica en condiciones reales de trabajo, y depende de las pérdidas mencionadas anteriormente. En la siguiente tabla mostramos los resultados de las pérdidas y el rendimiento energético.

Tabla 5.22 Resumen de pérdidas

Mes	Dispersión de Potencia	Temperatura	Suciedad	Inclinación y sombras	Degradación Fotónica	Cableado Eléctrico	Eficiencia Inversor	PR
Enero	1%	7%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	86.3%
Febrero	1%	8%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	85.7%
Marzo	1%	8%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	85.2%
Abril	1%	8%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	85.2%
Mayo	1%	7%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	86.6%
Junio	1%	4%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	88.8%
Julio	1%	4%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	89.6%
Agosto	1%	4%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	88.9%
Setiembre	1%	6%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	87.4%
Octubre	1%	7%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	86.2%
Noviembre	1%	7%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	86.3%
Diciembre	1%	7%	1%	0.5%	1%	1.5%	97.8%	86.2%

5.8.2 Calculo de la Producción Anual Esperada

La producción de energía se calcula en función de la irradiación, la potencia instalada y el rendimiento energético de la instalación, según la siguiente fórmula:

$$E = G \times P_{nom} \times PR$$

Dónde:

G= Radiación solar media

Pnom= Potencia Nominal

PR= Rendimiento energético

Considerando la potencia nominal de 200kW, la irradiación solar diaria según la tabla 4.3 y el rendimiento energético indicado en la tabla 5.22, obtenemos la energía producida mensual y anual. Los resultados se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 5.23 Producción anual de energía

Mes	G (Kw/m2)	PR	Días	Energía (Kwh)
Enero	6.95	86.3%	31.00	37,161.29
Febrero	7.23	85.7%	28.00	34,698.07
Marzo	7.31	85.2%	31.00	38,621.54
Abril	6.91	85.2%	30.00	35,342.18
Mayo	5.86	86.6%	31.00	31,445.56
Junio	4.39	88.8%	30.00	23,393.46
Julio	3.94	89.6%	31.00	21,866.69
Agosto	4.23	88.9%	31.00	23,316.56
Setiembre	5.33	87.4%	30.00	27,933.42
Octubre	6.35	86.2%	31.00	33,941.70
Noviembre	6.60	86.3%	30.00	34,197.75
Diciembre	6.78	86.2%	31.00	36,235.45
				378,153.66

De la tabla anterior podemos concluir que en el mes de marzo obtendremos la mayor cantidad de energía, además la producción anual esperada es de 378,153.66kwh.

CAPÍTULO 6

ESTUDIO PRELIMINAR DE IMPACTO AMBIENTAL Y REDUCCIÓN DE EMISIONES DE CO2

6.1 Certificación Ambiental

Los proyectos de inversión públicos y privados, que impliquen actividades, construcciones u obras, no podrán iniciar la ejecución, sino cuentan previamente con la certificación ambiental otorgada por la autoridad competente, según la ley del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA). La certificación ambiental es el resultado de la aprobación del estudio Ambiental presentado a la autoridad competente.

Tabla 6.1 Tipo de Estudios de impacto Ambiental

Categoría	Riesgos ambientales	Estudio a presentar
I	Incluye aquellos proyectos cuya ejecución no origina impactos ambientales negativos de carácter significativo.	DIA
II	Incluye los proyectos cuya ejecución puede originar impactos ambientales moderados y cuyos efectos negativos pueden ser eliminados o minimizados mediante la adopción de medidas fácilmente aplicables.	EIA-sd
III	Incluye aquellos proyectos cuyas características, envergadura y/o localización, pueden producir impactos ambientales negativos significativos, cuantitativa o cualitativamente.	EIA-d

6.2 Proceso de Certificación

El proceso de certificación se divide en 2 partes:

a) Clasificación ambiental del Proyecto: Primero se debe presentar una solicitud de clasificación ambiental en la que se proponga una categoría ambiental para el proyecto. Dicha propuesta será revisada por la autoridad regional, quien podrá ratificar o modificar la propuesta. Una vez clasificado el proyecto, se determinará la clase de estudio que corresponda presentar (DIA, EIA).

b) Evaluación ambiental del Proyecto: En esta fase, la autoridad regional revisa la DIA o EIA del proyecto y se pronuncia para aprobarlo o desaprobarlo. Si la autoridad competente aprueba el estudio que presentó. La resolución que contiene dicha aprobación, constituye su certificación ambiental.

6.3 Evaluación Preliminar (EP)

Es el estudio que tiene el propósito de identificar y evaluar a nivel preliminar los impactos ambientales y sociales causados por un proyecto específico. De acuerdo al Reglamento del SEIA, la EP debe ser incluida como parte de la solicitud para certificación ambiental de proyectos.

En nuestro Proyecto, la Evaluación Preliminar contendrá lo siguientes impactos ambientales:

6.3.1 Impacto Ambiental Relacionado con la Construcción

- **Flora y Fauna:** Ocasionado mayormente debido al transporte de equipos necesarios.

- **Alteración del Paisaje:** Los trabajos de colocación de las estructuras soporte de los módulos solares, así como la presencia de campamento, camino de acceso; distorsionaran ligeramente la vista panorámica del paisaje natural.

Por otro lado la generación de desechos, producto de las actividades que amerita (transporte, montaje de las estructuras soporte, instalación de los módulos FV, etc.) serán mínimos, y en su mayoría son desechos del personal de trabajo. Se dispondrá de depósitos para su reciclamiento.

- **Leve incremento de Ruido:** Durante el transporte de los equipos hacia la zona del proyecto y también durante del montaje, el ruido generado será leve. Cabe señalar que la zona del proyecto no es una zona urbana; además está cerca de la carretera Panamericana Sur.
- **Problemas Sanitarios por la acumulación de desechos:** El material excedente producto de la excavación para las zapatas de los soportes de los módulos FV

6.3.2 Impacto Ambiental Relacionado con la Operación

- **Flora y Fauna:** Ninguno de los equipos de la instalación, en funcionamiento afectaran la flora y fauna.
- **Emisiones Gaseosas a la atmosfera:** Los módulos fotovoltaicos no requieren de combustión para producir energía, por lo tanto no emiten gases.
- **Ruido:** La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso y el inversor trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.

- **Residuos tóxicos y peligrosos:** Los equipos de la instalación no generan residuos sólidos y líquidos,

6.3.3 Impacto Ambiental Relacionado con el Cierre

- **Flora y Fauna:** Ocasionado debido al transporte de los equipos desmontados.
- **Alteración del Paisaje:** Los trabajos de desmontaje de las estructuras soporte de los módulos solares, así como la presencia de campamento, camino de acceso; distorsionaran ligeramente la vista panorámica del paisaje natural.

Por otro lado la generación de desechos, producto de las actividades que amerita (transporte, desmontaje de las estructuras soporte, desmontaje de los módulos FV, etc.) serán mínimos, y en su mayoría son desechos del personal de trabajo. Se dispondrá de depósitos para su reciclamiento.

- **Leve incremento de Ruido:** Durante el desmontaje y/o retiro de los equipos instalados.
- **Leve incremento de Polvo:** Durante el derrumbe de la caseta del inversor.

6.4 Cálculo de la Reducción de Emisiones de CO₂ equivalente

Cuando hablamos de gases de efecto invernadero (GEI) nos referimos a CO₂ equivalente (CO₂ eq), que incluye los 6 gases de efecto invernadero, recogidos en el protocolo de Kioto: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄), óxido de nitrógeno (N₂O), hidrofluorocarburos (HFC), perfluorocarburos (PFC), y hexafloruro de azufre (SF₆).

Para realizar el cálculo de las toneladas de CO2 equivalentes que se dejarán de emitir, al generar electricidad mediante energía renovable, utilizaremos la siguiente fórmula:

$$CO2 eq = FE \times E$$

Dónde:

$$CO2 eq = CO2 equivalente (t)$$

$$FE = \text{Factor de Emisión} \left(t \frac{COeq}{MWh} \right)$$

$$E = \text{Energía Eléctrica inyectada a la red (MWh)}$$

Como la planta solar estará conectada a la red eléctrica de distribución de Electro Dunas, la cual, a su vez, está conectada al SEIN, entonces utilizaremos el Factor de Emisión del SEIN, cuyo valor es 0.569. Es el último factor utilizado por un proyecto peruano aprobado por la Junta Ejecutiva MDL (FONAM -2013). Según la tabla 5.23 tendremos una producción anual esperada de 378.15 MWh de Energía, por lo tanto reemplazando en la fórmula tenemos:

$$CO2 eq = 0.569 \times 378.15$$

$$CO2 eq = 215.16 \text{ Toneladas/años}$$

Según el resultado obtenido, la planta solar fotovoltaica reducirá la emisión de 215.16 toneladas de CO2 equivalentes al año y puede ser considerado un proyecto de mecanismo de desarrollo limpio (MDL).

