

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



**PROYECTO DE UNA CENTRAL SOLAR
FOTOVOLTAICA DE 20 MW**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO MECÁNICO - ELECTRICISTA**

IVAN DAVID TORRES GONZALES

PROMOCION 2012 - II

LIMA - PERÚ

2015

DEDICATORIA

Para mis padres Mario y Ana María y para mi tía Margarita, por estar siempre presente en los momentos que he necesitado ayuda.

Para mis amigos Johnny, Marco y Deybis, por ser guías en el camino que he elegido.

ÍNDICE

PRÓLOGO	1
CAPÍTULO 1	2
INTRODUCCIÓN.....	2
1.1 OBJETIVOS.....	4
1.1.1 Objetivo General	4
1.1.2 Objetivos Específicos.....	4
1.2 ANTECEDENTES	5
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	6
CAPÍTULO 2	7
FUNDAMENTO TEÓRICO.....	7
2.1 RADIACIÓN SOLAR	7
2.1.1 Geometría Solar y Esquema Longitud - Latitud.....	10
2.1.2 Coordenadas Celestes Horarias.....	12
2.1.3 Recorrido de la Radiación Solar.....	15
2.1.4 Horas de Sol Pico (H.S.P.).....	16
2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO.....	17
2.2.1 Celdas Fotovoltaicas	17
2.2.2 Parámetros Característicos	23
2.2.3 Curvas Características	25
2.2.3.1 Curvas “Intensidad vs. Tensión” y “Potencia vs. Tensión” ..	25
2.2.3.2 Efecto de la Temperatura	26
2.2.3.3 Efecto de la Radiación Solar	26
2.2.4 Efecto Sombra.....	29
2.3 INVERSOR SOLAR.....	30
2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE.....	34
2.4.1 Sistema Fijo.....	34
2.4.2 Sistema con Seguidor Solar	34

2.4.2.1	Seguidores de un solo eje: Horizontal, vertical y polar	35
2.4.2.2	Seguidores de doble eje	36
2.5	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	36
2.6	SUBESTACIÓN ELÉCTRICA (S.E.)	37
2.6.1	De generación	38
2.6.2	De transporte.....	38
2.6.3	De distribución.....	38
2.7	ACCESORIOS EN LA INSTALACIÓN (CABLES, INTERRUPTORES, CAJAS DE CONEXIÓN, ENTRE OTROS)	39
2.7.1	Elementos de protección	39
2.7.2	Cables	40
2.8	GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR	40
2.8.1	Precio de Energia Solar en el Mundo.....	40
2.8.2	Costo de los Paneles Solares	42
2.8.3	Capacidad de Generación de Energia Solar a Nivel Mundial	42
CAPÍTULO 3	46
EVALUACIONES PRELIMINARES	46
3.1	ENERGÍA DISPONIBLE.....	46
3.2	UBICACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR	50
3.3	SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	54
3.3.1	Criterios de Selección de los Módulos FV	54
3.3.1.1	Potencia Pico del Módulo Fotovoltaico	54
3.3.1.2	Eficiencia del Módulo Fotovoltaico.....	54
3.3.1.3	Superficie Requerida para 1 kWp.....	55
3.3.1.4	Costo del Módulo Fotovoltaico	56
3.3.1.5	Rango de Temperatura de Funcionamiento.....	57
3.3.2	Evaluación de los Módulos FV	57
3.4	SELECCIÓN DE INVERSORES SOLARES	60
3.4.1	Criterios de Selección de los Inversores Solares.....	60
3.4.1.1	Potencia del Inversor Solar	60
3.4.1.2	Costo del Inversor	60
3.4.1.3	Monitoreo de Instalación	62
3.4.1.4	Mantenimiento	62
3.4.2	Evaluación de los Inversores Solares	63
3.5	SELECCIÓN DE ESTRUCTURA Y SOPORTE PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	65

3.5.1	Criterios de Selección de los Soportes	65
3.5.1.1	Tipo de Soporte	65
3.5.1.2	Eficiencia del Tipo de Soporte	66
3.5.1.3	Mantenimiento del Soporte.....	66
3.5.1.4	Costo del Soporte.....	67
3.5.2	Evaluación de Soporte para Módulos Fotovoltaicos	67
3.6	SELECCIÓN DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (C.T.)	67
3.6.1	Criterios de Selección de C.T.	67
3.6.1.1	Características de la Salida del Inversor Solar.....	67
3.6.1.2	Configuración del Transformador de Distribución	68
3.6.2	Evaluación de los C.T.....	68
3.7	SELECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA (S.E.)	69
3.7.1	Criterios de Selección de S.E.	69
3.7.1.1	Ubicación de la Línea de Transmisión	69
3.7.1.2	Características del Transformador de Potencia.....	72
3.7.2	Evaluación de la S.E.....	72
3.8	INSTALACIÓN ELÉCTRICA	73
3.8.1	Línea de Corriente Continua (DC)	76
3.8.2	Línea de Corriente Alterna (AC)	77
3.9	ELEMENTOS DE PROTECCIÓN.....	77
3.9.1	Protección contra Contactos Directos	78
3.9.2	Protecciones de Corriente Continua y Corriente Alterna	78
3.9.3	Protección contra Contactos Indirectos.....	79
3.9.4	Puesta a Tierra	79
CAPÍTULO 4		82
CÁLCULOS DE INGENIERÍA.....		82
4.1	RADIACIÓN SOLAR EN LA CENTRAL SOLAR.....	82
4.1.1	Parámetros para Cálculo.....	82
4.1.1.1	Declinación.....	82
4.1.1.2	Ángulo Horario.....	82
4.1.1.4	Ángulo de Incidencia (θ) y Ángulo Cenital (θ_z)	85
4.1.1.5	Flujo de Radiación Extraterrestre (I_{on})	85
4.1.1.6	Irradiación Global Extraterrestre (H_o)	86
4.1.1.7	Irradiación Global y Difusa sobre Superficies Horizontales	86
4.1.1.8	Índice de Claridad (K_T)	88
4.1.1.9	Correlación Collares-Pereira y Rabl (H_d/H)	89