CAPÍTULO 7

ESTUDIO ECONÓMICO DEL PROYECTO

En este capítulo desarrollaremos el análisis económico y financiero del proyecto, con el fin de hallar su viabilidad. Por lo tanto, necesitamos hallar el VAN y el TIR del proyecto, de acuerdo al flujo de caja proyectado.

En el cálculo del flujo de caja proyectado, ingresaremos datos estimados, obtenidos y/o considerados, tales como el presupuesto, monto a financiar, % de interés de financiamiento, precio de venta de energía, costo de mantenimiento, etc.

Entre los ingresos tenemos los bonos de carbono y la venta de energía a la red, y entre los egresos tenemos el pago del financiamiento y el costo de operación y mantenimiento. Así mismo cabe mencionar que en la determinación de la venta de energía eléctrica, se considerará la tarifa de S/. 0.55 kWh (19.64 ctv US\$/kWh), similar al precio adjudicado en la primera subasta (segunda convocatoria) de energías renovables, licitado por el Estado Peruano (21.1 ctv US\$/Kwh)

7.1 Presupuesto del Proyecto

El Presupuesto es uno de nuestros datos de entrada para determinar la viabilidad, lo cual determinaremos utilizando precios unitarios para cada actividad y/o partida.

Tabla 7.1 Presupuesto del Proyecto

ITEM	DESCRIPCIÓN	UND	CANT	PU (S/.)	SUBTOTAL
A	Estudios y Permisos				
A.1	Ingeniería y estudios	glb	1	15,000.00	15,000.00
A.2	Licencia y/o Permisos	glb	1	4,000.00	4,000.00
B	Procura				
B.1	Modulos FV, policristalinos, Suntech STP220-20/Wd	und	1000	1,311.40	1,311,400.00
B.2	Inversor trifásico , Kaco XP200-HV TL	und	1	251,374.05	251,374.05
B.3	Transformador trifásico de 250kW de potencia	und	1	7,140.00	7,140.00
B.4	Soportes metalicos para modulos solares	und	25	1,280.00	32,000.00
B.5	Sistemas de Protección	glb	1	8,000.00	8,000.00
B.6	Cable NYY 1x95 m2, 0.6/1kV	m	270	30.77	8,308.44
B.7	Cable NYY 1x70 mm2, 0.6/1kV	m	176	22.65	3,986.75
B.8	Cable NYY 1x35 mm2, 0.6/1kV	m	124	11.65	1,444.35
B.9	Cable NYY 1x25 mm2, 0.6/1kV	m	340	8.48	2,884.56
B.10	Cable NYY 1x16 mm2, 0.6/1kV	m	192	5.49	1,053.70
B.11	Cable NYY 1x10 mm2, 0.6/1kV	m	176	5.04	887.04
B.12	Cable NYY 1x6 mm2, 0.6/1kV	m	72	2.38	171.36
B.13	Cable NYY 1x4 mm2, 0.6/1kV	m	1500	1.54	2,310.00
C	Construcción				
C.1	Obras Civiles				
C.1.1	Limpieza y nivelación del terreno	m2	11280	0.50	5,640.00
C.1.2	Fundaciones para soportes metálicos	und	50	100.00	5,000.00
C.1.3	Excavación de zanja para canalizaciones	m	680	15.00	10,200.00
C.1.4	Caseta de inversor y transformador	glb	1	12,000.00	12,000.00
C.2	Obras Electromécanicas				
C.2.1	Montaje de modulos solares fotovoltaicos	und	1000	5.00	5,000.00
C.2.2	Montaje e instalación de inversor trifásico	und	1	500.00	500.00
C.2.3	Montaje de Soportes metálicos	und	25	50.00	1,250.00
C.2.4	Montaje e instalación de transformador de 250kW	und	1	300.00	300.00
C.2.5	Conexión de cables y cajas de conexión	glb	1	2,240.00	2,240.00
C.2.6	Conexión en Media Tensión por la Concesionaria	glb	1	23,282.00	23,282.00
C.3	Pruebas y Puesta en Servicio				
C.3.1	Pruebas y Puesta en Servicio	glb	1	8,000.00	8,000.00
	Total Parcial				1,723,372.25
	Gastos Generales + utilidad (20%)				344,674.45
	Subtotal				2,068,046.70
	IGV (18%)				372,248.41
	TOTAL				2,440,295.11

7.2 Financiamiento

Debido al alto costo de inversión, no es posible invertir el 100% del capital, por lo tanto es necesario un financiamiento con una entidad bancaria. Para este proyecto consideraremos que la entidad bancaria nos financiará el 80% de la inversión total a una tasa de 8.5% anual en un periodo de 15 años.

Tabla 7.2 Datos de Financiamiento

Presupuesto	S/. 2,440,295.11
Cuota inicial	S/. 488,059.02
Financiamiento	S/. 1,952,236.08
Interes	8.50%
Periodo	15 años
Sistema	Frances

Tabla 7.3 Relación de cuotas a pagar

AÑO	CUOTA	INTERES	CAPITAL	ACUMULADO
1	S/. 235,089.17	S/. 165,940.07	S/. 69,149.10	S/. 69,149.10
2	S/. 235,089.17	S/. 160,062.39	S/. 75,026.78	S/. 144,175.88
3	S/. 235,089.17	S/. 153,685.12	S/. 81,404.05	S/. 225,579.93
4	S/. 235,089.17	S/. 146,765.77	S/. 88,323.40	S/. 313,903.33
5	S/. 235,089.17	S/. 139,258.28	S/. 95,830.89	S/. 409,734.22
6	S/. 235,089.17	S/. 131,112.66	S/. 103,976.51	S/. 513,710.73
7	S/. 235,089.17	S/. 122,274.66	S/. 112,814.51	S/. 626,525.24
8	S/. 235,089.17	S/. 112,685.42	S/. 122,403.75	S/. 748,928.99
9	S/. 235,089.17	S/. 102,281.10	S/. 132,808.07	S/. 881,737.06
10	S/. 235,089.17	S/. 90,992.42	S/. 144,096.75	S/. 1,025,833.81
11	S/. 235,089.17	S/. 78,744.19	S/. 156,344.98	S/. 1,182,178.79
12	S/. 235,089.17	S/. 65,454.87	S/. 169,634.30	S/. 1,351,813.09
13	S/. 235,089.17	S/. 51,035.95	S/. 184,053.22	S/. 1,535,866.30
14	S/. 235,089.17	S/. 35,391.43	S/. 199,697.74	S/. 1,735,564.04
15	S/. 235,089.17	S/. 18,417.12	S/. 216,672.05	S/. 1,952,236.08

7.3 Análisis de Viabilidad y Rentabilidad

Para realizar la evaluación de un proyecto de inversión es necesario utilizar diversos criterios que permitan conocer las ventajas y desventajas que se obtendrían de realizar la inversión. Estos criterios son los indicadores o índices de rentabilidad, que hacen posible determinar la rentabilidad de un proyecto a partir del flujo de caja proyectado.

Cada uno de los indicadores de rentabilidad presenta ventajas y desventajas. Por lo tanto, es recomendable que un inversionista utilice dos o más de ellos antes de tomar una decisión respecto al proyecto que se está evaluando.

Para medir la viabilidad y rentabilidad del proyecto utilizaré como primeros referentes el VAN y el TIR Financiero.

- a) VAN Financiero: La evaluación financiera mide el valor del proyecto para los accionistas, tomando en cuenta las modalidades para la obtención y pago de los préstamos otorgados por las entidades bancarias o proveedores. Considerando la distribución de dividendos al final de la vida útil del proyecto, sólo si el inversionista no pide ningún préstamo, el valor actual económico será igual al financiero. De lo contrario (cuando el inversionista recurre a capital de prestado) serán diferentes porque además de pagar el préstamo, existirán gastos financieros que deben ser tomados en cuenta para el cálculo.

El valor actual neto financiero se define como la sumatoria del valor actualizado de los flujos netos financieros del proyecto a una tasa de

descuento durante los años de vida útil. Si el resultado obtenido es positivo, en este caso el proyecto es viable.

- b) TIR Financiero: La tasa interna de retorno financiera, o tasa financiera de rendimiento de un proyecto, es la tasa que produce un valor actual neto financiero igual a cero. Para calcular se utiliza el flujo de caja financiero. Es un indicador que refleja la eficiencia financiera de un proyecto a lo largo de su vida útil, considerando el servicio de la deuda y la distribución de los dividendos. Esta tasa de retorno muestra la rentabilidad del capital cuando parte o la totalidad del mismo ha sido financiado por fuentes externas al inversionista.