4.1.1.10	Radiación Global sobre Superficies Inclinadas.....	89
4.1.2	Cálculo de la Energía Disponible sobre la Superficie Inclinada del Módulo FV	91
4.2	ESQUEMA GENERAL DE LA CENTRAL SOLAR.....	92
4.3	MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECCIONADO PARA LA CENTRAL SOLAR	93
4.4	INVERSOR SOLAR SELECCIONADO.....	95
4.5	DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS	97
4.5.1	Características del Módulo FV e Inversor Solar	97
4.5.2	Número Máximo y Mínimo de Módulos FV en Serie	98
4.5.2.1	Temperatura Máxima y Mínima del Módulo FV	98
4.5.2.2	Valores de Tensión Máxima y Mínima del Módulo FV	98
4.5.2.3	Número Máximo de Módulos en Serie.....	99
4.5.2.4	Número Mínimo de Módulos en Serie.....	99
4.5.3	Número de Ramales de Módulos FV en Paralelo.....	100
4.5.3.1	Valores de Corriente Máxima del Módulo FV	100
4.5.3.2	Número Máximo de Ramales de Módulos FV en Paralelo ...	101
4.6	CÁLCULO DE SOPORTE CON SEGUIDOR SOLAR PARA EL MÓDULO FV	102
4.6.1	Parámetros al incorporar el Seguidor Solar en el Soporte.....	102
4.6.2	Beneficio al incorporar el Seguidor Solar en el Soporte	103
4.6.3	Carga del Viento en el Soporte del Módulo FV	104
4.6.4	Separación entre filas de módulos FV	105
4.7	CONFIGURACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	106
4.7.1	Parámetros a Considerar	106
4.7.2	Esquema del C.T.....	107
4.8	INTERCONEXION A LA RED ELÉCTRICA (SEIN).....	108
4.9	CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE LA CENTRAL SOLAR	110
4.9.1	Ramal Fotovoltaico conectado en Serie - Punto de Entrada del Inversor Solar	110
4.9.1.1	Tramo: Módulos FV conectados en Serie - Caja de Conexión del Ramal FV	118
4.9.1.2	Tramo: Caja de Conexión del Ramal – Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor).....	120
4.9.1.3	Tramo: Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor) – Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box).....	122

4.9.1.4	Tramo: Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box) – Inversor Solar de 900 kVA	125
4.9.2	Inversor Central – Punto de conexión del Transformador de Distribución (del Centro de Transformación).....	127
4.9.2.1	Características del Transformador de Distribución	130
4.9.2.2	Cálculo del Centro de Transformación (C.T.)	133
4.9.3	Punto de conexión a la red de MT (Salida del Centro de Transformación) – Punto de conexión a la subestación eléctrica (S.E.) .	135
4.9.3.1	Características de la Subestación Eléctrica (S.E.)	140
4.9.3.2	Características de Conductor de AT.....	143
4.10	CÁLCULO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL SFV	145
4.10.1	Módulos FV conectados en Serie – Caja de Conexión del Ramal 145	
4.10.1.1	Fusibles	145
4.10.1.2	Interruptor Magneto-térmico	146
4.10.2	Módulos FV conectados en Serie – Caja de Conexión del Ramal 147	
4.10.2.1	Varistor o Descargador	147
4.10.3	Caja de Conexión del Ramal – Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor) – Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box).....	149
4.10.3.1	Interruptor - Seccionador.....	149
4.10.4	Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box) – Inversor Solar....	150
4.10.4.1	Sistema Optiprotect.....	151
4.10.4.2	Sistema de Comunicación del Inversor Solar de 900 kVA ..	151
4.10.4.3	Sistema de Ventilación del Inversor Solar de 900 kVA	153
4.10.5	Inversor Central - Punto de conexión del Transformador de Distribución (del Centro de Transformación).....	154
4.10.5.1	Interruptor Magneto-térmico	154
4.10.5.2	Contactador Trifásico.....	154
4.10.5.3	Medidor Trifásico.....	155
4.10.5.4	Sistema de Protección del Centro de Transformación (C.T.) 155	
4.10.6	Centro de Transformación a la Subestación Eléctrica.....	157
4.10.6.1	Interruptor Seccionador (con Fusible)	157
4.10.7	Subestación Eléctrica.....	157
4.10.7.1	Protección contra sobre-corriente.....	157
4.10.7.2	Nivel Básico de aislamiento al impulso (NBI) para aisladores y aparatos.....	158

4.10.7.3	Factor de Corrección por Altitud para Equipos.....	158
4.10.7.4	Resistencia Mecánica para Aisladores de Aparatos tipo exterior	158
4.10.7.5	Aisladores de Suspensión.....	159
4.10.7.6	Subestaciones con barras y conexiones rígidas	161
4.10.7.7	Distancia entre Fase y Tierra.....	161
4.11	SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.....	162
4.11.1	Módulos FV conectados en Serie – Caja de Conexión del Ramal – Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor)	162
4.11.2	Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor) – Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box) – Inversor Solar de 900 kVA	163
4.11.3	Sistema de puesta a tierra del Inversor	163
4.11.4	Inversor Central - Punto de conexión del Transformador de Distribución (del Centro de Transformación).....	167
4.11.5	Punto de conexión a la red de MT (Salida del Centro de Transformación) – Punto de conexión a la subestación eléctrica (S.E.) .	167
4.11.6	Subestación Eléctrica (S.E.)	167
4.12	SOBRE-DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL SOLAR.....	168
4.12.1	Rendimiento de la Central Solar.....	168
4.12.2	Criterio del Sobre-dimensionamiento.....	168
4.12.3	Cantidad de Inversores Solares	169
4.12.4	Potencia Pico Instalada de la Central Solar	169
4.13	PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN LA CENTRAL SOLAR	170
4.13.1	Pérdidas por Dispersión de Potencia (P1)	170
4.13.2	Pérdidas por Temperatura de la Celda Fotovoltaica (P2)	170
4.13.3	Pérdidas por Suciedad de los Módulos (P3).....	171
4.13.4	Pérdidas por el Soporte con Seguidor Solar (P4).....	172
4.13.5	Pérdidas por Sombra (P5).....	172
4.13.6	Pérdidas por Degradación Fotónica (P6)	172
4.13.7	Pérdidas Eléctricas en Cableado (P7).....	173
4.13.7.1	Pérdidas en Circuitos DC.....	173
4.13.7.2	Pérdidas en Circuitos AC.....	173
4.13.7.3	Pérdidas en Línea de Media Tensión	174
4.13.8	Pérdidas en el Transformador (P8)	175
4.13.9	Pérdidas por Disponibilidad (P9)	176
4.13.10	Pérdidas por Reflectancia (P10)	176
4.14	PRODUCCIÓN DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL SOLAR	176