Por lo tanto, para el cálculo del flujo de caja consideraremos lo siguiente:

Periodo de Operación de la Planta: 25 años

Tarifa por venta de energía: S/. 0.55 Kwh (el precio base en la primera subasta de Energías Renovables fue de CtvU\$\$/Kwh 26.9, por lo tanto, para el análisis consideraremos un precio de tarifa menor al precio base.

Bono de Carbono (Precio del CER): US\$ 15 / Tn CO₂ por 12 años

Costo de mantenimiento promedio de S/. 6000.00 anuales

Reemplazando estos datos obtenemos el flujo de caja en los próximos 25 años.

Tabla 7.4 Flujo de caja

Año	Egresos		Ingresos		Flujo Neto
	Cuota	Operación y Mantenimien	Venta de Energía	Bonos de Carbono	
0	S/. 488,059.02				-S/. 488,059.02
1	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
2	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
3	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
4	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
5	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
6	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
7	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
8	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
9	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
10	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
11	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
12	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73	S/. 9,037.12	S/. 13,369.67
13	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73		S/. 4,332.56
14	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73		S/. 4,332.56
15	S/. 235,089.17	S/. 6,000.00	S/. 245,421.73		S/. 4,332.56
16		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
17		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
18		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
19		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
20		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
21		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
22		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
23		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
24		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73
25		S/. 6,500.00	S/. 245,421.73		S/. 238,921.73

Nuestro flujo de caja es positivo en todos los meses, pero eso no indica que nuestro proyecto sea viable financieramente, por lo tanto necesitamos los valores del VAN y el TIR financiero.

El VAN y el TIR lo calculamos directamente en una hoja de cálculo (Excel), obteniendo los siguientes valores:

Tabla 7.5 VAN y TIR del Proyecto

VAN	S/. 918,281.90
TIR	9.21%

Como el valor del VAN es positivo y el TIR es mayor al 7% (Tasa de depósito promedio bancario), entonces se demuestra que el proyecto es viable financieramente.

CONCLUSIONES

- Se logró desarrollar la ingeniería conceptual y básica de un proyecto de generación eléctrica utilizando la tecnología solar fotovoltaica, ubicado en el departamento de Ica (lugar con un buen potencial solar) y el cual será conectado a la red de distribución (media tensión).
- El proyecto contará con 1000 módulos fotovoltaicos de 220Wp y un inversor de 200KVA trifásico, como elementos principales. Con estos equipos y con una radiación solar anual de 5.986 kwh/m²/día (10° de inclinación), se espera obtener una producción de 378.15 MWh de Energía eléctrica.
- La planta solar proyectada de 200kW reducirá las emisiones de CO₂ equivalentes en 215.16 tn al año, contribuyendo al mejoramiento de la calidad ambiental. Sin embargo su implementación y/o ejecución está restringido por la obtención de la certificación ambiental DIA.
- Analizando el VAN y el TIR, podemos concluir que el proyecto es viable económicamente, sin embargo cabe mencionar que para lograr esta viabilidad se consideró necesariamente una tarifa alta de energía y una baja tasa de interés de financiamiento tales como:
 - Costo de energía de S/. 0.55 Kwh

- Tasa de interés de 8.5% anual

- En el Perú, actualmente la utilización de la energía solar fotovoltaica está en proceso de desarrollo y la implementación de la generación distribuida está en etapa inicial, por lo tanto, este informe contribuye con la concientización y motivación hacia la investigación de estas tecnologías.

RECOMENDACIONES

- El presente informe, enfatiza los cálculos necesarios para determinar el aporte energético solar mediante el uso de paneles fotovoltaicos, sin embargo temas no desarrollados como telecomunicaciones, automatización y control, y teleprotección; que actualmente forman parte de los centros de generación, puede ser temas de futuros trabajos de investigación.
- Es recomendable, al proyectar una planta solar fotovoltaica de generación distribuida, ubicarla cerca de una línea de red eléctrica de distribución.
- Los proyectos solares fotovoltaicos tienen un elevado costo de implementación, por lo tanto, para que sean viables, debemos tratar de conseguir los mayores ingresos (tarifa alta por KWh, calificación a bonos de carbono, incentivos, primas, etc) y minimizar los egresos (baja tasa de interés de financiamiento, equipos con mínimo mantenimiento).
- El presente informe podrá ser utilizado en el diseño de una planta solar fotovoltaica, independientemente del lugar elegido para el análisis y/o implementación; sin embargo se recomienda que el lugar tenga una alta radiación solar durante el año, con el fin de obtener una mayor producción de electricidad.

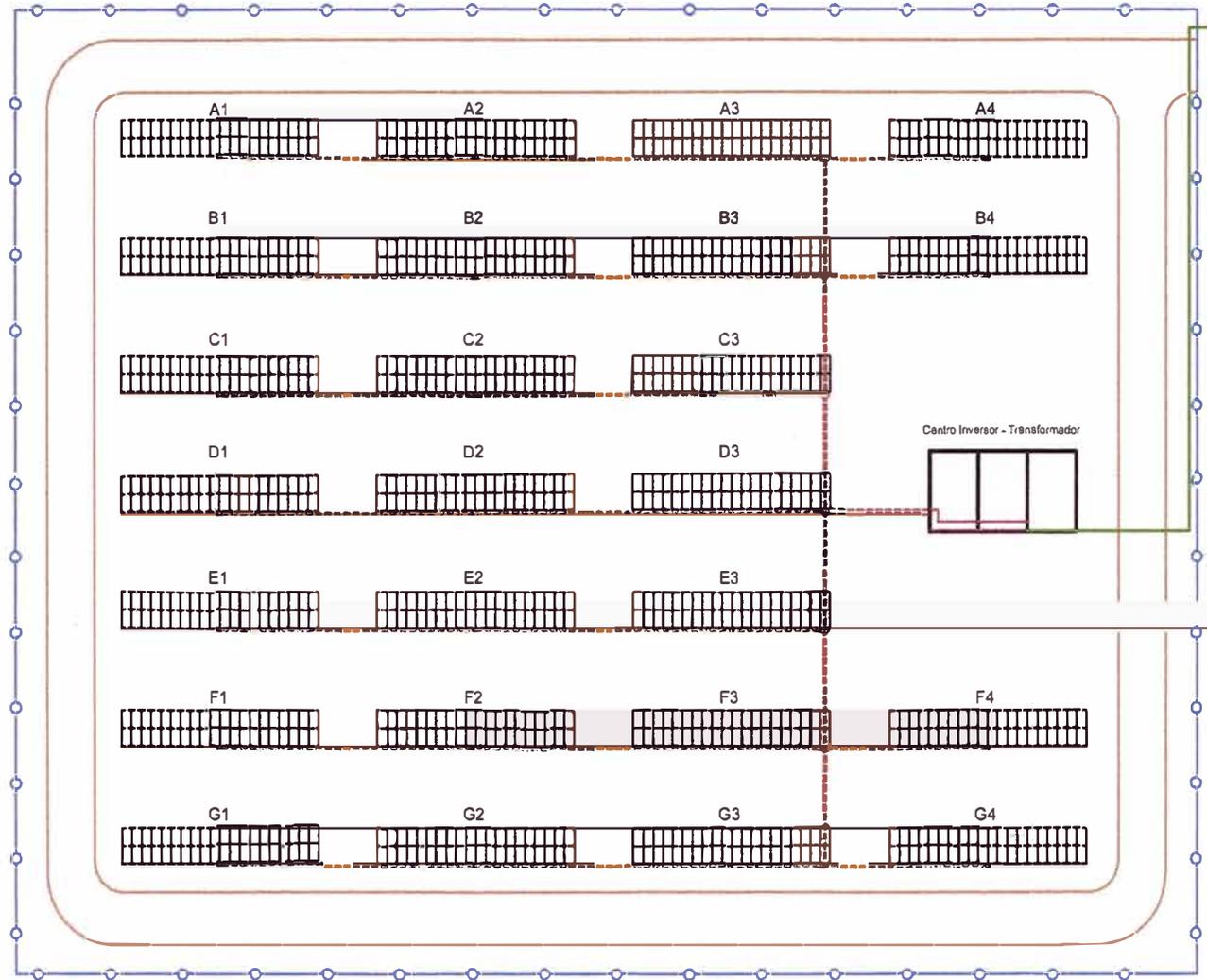
BIBLIOGRAFÍA

- Antonio García Pascual, “Instalaciones Eléctricas”, Marcombo, 2005.
- Clean Development Mechanism, Project Design Document Form (CDM-PDD) – “Tacna Solar 20TS”, Versión 5, enero 2012.
- Ministerio del Ambiente, “Ley del Sistema Nacional de Evaluación de Impacto Ambiental”, Lima – 2009.
- FOCER, “Manual sobre energía renovable – Solar Fotovoltaica”, Costa Rica, 2002
- Junta de Castilla y León, “Energía solar fotovoltaica – Manual del instalador”, España.
- Perú económico, “El estado actual del uso de la energía solar en el Perú”, Vol XXIX, Nr.11, Lima, Nov. 2006.
- Arlette Beltran – Hanny Cueva, “Evaluación privada de proyectos”, Centro de Investigación de la Universidad del Pacifico, 2da edición, Lima – 2007.
- Ministerio de Energía y Minas, “Reglamento de Generación distribuida”, Lima, enero 2012.
- Ministerio de Energía y Minas, “Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables”, Lima, Mayo 2008.
- Empresa de Administración Eléctrica. “Fuentes de energías no convencionales” [En línea], fecha de consulta: octubre 2013, disponible en: <http://www.adinelsa.com.pe/>
- Fondo Nacional del Ambiente, “Mecanismo de Desarrollo Limpio” [En línea], fecha de consulta: diciembre 2012, disponible en: <http://www.fonamperu.org/general/mdl/bienvenida.php>

- Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. “Sistema de información de energías renovables” [En línea], fecha de consulta: Noviembre 2012, disponible en: <http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>
- Atmospheric Science Data Center – Nasa. “Surface meteorology and Solar Energy” [En línea], fecha de consulta: octubre 2013, disponible en: <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/RETScreen/>
- Retscreen International – Natural Resources Canada, RETScreen 4: hoja de cálculo de análisis de viabilidad técnica de proyectos con energía limpia [En línea], disponible en: <http://www.etscreen.net/ang/version4.php>
- Hoja de datos Técnicos del Inversor XP200-HV TL, KAKO, Setiembre 2012.
- Hoja de datos técnicos del panel fotovoltaico STP220-20Wd, SUNTECH, Setiembre 2012.

ANEXO

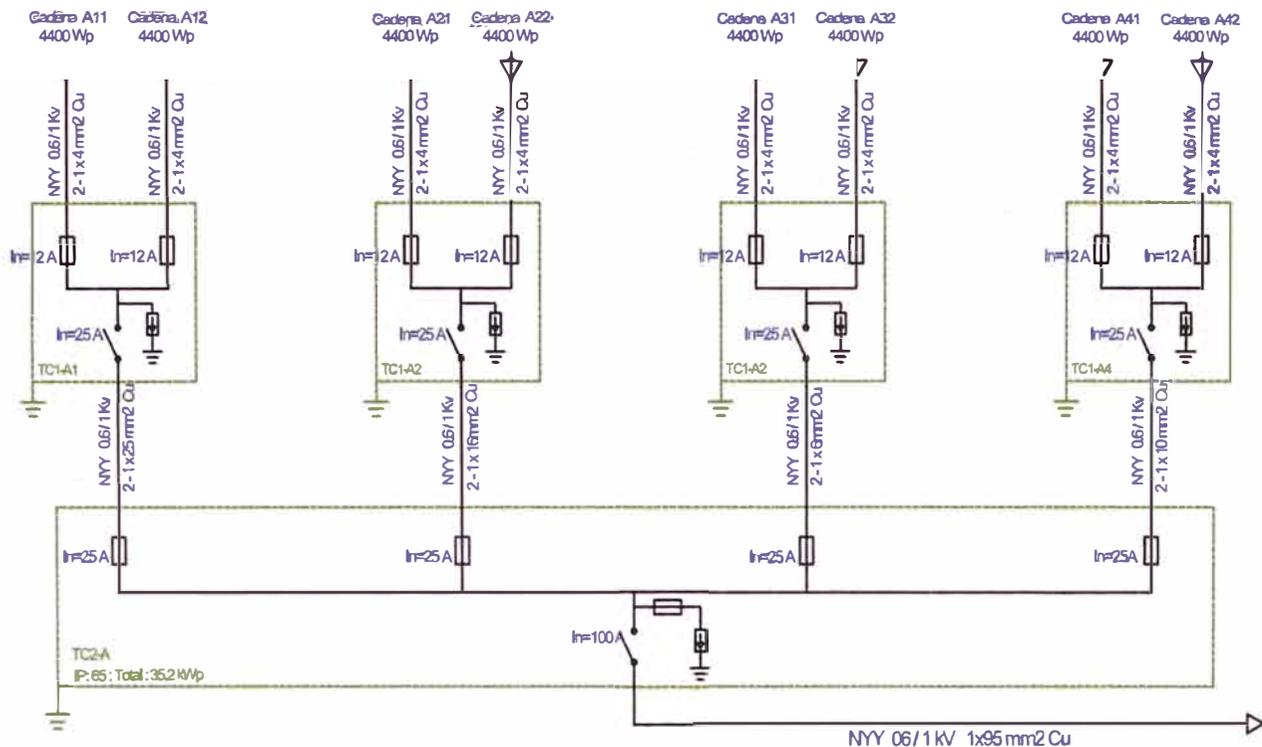
- Planos de la Planta Solar Fotovoltaica
- Catálogo del Inversor Trifásico
- Catálogo de modulo fotovoltaico



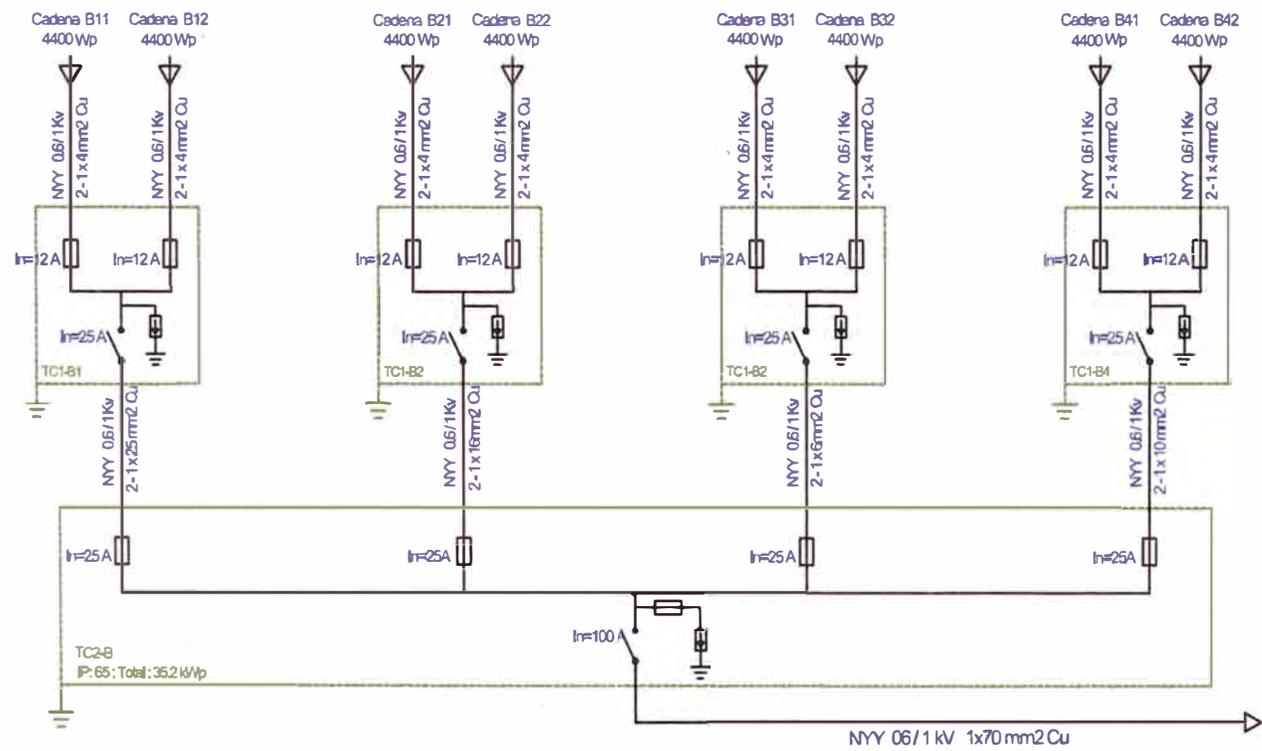
Linea aerea evacuación en 10kV
Conexión a la red de distribución

LEYENDA	
	Conjunto Eje de Módulos FV
	Centro Inversor - Transformador
	Cerco Perimétrico
	Circuitos de Corriente continua (enterrados)
	TCN1 (Tablero de Conexión Nivel 1)
	TCN2 (Tablero de Conexión Nivel 2)

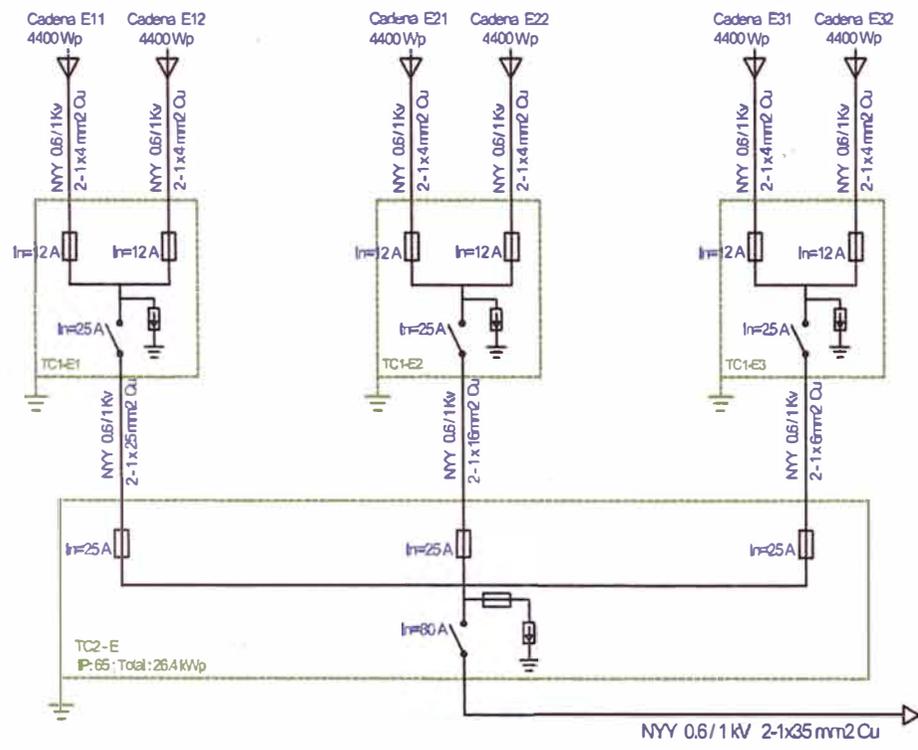
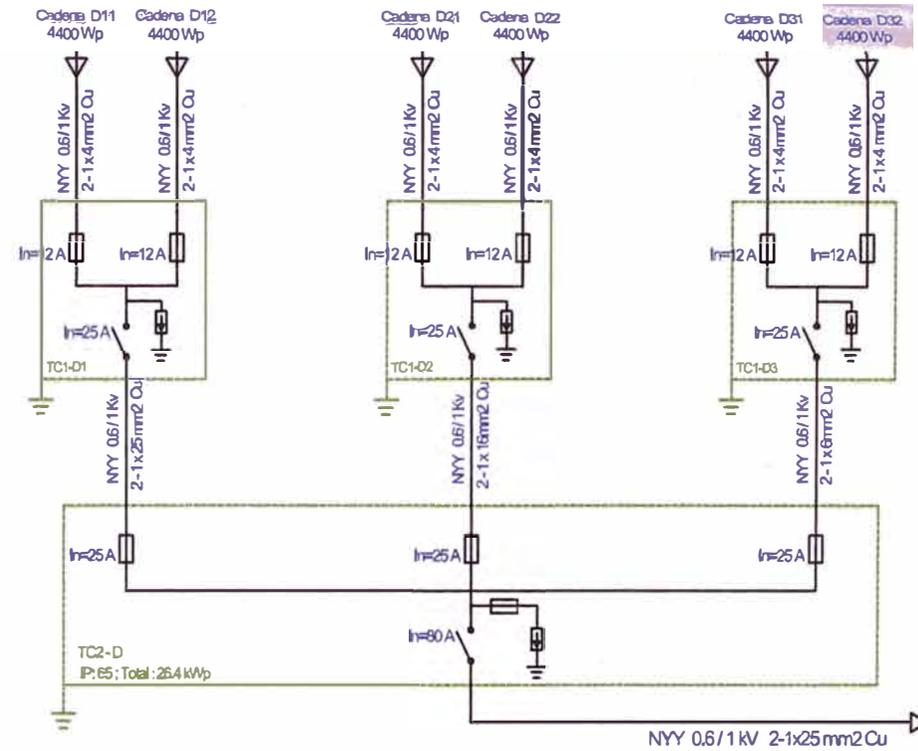
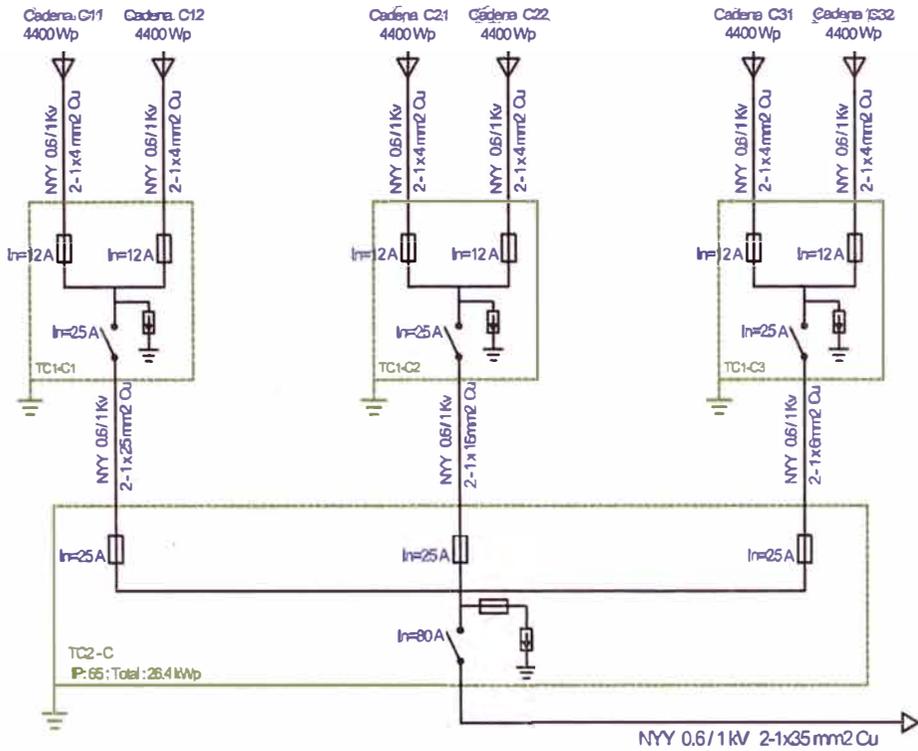
DISEÑO: D. C. R.	PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW	PLANO: GENERAL
DIBUJO: D. C. R.		
REVISIÓN: D. C. R.		
SITUACIÓN: ICA - PERÚ		



LEYENDA	
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TERMOMAGNÉTICO (800VDC)
	BASE PORTAFUSIBLE + FUSIBLE (1000V DC)
	DESCARGADOR DE SOBRETENCIONES
	CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA



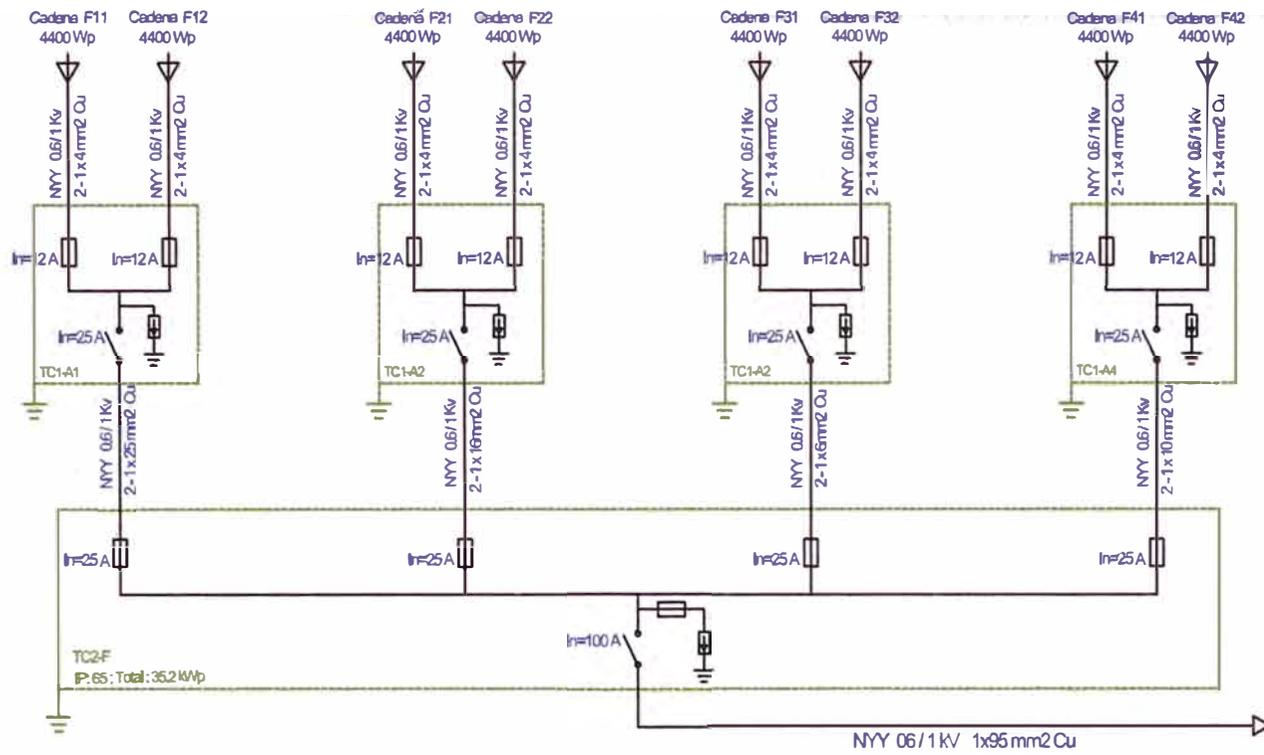
DISEÑO: D. C. R.	PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW	PLANO:
DIBUJO: D. C. R.		DIAGRAMA UNIFILAR FILAS A - B
REVISIÓN: D. C. R.		
SITUACIÓN: ICA - PERÚ		



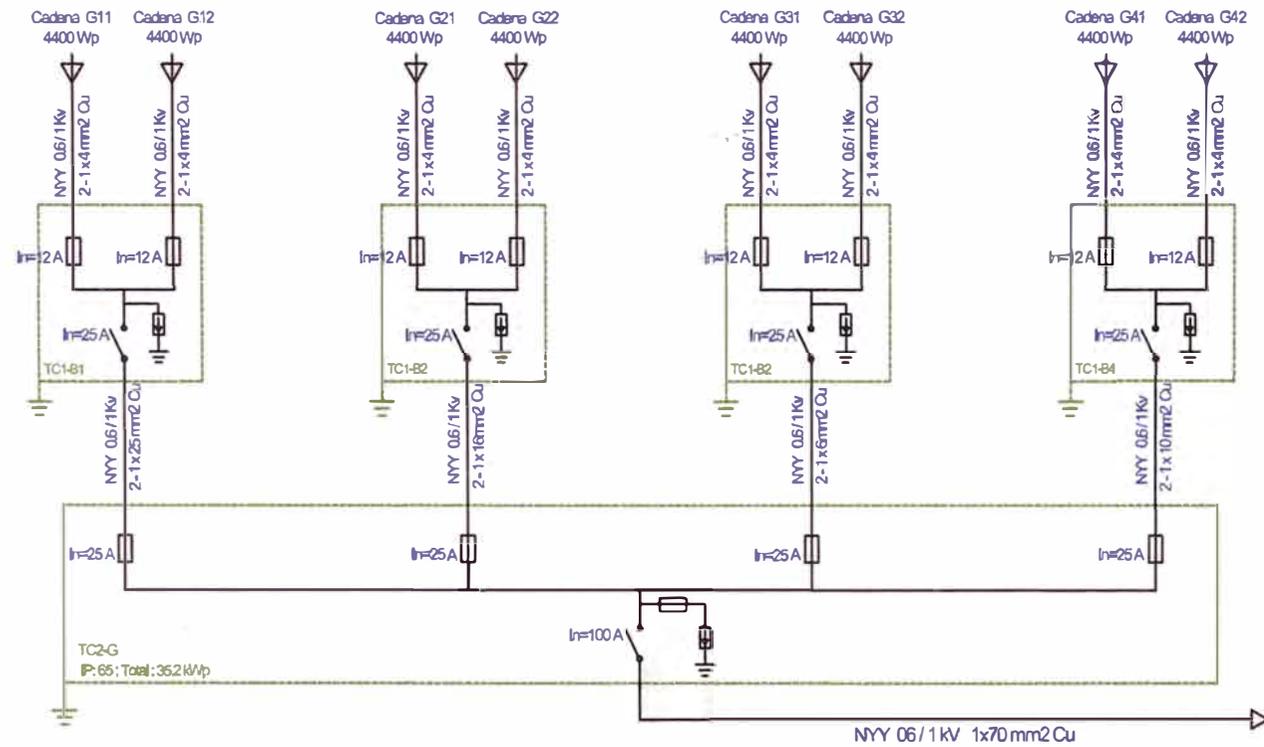
LEYENDA

	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TERMOMAGNÉTICO (800VDC)		DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES
	BASE PORTAFUSIBLE + FUSIBLE (1000V DC)		CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA

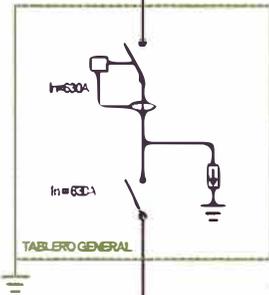
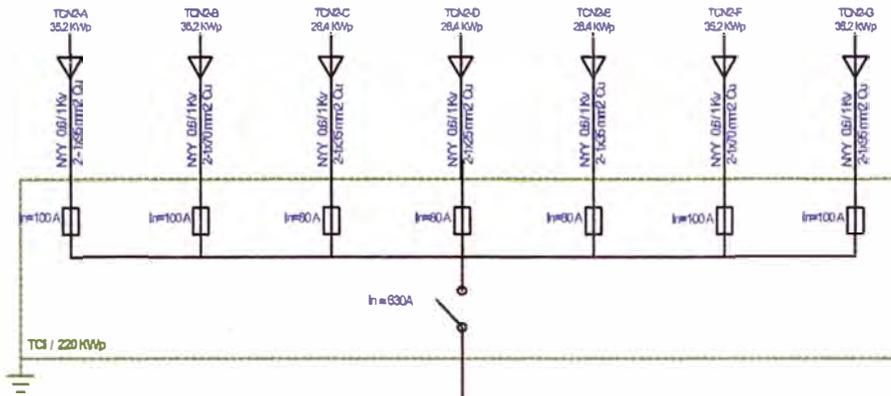
DISEÑO: D. C. R.	PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW	PLANO:
DIBUJO: D. C. R.		DIAGRAMA UNIFILAR
REVISIÓN: D. C. R.		FILAS C - D - E
SITUACIÓN: ICA - PERÚ		



LEYENDA	
	INTERRUPTOR AUTOMÁTICO TERMOMAGNÉTICO (800VDC)
	BASE PORTAFUSIBLE + FUSIBLE (1000V DC)
	DESCARGADOR DE SOBRETENCIONES
	CONEXIÓN DE PUESTA A TIERRA



DISEÑO: D. C. R. DIBUJO: D. C. R. REVISIÓN: D. C. R. SITUACIÓN: ICA - PERU	PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTVOLTAICA DE 200KW	PLANO: DIAGRAMA UNIFILAR FILAS F - G
---	---	---



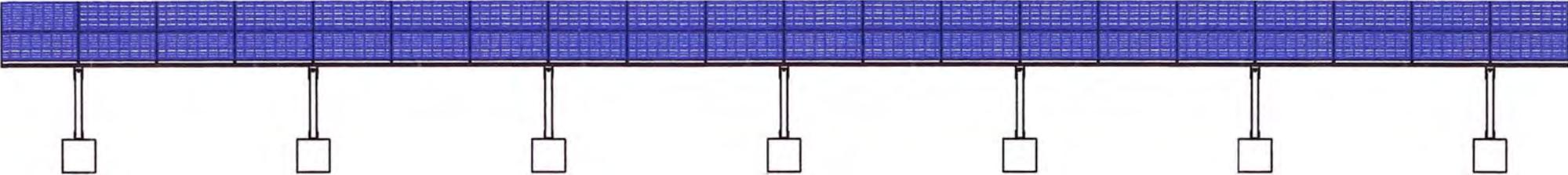
A LA RED ELECTRICA DE MEDIA TENSION 10KV