4.14.1	Perfomance Ratio (PR)	176
4.14.2	Energia Inyectada a la Red	177
4.14.3	Factor de Planta	178
CAPÍTULO 5		179
EVALUACIÓN ECONÓMICA		179
5.1	CAPITAL INICIAL (METRADOS Y COSTOS)	179
5.2	COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA CENTRAL SOLAR	180
5.2.1	Costo de Operación	180
5.2.1.1	Grupo de Campo	181
5.2.1.2	Grupo de Control	181
5.2.2	Costo de Mantenimiento	182
5.2.2.1	Mantenimiento Preventivo	182
5.2.2.2	Mantenimiento Correctivo	184
5.2.3	Costo Anualizado de Operación y Mantenimiento (O&M)	186
5.3	COSTO DE LA ENERGÍA	186
5.4	RENTABILIDAD DEL PROYECTO	188
5.5	VALOR ACTUAL NETO (VAN)	189
5.6	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)	190
CAPITULO 6		192
BENEFICIO AMBIENTAL		192
6.1	PROTOCOLO DE KYOTO (PK)	192
6.1.1	Emisiones de GEI de Larga Permanencia	193
6.1.2	Mecanismos de Kyoto	194
6.1.2.1	Comercio de Emisiones	194
6.1.2.2	Mecanismo de Implementación Conjunta	195
6.1.2.3	Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)	196
6.2	MERCADOS DE CARBONO	198
6.3	PROCESO DE CERTIFICACIÓN (PROYECTO MDL)	200
6.3.1	Identificación del Proyecto	201
6.3.2	Estudio de Linea de Base, Adicionalidad y Protocolo de Monitoreo	201
6.3.3	Documento de Diseño del Proyecto	201
6.3.4	Aprobación del Pais Anfitrión	202
6.3.5	Proceso de Validación	202
6.3.6	Proceso de Registro	203

6.3.7	Negocios de Contrato de Compra de Emisiones Reducidas	203
6.3.8	Implementación y Monitoreo	203
6.3.9	Certificación y emisión de CERs.....	204
6.4	COSTO DE LOS CERs	204
6.5	FACTOR DE EMISIÓN DE CO ₂	205
6.6	BONOS DE CARBONO	207
CONCLUSIONES		209
RECOMENDACIONES		212
BIBLIOGRAFÍA		214
PLANOS		218
APÉNDICE		223

PRÓLOGO

Los capítulos que tratará la tesis son los siguientes:

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN, describe el propósito general de la tesis.

CAPÍTULO 2: FUNDAMENTO TEÓRICO del Diseño de una Central Solar de 20 MW con Módulos Fotovoltaicos e interconectado a la red eléctrica del país (SEIN).

CAPÍTULO 3: EVALUACIONES PRELIMINARES, energía disponible en la ciudad de Piura – Perú y ubicación de la central solar. Además, de la selección del módulo fotovoltaico, del inversor, del tipo de soporte para el módulo, del diseño del centro de transformación y de la subestación eléctrica a instalarse en la central propuesta en la tesis.

CAPÍTULO 4: CÁLCULOS DE INGENIERÍA para la determinación de los parámetros del diseño (potencia y energía) y el dimensionamiento de los principales componentes de la central solar.

CAPÍTULO 5: EVALUACIÓN ECONÓMICA, se estimará el presupuesto de la implementación e instalación, y se realizará el análisis de viabilidad económica del proyecto (valor actual neto y la tasa interna de retorno).

CAPÍTULO 6: BENEFICIO AMBIENTAL, se conocerá los mecanismos planteados en el Protocolo de Kyoto y la evaluación del beneficio respecto a la instalación de una central solar (“energía limpia”).

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

En la presente tesis se realizará el estudio de la pre-factibilidad de la construcción de una central solar de 20 MW, mediante módulos de sistemas fotovoltaicos (SFV), a ser ubicada a las afueras de la ciudad de Piura. Para esto se elaborarán los cálculos de ingeniería del proyecto considerando los aspectos de radiación solar del emplazamiento y su ubicación geográfica en el territorio peruano. Se realizará también el diseño y especificación de los principales componentes de los módulos fotovoltaicos y se determinará la viabilidad económica del proyecto. Finalmente se analizarán los beneficios ambientales que conlleva la instalación de una central solar (energía renovable).

La ciudad de Piura, ubicada al norte del Perú, presenta una considerable temperatura y radiación solar promedio a lo largo del año. Dicha central solar se ubicará en las afueras de la ciudad de Piura, departamento de Piura.

La tesis busca evaluar la pre-factibilidad de la construcción de una central solar en el interior del Perú, con base en un prototipo propuesto en las afueras de la ciudad de Piura. Mediante datos estadísticos de temperatura y radiación solar del emplazamiento se podría estimar un posible diseño de central solar para la zona.

En la actualidad, se encuentran en operación 5 centrales solares en el país, las 4 primeras centrales tienen una potencia instalada de 20 MW y la última de 16 MW. Para el proyecto de esta tesis se ha propuesto el diseño con una potencia instalada de 20 MW, con módulos fotovoltaicos de 300 Wp e interconectado a la red eléctrica del país (SEIN).

La siguiente figura, muestra el trazado de la distancia a la cual se ubica la Central Solar Fotovoltaica, desde las afueras de la ciudad de Piura (18 km).



Figura 1.1 Ubicación de la Central Solar en el departamento de Piura

1.1 OBJETIVOS

1.1.1 Objetivo General

Elaborar los cálculos de ingeniería, realizar el análisis de pre-factibilidad y evaluar los posibles beneficios ambientales de una Central Solar que aproveche la radiación solar en la ciudad de Piura.

1.1.2 Objetivos Específicos

- Dimensionar los principales componentes de los módulos fotovoltaicos de la central solar para determinar el presupuesto del proyecto.
- Realizar la evaluación económica para determinar la viabilidad de la central solar.
- Analizar los beneficios ambientales en la zona de influencia de la central solar.

1.2 ANTECEDENTES

Ante la problemática de la demanda de la energía en el Perú, de los tipos de generación de energía eléctrica y sobre el impacto ambiental que algunos de ellos producen, se crearon las Subastas para Suministro de Energía con Recursos Energéticos Renovables al Sistema Eléctrico Interconectado (SEIN), es decir Subastas RER. A la fecha, se han realizado 3 subastas RER. Para la primera subasta RER, realizada el día 31 de marzo de 2010, se suscribieron 26 contratos de concesión, de los cuales 4 fueron centrales solares de 20 MW cada una. Para la segunda subasta RER, realizada el día 23 de agosto de 2011, se suscribieron 10 contratos de concesión, de los cuales 1 fue central solar de 16 MW. Para la tercera subasta RER, no se adjudicó ninguna central solar.

Las 4 primeras centrales solares construidas en el Perú son: Central Majes Solar 20T de 20 MW (Caylloma - Arequipa), Central Solar Repartición 20T de 20 MW (Caylloma - Arequipa), Central Solar Tacna de 20 MW (Tacna) y la Central Panamericana Solar de 20 MW (Mariscal Nieto - Moquegua). La quinta central solar es la Central Solar Moquegua FV (Mariscal Nieto - Moquegua).

Puesto que las centrales solares que están en operación en el Perú se encuentran ubicadas en el sur del país por la mayor cantidad de radiación solar en la zona, el propósito de la tesis es encontrar un diseño de central solar para que se adecúe a cualquier parte del país, en la presente tesis, se ha propuesto el emplazamiento en el norte del país.

1.3 JUSTIFICACIÓN

El proyecto analizado en esta tesis busca contribuir al desarrollo sostenible del país, contribuir a cubrir la demanda energética futura prevista en el Plan Referencial de Electricidad 2008 - 2017 del Ministerio de Energía y Minas, además, como base de diseño para nuevas centrales solares que contribuyan a la Nueva Matriz Energética Sostenible para el Perú 2010 - 2040 (NUMES).

Actualmente, es necesaria la búsqueda de generación con energías renovables en el país, para contribuir con el medio ambiente y reducir la dependencia de generación con energía convencional. Las energías renovables han dejado de ser tecnologías caras y minoritarias para ser plenamente competitivas y eficaces de cara a cubrir un cierto porcentaje de la demanda del país. Dentro de estas energías renovables se encuentra la energía solar, como uno de los principales aliados en la generación de la energía “verde”.

Económicamente, las centrales solares obtienen su justificación de inversión debido a su bajo costo de operación, puesto que no tiene el componente de costo variable como por ejemplo el combustible. Además, no presenta dificultad de interconexión con el SEIN en comparación con las centrales eólicas, algunas de sus dificultades han sido por la regulación de frecuencia y por la intermitencia del viento. Adicionalmente, hay beneficios ambientales al construir una central solar como los bonos de carbono por la utilización de recursos energéticos limpios para generar electricidad.

CAPÍTULO 2

FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 RADIACIÓN SOLAR

La radiación solar absorbida por la atmósfera terrestre no es aprovechada al 100%, en términos generales, el 24% de la radiación llega directamente y el 22% de la radiación no llega directamente.

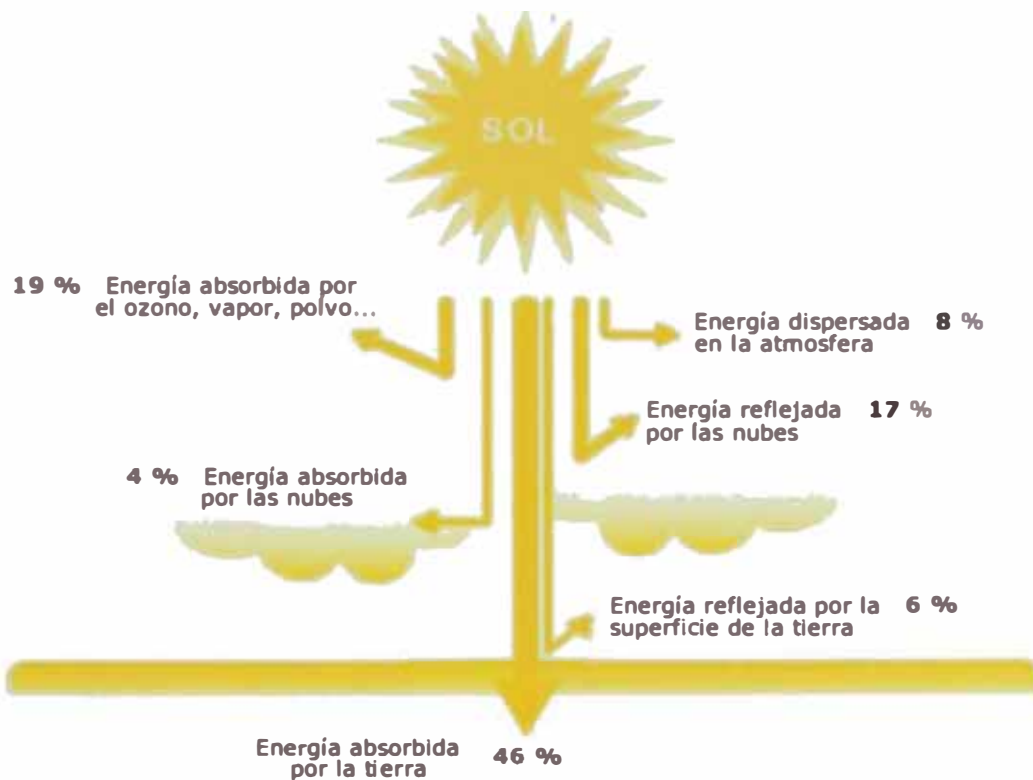


Figura 2.1 Esquema de distribución de radiación solar

Existen 3 componentes de la radiación solar: directa (proviene del sol, sin desviar su paso por la atmósfera), difusa (sufre cambios debidos a la reflexión o difusión en la atmósfera) y albedo (es la que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas, puede ser directa o difusa).

En la siguiente figura, se puede observar que el Perú es uno de los países que cuenta con mayor radiación solar en Sudamérica, solo Chile lo supera.