INSTALACIÓN AÉREA BIPOSTE

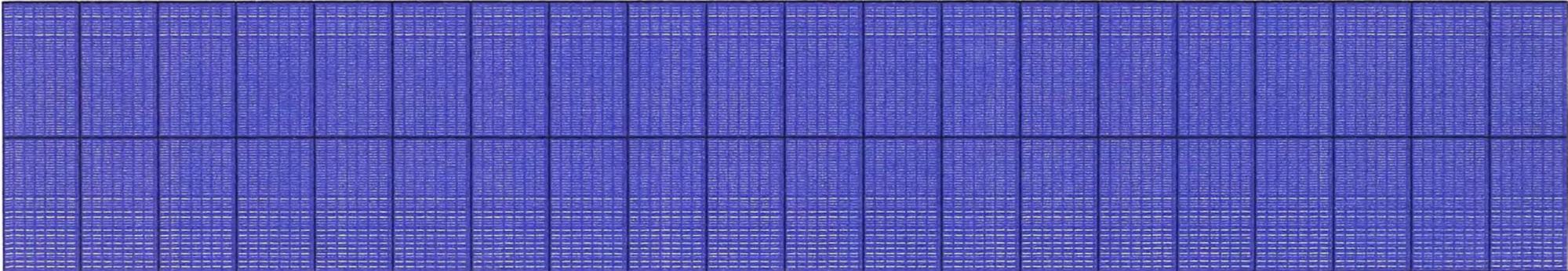
LEYENDA	
	Interruptor-Sectionador (1000 Vdc)
	Fusible (1000 Vdc; gPV ultra-rápidos)
	Descargador de Sobretensiones
	Conexión de puesta a tierra

DISEÑO: D. C. R.	PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW	PLANO:
DIBUJO: D. C. R.		DIAGRAMA UNIFILAR DEL INVERSOR Y CT
REVISIÓN: D. C. R.		
SITUACIÓN: ICA - PERU		

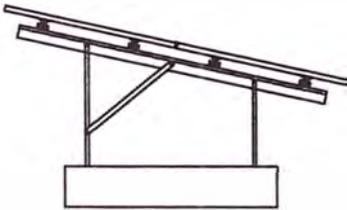
VISTA FRONTAL



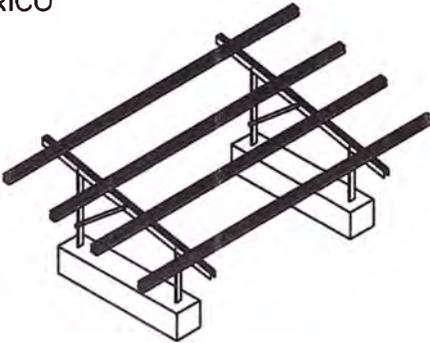
VISTA DE PLANTA



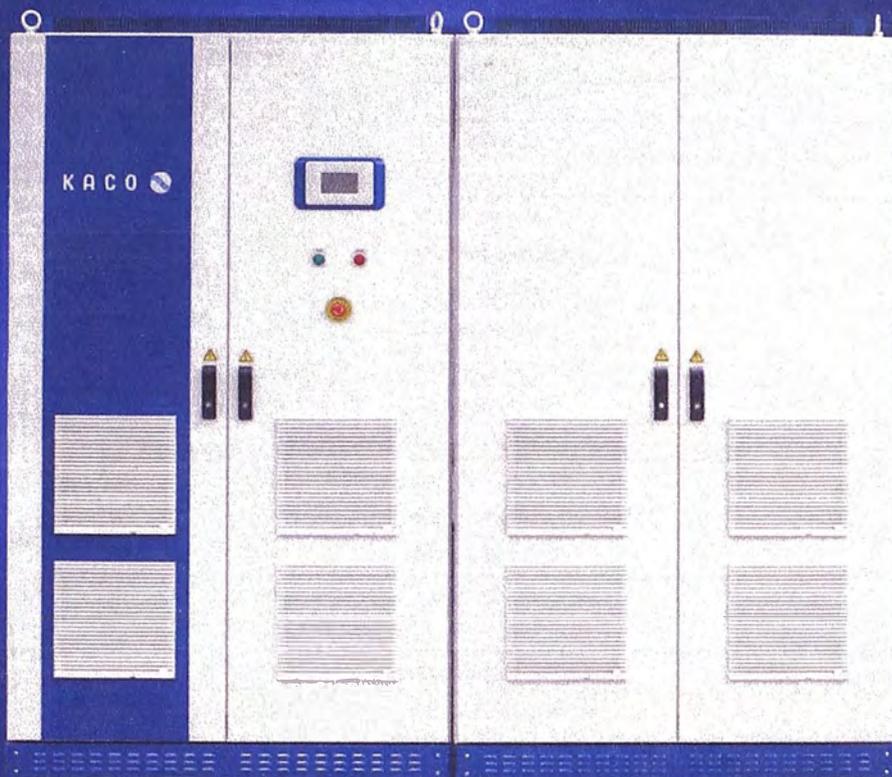
VISTA LATERAL



ISOMETRICO



DISEÑO: D. C. R.	PROYECTO: PLANTA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 200KW	PLANO:
DIBUJO: D. C. R.		ESTRUCTURA SOPORTE
REVISIÓN: D. C. R.		
SITUACIÓN: ICA - PERU		



KACO 
new energy.

Powador
XP200-HV TL
XP250-HV TL

Extremely powerful. Extremely flexible. Transformerless technology.

The central inverters Powador XP200-HV TL and XP250-HV TL.

These inverters are the transformerless units within the Powador XP series. State-of-the-art, DSP-based technology offers highest performance, reliability and efficiency. A digital interface enables user-friendly operation, maintainability and highly advanced monitoring and communication.

The unique control of power electronics clearly increases the switching efficiency of the power transistors: Depending on the input power that is currently present, one of several pulse-width modulation methods is used. This means higher levels of efficiency and better yields.

The Powador XP series guarantees highest reliability due to the use of a secondary backup power supply for the control

board, and a highly efficient cooling system for critical components. The fans are monitored and operated based on load and ambient temperature.

The devices excel with a powerful, user-friendly digital interface. The "all-inclusive" concept allows convenient operation and monitoring without requiring any additional equipment. A clearly structured, large TFT LCD color touchscreen shows detailed operating data in several languages.

You can also monitor your plant via the internet. This feature allows permanent monitoring of all critical components. The error tracing function reports potential error statuses of the units immediately and sends diagrams that guarantee rapid localisation of the source of the error.

The Powador XP central inverters meet global standards – with just the push of a button the parameters can be adjusted to meet local rules and regulations. You can also select from a variety of menu languages independent of the country of installation.



Powador XP200-HV TL XP250-HV TL

Highlights

- Maximum flexibility due to transformerless design
- Unique power electronics control
- Load-adaptive pulse-width modulation
- Controller power supply is redundant
- Continuous, remote monitoring
- 16:9 LCD touchscreen
- Multi-language menu

Electrical data	XP200-HV TL	XP250-HV TL
Input variables		
PV max. generator output	220 kW	275 kW
MPP range	450 V ... 830 V	450 V ... 830 V
No-load voltage	1 000 V	1 000 V
Max. input current	467 A	611 A
Ripple voltage	< 3 %	< 3 %
Ripple current	< 4 %	< 4 %
Output variables		
Rated output	200 kVA	250 kVA
Supply voltage	-	-
Voltage to external transformer	3 x 290 V (+/- 10 %)*	3 x 290 V (+/- 10 %)*
Rated frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Rated current	398 A	498 A
cos phi	0.80 inductive ... 0.80 capacitive	
General electrical data		
Max. efficiency	98.2 %	98.1 %
European efficiency	97.8 %	97.8 %
Consumption	< 1 % of rated output power	
Auxiliary power supply	230 V	230 V
Network monitoring	acc. to local requirement	
Mechanische Daten		
Display	TFT LCD Touchscreen	TFT LCD Touchscreen
Interfaces	RS485 / Ethernet / USB 4 x analog input 1 x digital input 1 x S0-input 1 x digital output 1 x S0-output SD card	RS485 / Ethernet / USB 4 x analog input 1 x digital input 1 x S0-input 1 x digital output 1 x S0-output SD card
Ambient temperature	-20 °C ... +50 °C	-20 °C ... +50 °C
Cooling	fan (max. 4 040 m³/h)	fan (max. 4 040 m³/h)
Protection class	IP21	IP21
Noise emission	< 70 dB (A)	< 70 dB (A)
EMC	acc. to EN 61000-6-2 / EN 61000 6 4	
CE-conformity	yes	yes
H x W x D	2 120 x 2 400 x 870 mm	2 120 x 2 400 x 870 mm
Weight	1 170 kg	1 200 kg

Conform to the country-specific standards and regulations according to what country version has been set.
* Inverter needs to be operated in conjunction with an additional, appropriate transformer.

EN 31001009-01-106520

The text and figures reflect the current technical state at the time of printing. Subject to technical changes. Errors and omissions excepted.