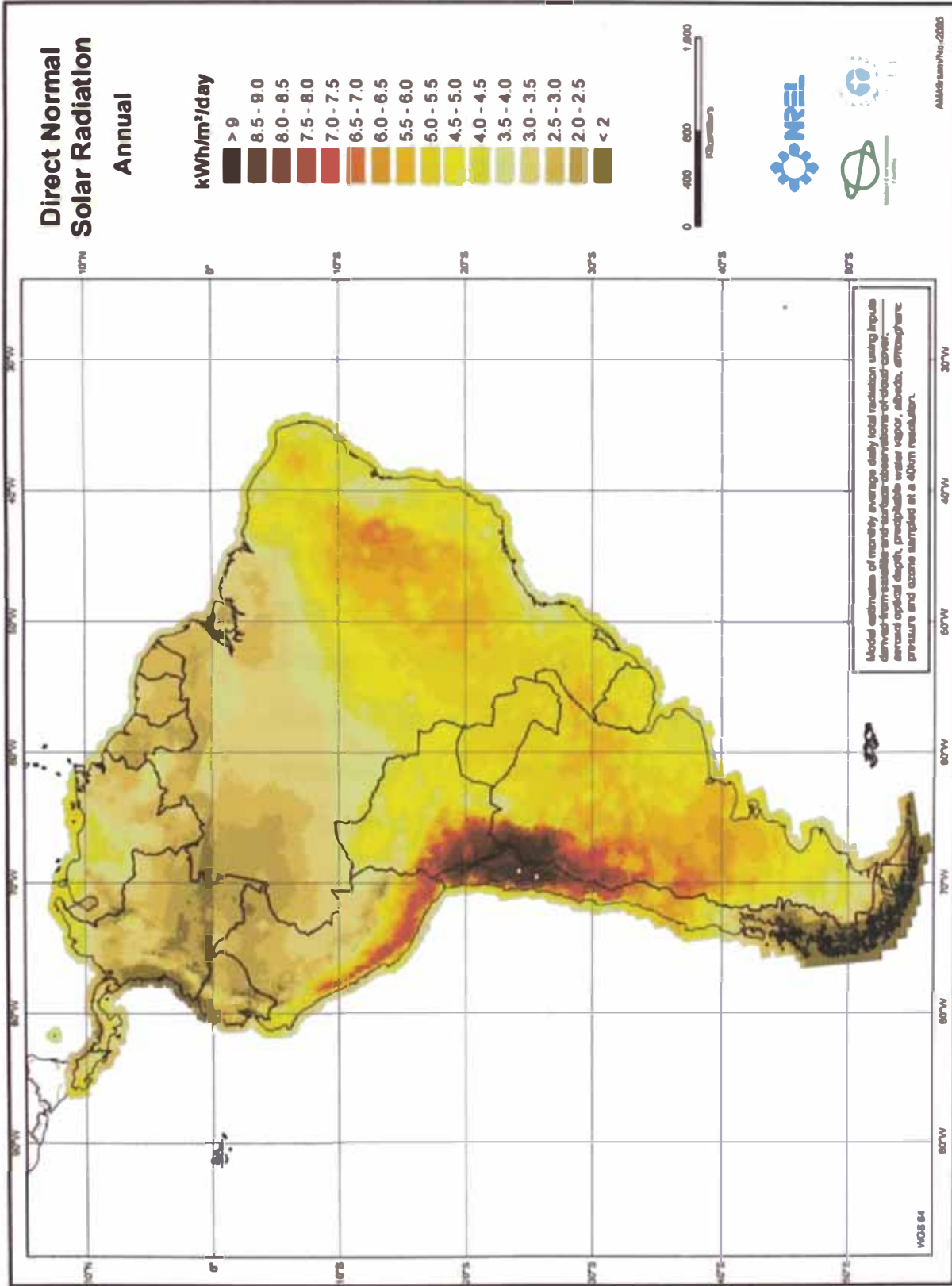


Figura 2.2 Mapa Irradiación Horizontal de Sudamérica

2.1.1 Geometría Solar y Esquema Longitud - Latitud

- **Latitud:** Es la distancia angular entre la línea ecuatorial (El Ecuador), y un punto determinado de la Tierra, medida a lo largo del meridiano en el que se encuentra dicho punto.
- **Longitud:** En cartografía, expresa la distancia angular entre el meridiano de Greenwich y un determinado punto. Se mide entre 0° y 180° hacia el este o hacia el oeste. Para los cálculos, es costumbre atribuir a las longitudes occidentales un signo negativo y a las longitudes orientales el signo positivo.
- **Azimut:** El azimut es el ángulo formado entre la dirección de referencia (norte) y una línea entre el observador y un punto de interés previsto en el mismo plano que la dirección de referencia.

Conocer la geometría solar es fundamental para poder estimar la cantidad de energía que se puede aprovechar por un panel fotovoltaico y la disposición óptima del mismo. La orientación se define mediante el ángulo Azimut (Ψ o γ), como se observa en la siguiente figura, el Azimut se define como el ángulo que forma la dirección sur con el objeto. (Positivo hacia el oeste). La altura del sol (α) varía de acuerdo a las estaciones, este parámetro es importante, ya que aporta en la creación de sombras y en la irradiación recibida por el módulo. Se mide a partir del horizonte, con un valor de 0° y es positivo en el cenit.

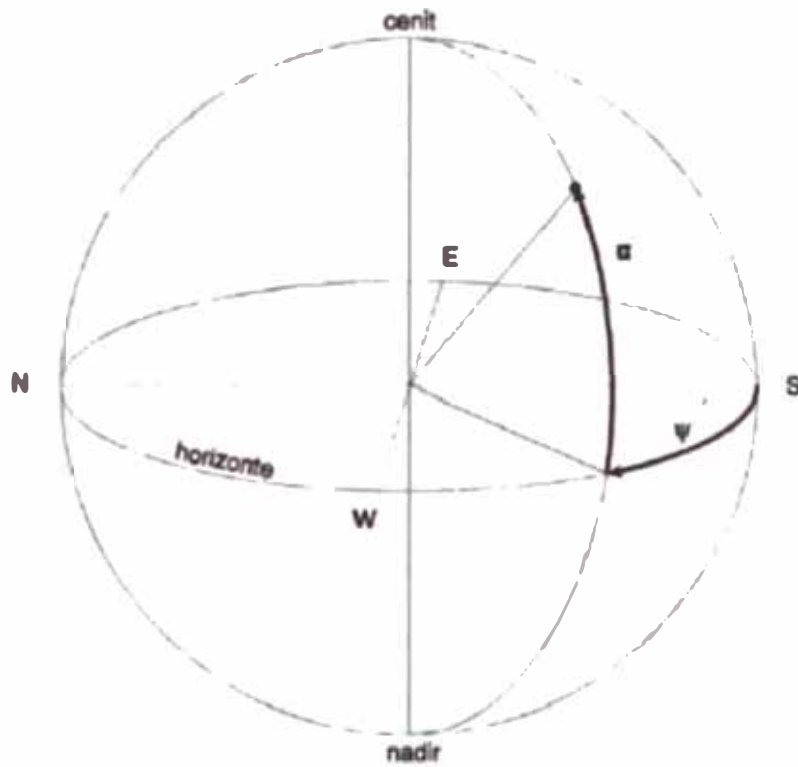


Figura 2.3 Geometría Solar

Longitudes

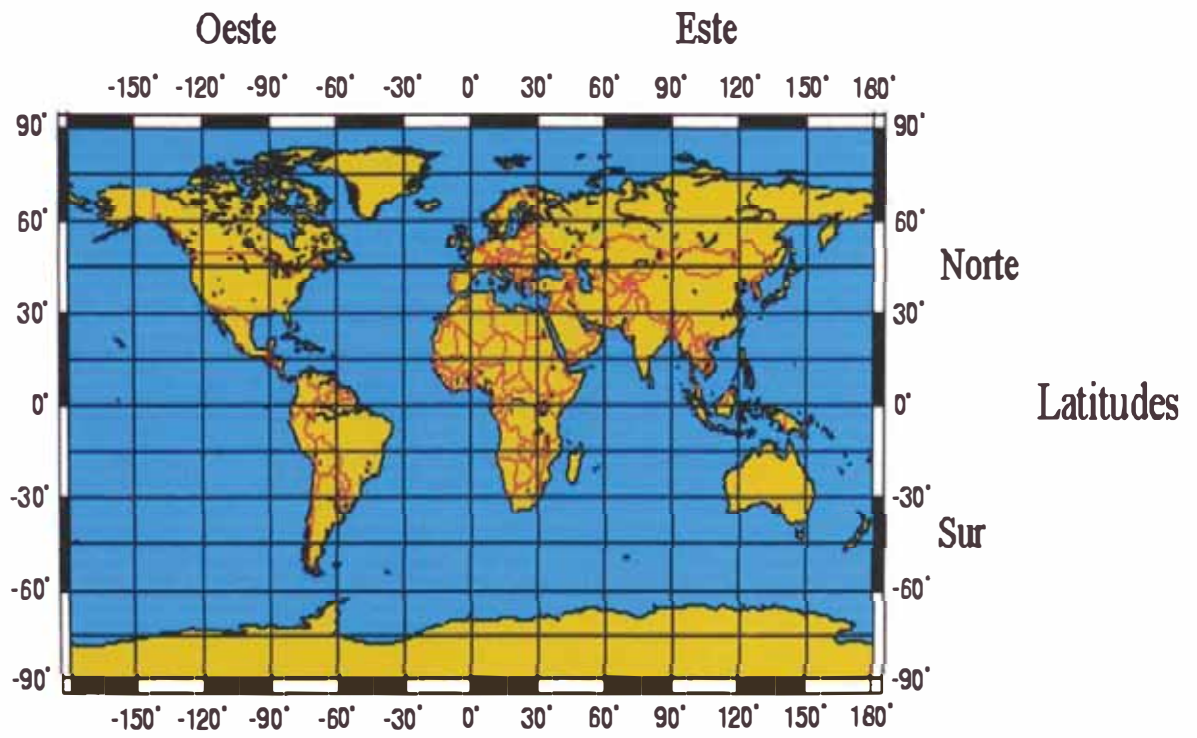


Figura 2.4 Esquema Longitud - Latitud

2.1.2 Coordenadas Celestes Horarias

Debido a los movimientos de rotación y traslación de la Tierra, se debe dar un seguimiento al sol a lo largo de los días, ya que su posición relativa varía. Se pueden definir los siguientes parámetros importantes:

- Orto y Ocaso del Sol: El orto del sol se refiere a la hora del amanecer (salida del sol) y el ocaso del sol es la hora en que empieza a anochecer (puesta del sol).
- Ángulo Horario (ω): se mide sobre el Ecuador a partir del punto de intersección entre el meridiano superior del emplazamiento y aquel, de 0° a $\pm 180^\circ$, positivamente hacia el oeste.
- Declinación (δ): La declinación es la posición angular del sol al mediodía solar (es decir, cuando el sol está en el meridiano local) con respecto al plano del ecuador, positivamente hacia el polo Norte y negativamente hacia el polo Sur. El rango de la declinación es de $-23.45^\circ \leq \delta \leq 23.45^\circ$, además se puede calcular a partir de la ecuación de Cooper (1969):

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \dots (2.1)$$

Donde: "n" es el día del año (por ejemplo: n=1 por 1 de enero, n=32 por 1 de febrero, etc.)