STP225 - 20/Wd
STP220 - 20/Wd

SUNTECH
Solar powering a green future™

225 Watt

PANEL SOLAR POLICRISTALINO

Características



Tolerancia positiva de Potencia de Salida garantizada de 0/+5 W para asegurar una elevada fiabilidad



Una capa antirreflejo hidrofóbica aumenta la absorción de luz y reduce la acumulación de polvo en la superficie



El diseño de tres barras de bus mejora la fiabilidad de la célula y reduce la resistencia en serie para un factor de relleno grande.



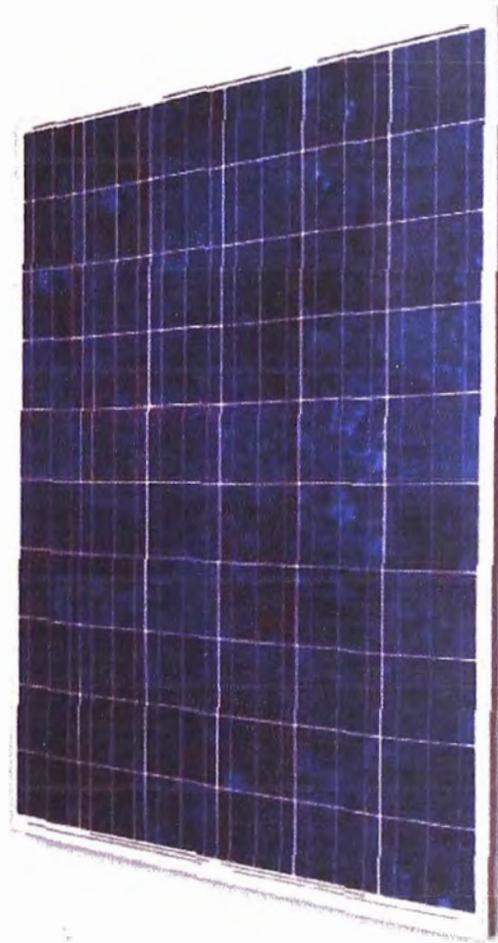
Excelente rendimiento en entornos con poca luz (mañanas, tardes y días nublados)



El modulo entero está certificado para soportar elevadas cargas de viento (2.400 pascal) y cargas de nieve (5.400 pascal) *



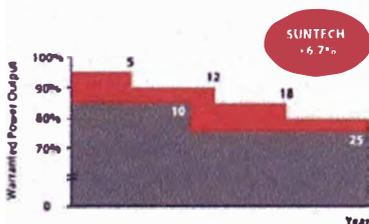
El vidrio templado de 4 mm de grosor aumenta la durabilidad del módulo



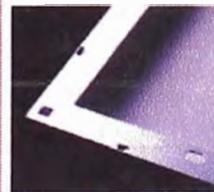
Confíe en Suntech para un rendimiento fiable a largo plazo

- Fabricante líder mundial de módulos fotovoltaicos de silicio cristalino
- Capacidad de fabricación inigualable y tecnología de clase mundial
- Riguroso control de calidad que cumple los estándares internacionales más elevados: ISO 9001: 2008 e ISO 14001: 2004
- Certificación y estándares: IEC 61215, IEC 61730, UL 1703, con conformidad CE

Garantía líder en la industria



- Garantía transferible de 25 años de Potencia de Salida: 5 años/95%, 12 años/90%, 18 años/85%, 25 años/80%
- Basado en la potencia nominal
- Garantiza un 6,7% más de potencia que el estándar del mercado para 25 años
- 5 años de garantía para el material y su mano de obra de fabricación



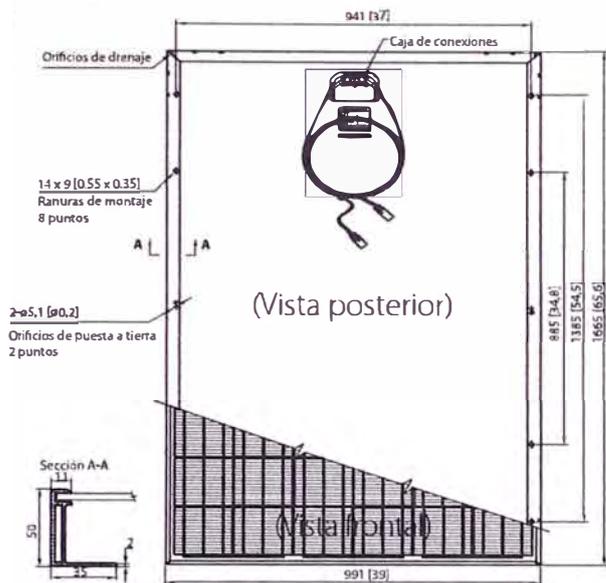
El diseño exclusivo de los orificios de drenaje y de la construcción rígida impide que el marco se deforme o se rompa debido a las heladas y otras fuerzas.



La caja de conexiones clase IP67 aumenta la estabilidad del rendimiento del módulo con un aislamiento térmico mejorado. También proporciona una perfecta interconexión entre módulos e inversores para garantizar un aprovechamiento completo de la potencia de salida del módulo.

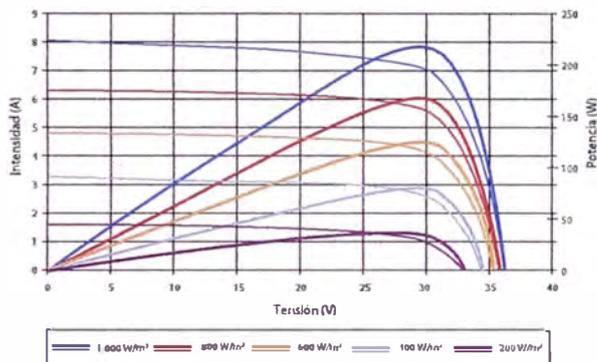
* Consulte el manual de Instalación de módulos estándar de Suntech para más detalles.

** Consulte la garantía de producto de Suntech para más detalles.



Nota: mm [pulgadas]

Curva de Intensidad-Tensión y Potencia-Tensión (220-20)



Características de temperatura

Temperatura Nominal de Operación de la Célula (NOCT)	45±2°C
Coefficiente de temperatura de Pmax	-0,47 %/°C
Coefficiente de temperatura de Voc	-0,34 %/°C
Coefficiente de temperatura de Isc	0,045 %/°C

Campo de información para el distribuidor

Las especificaciones están sujetas a cambios sin previo aviso

Características eléctricas

STC	STP225-20/Wd	STP220-20/Wd
Tensión óptima de operación (Vmp)	29,6 V	29,5 V
Corriente óptima de operación (Imp)	7,61 A	7,46 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	36,7 V	36,6 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	8,15 A	8,05 A
Máxima potencia STC (Pmax)	225 Wp	220 Wp
Temperatura de operación	-40 °C hasta +85 °C	-40°C hasta +85°C
Tensión máxima de sistema	1.000 V DC	1.000 V DC
Corriente máxima por fusible en serie	20 A	20 A
Tolerancia de potencia	0/+5 W	0/+5 W

STC : Irradiancia 1.000 W/m², Temperatura del módulo 25°C, AM=1,5

NOCT	STP225-20/Wd	STP220-20/Wd
Potencia Máxima (W)	165 Wp	160 Wp
Tensión de potencia máxima (V)	26,9 V	26,8 V
Corriente de potencia máxima (A)	6,12 A	5,98 A
Tensión en circuito abierto (Voc)	33,8 V	33,7 V
Corriente de cortocircuito (Isc)	6,65 A	6,54 A
Reducción de eficiencia (desde 1.000 W/m ² a 200 W/m ²)	<4,5%	<4,5%

NOCT : Irradiancia 800 W/m², Temperatura ambiental 20°C, velocidad del viento 1 m/s

Características mecánicas

Célula solar	Policristalina 156 x 156 mm (6 pulgadas)
Número de células	60 (6 x 10)
Dimensiones	1.665 x 991 x 50 mm (65,6 x 39,0 x 2,0 pulgadas)
Peso	22,5 kgs (49,6 lbs.)
Vidrio frontal	Vidrio templado de 4 mm (0,16 pulgadas)
Marco	Aleación de aluminio anodizado
Caja de conexiones	Clase IP67
Cables de salida	Cable H+S RADOX® SMART de 4,0 mm ² (0,006 pulgadas ²), longitudes simétricas (-) 1.000 mm (39,4 pulgadas) y (+) 1.000 mm (39,4 pulgadas), conectores MC4

Configuración de embalaje

Contenedor	20' (GP)	40' (HC)
Unidades por palet	21	21
Palets por contenedor	6	28
Unidades por contenedor	126	588