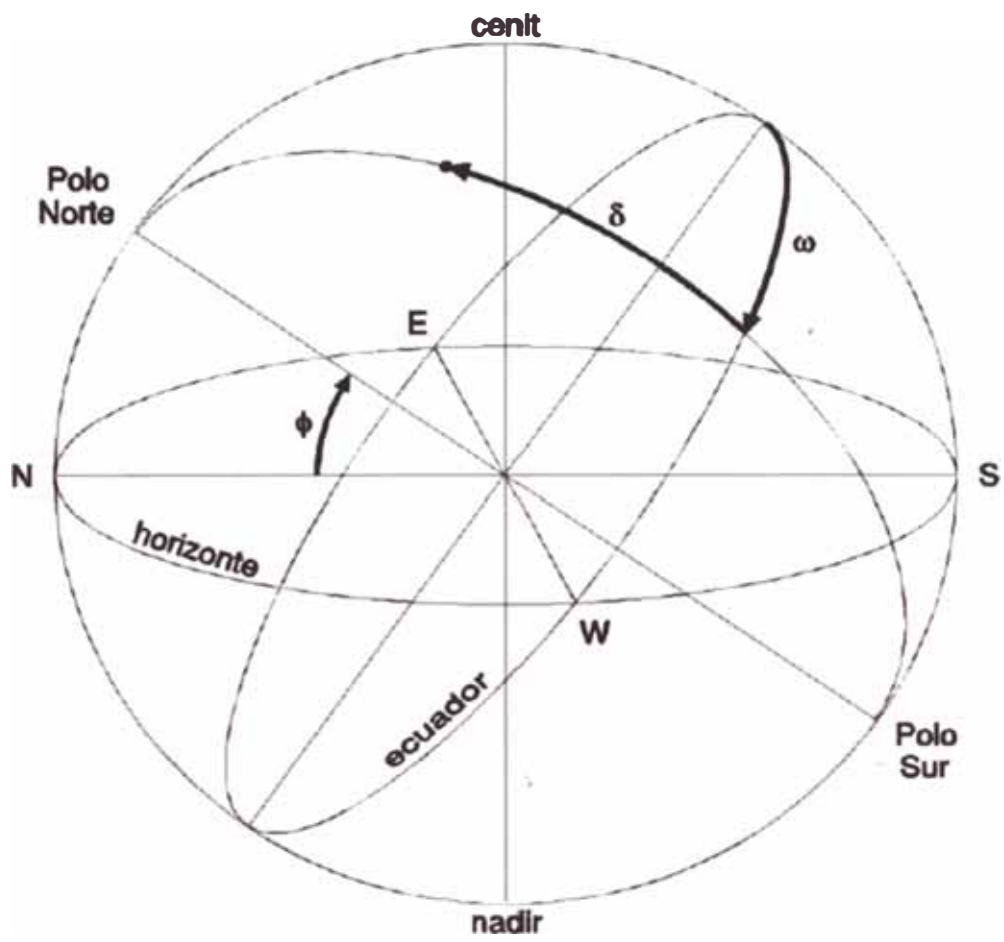


Figura 2.5 Coordenadas celestes horarias (plano Horizonte y Ecuador)

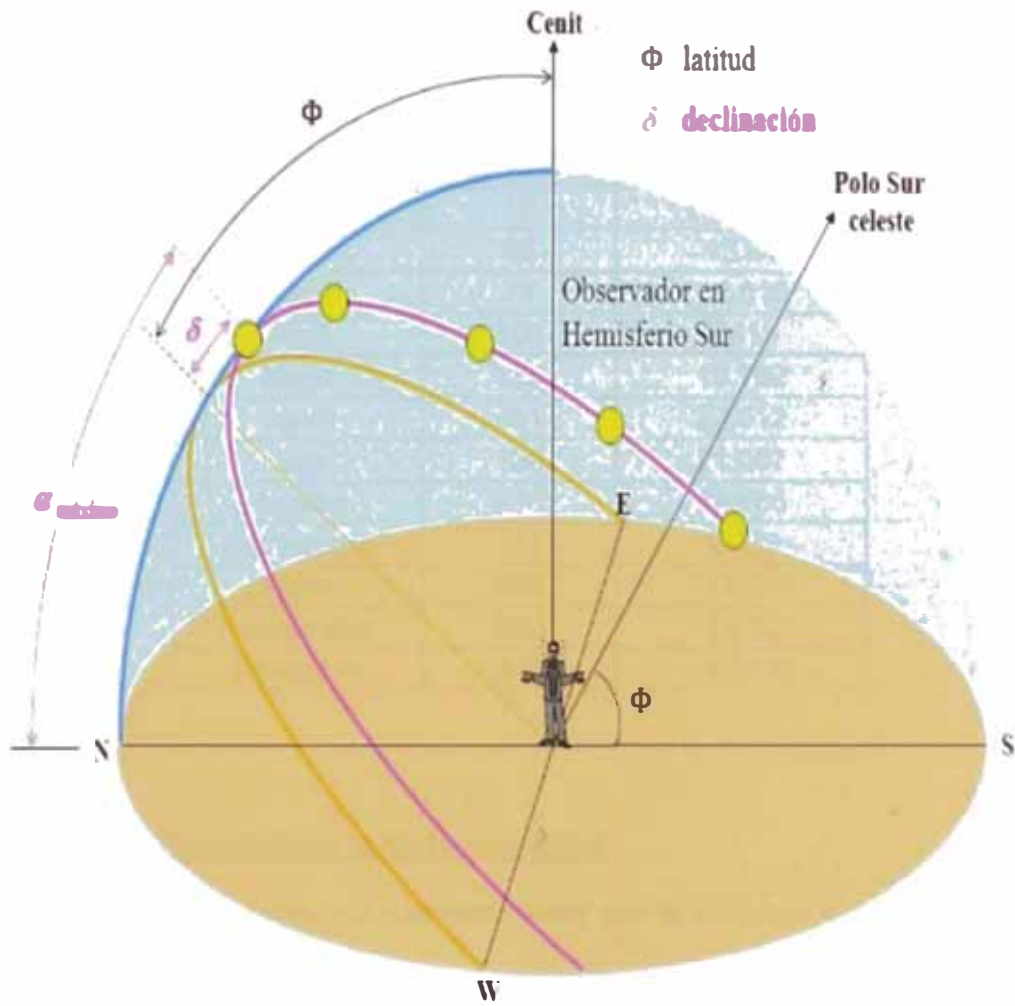


Figura 2.6 Coordenadas celestes horarias (Observador en Hemisferio Sur)

En la siguiente tabla, se muestra la declinación típica para cada mes. Esta es válida en todo el mundo y se ha tomado basada en un día de cada mes.

Tabla 2.1 Declinaciones características mensuales

Mes	Día del año	Declinación (°)
Enero	17	- 20.917
Febrero	45	- 13.619
Marzo	74	- 2.819
Abril	105	9.415
Mayo	135	18.792
Junio	161	23.012
Julio	199	21.007
Agosto	230	12.786
Septiembre	261	1.009
Octubre	292	- 11.049
Noviembre	322	- 19.821
Diciembre	347	- 23.242

2.1.3 Recorrido de la Radiación Solar

Es evidente que mientras menor sea la distancia del sol, mayor será la radiación solar. Esto ocurre cuando el sol se encuentra más cerca de la Tierra, es decir, $\alpha = 90^\circ$. Es necesario definir el concepto de masa de aire (AM), es una medida de la distancia que recorre la radiación al atravesar la atmósfera. Se obtiene la masa de aire mediante la siguiente ecuación:

$$AM = \frac{1}{\cos(90^\circ - \alpha)} \dots (2.2)$$

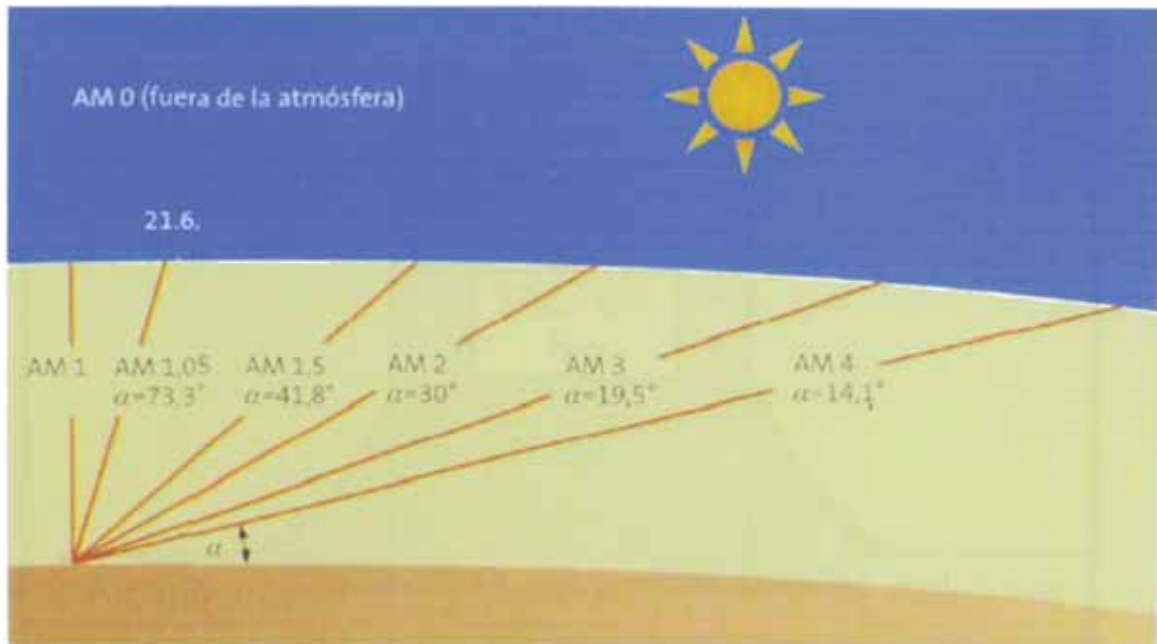


Figura 2.7 Valores referenciales de Masa de Aire (AM) en función de la altura solar

2.1.4 Horas de Sol Pico (H.S.P.)

Las horas del sol pico son las horas que se definen como el número de horas al día con una irradiancia hipotética de $1,000 \text{ W/m}^2$ que sumen la misma irradiación total que la real ese día.

Se puede notar que cuando la irradiancia se expresa en kWh / m^2 es numéricamente similar a las H.S.P. Este concepto es importante, ya que junto con un factor de pérdidas ayuda a estimar la potencia producida por los paneles fotovoltaicos. La distribución de la radiación a lo largo del día y el concepto de horas pico de sol se muestran en la figura 2.8.

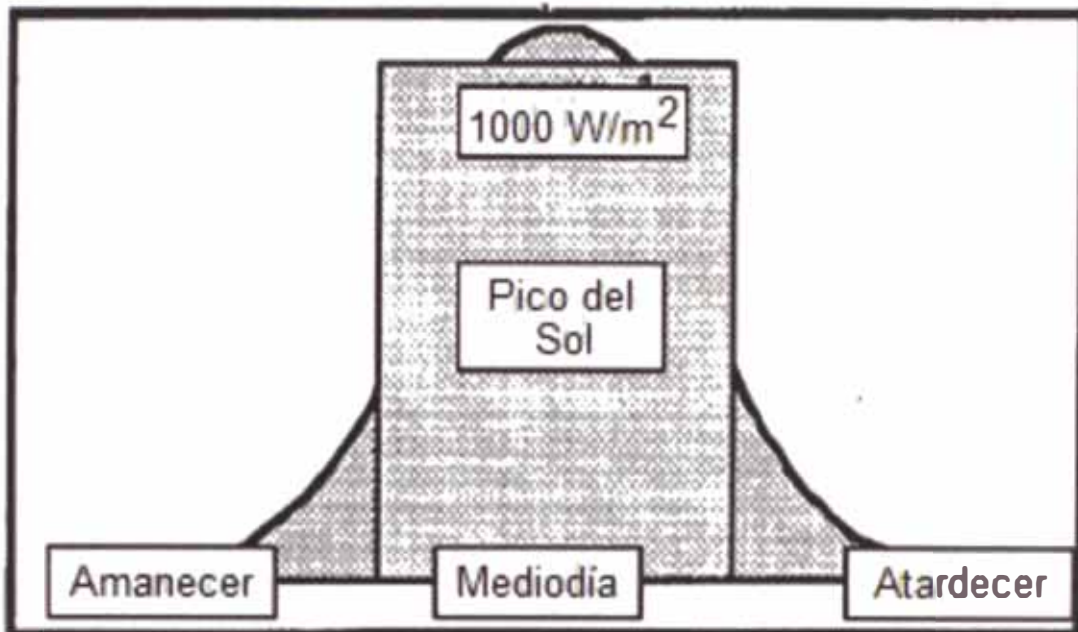


Figura 2.8 Concepto de Horas Sol Pico

2.2 MÓDULO FOTOVOLTAICO

2.2.1 Celdas Fotovoltaicas

El componente principal de los módulos fotovoltaicos es la celda, su funcionamiento es el que hace posible la obtención de electricidad a partir de luz solar. Las celdas fotovoltaicas son sensibles a la luz, están hechas de un material semiconductor, silicio en la mayoría de los casos, el cual se excita ante la presencia de radiación (aumento de temperatura) y los electrones pueden fluir del tipo P (positivo) al tipo N (negativo), esto ocasiona un voltaje interno, el cual ante la presencia de una resistencia se produce una corriente.

La instalación se realizará en la costa (en las afueras de la ciudad de Piura) y cada módulo debe contener un mínimo de 36 celdas fotovoltaicas.

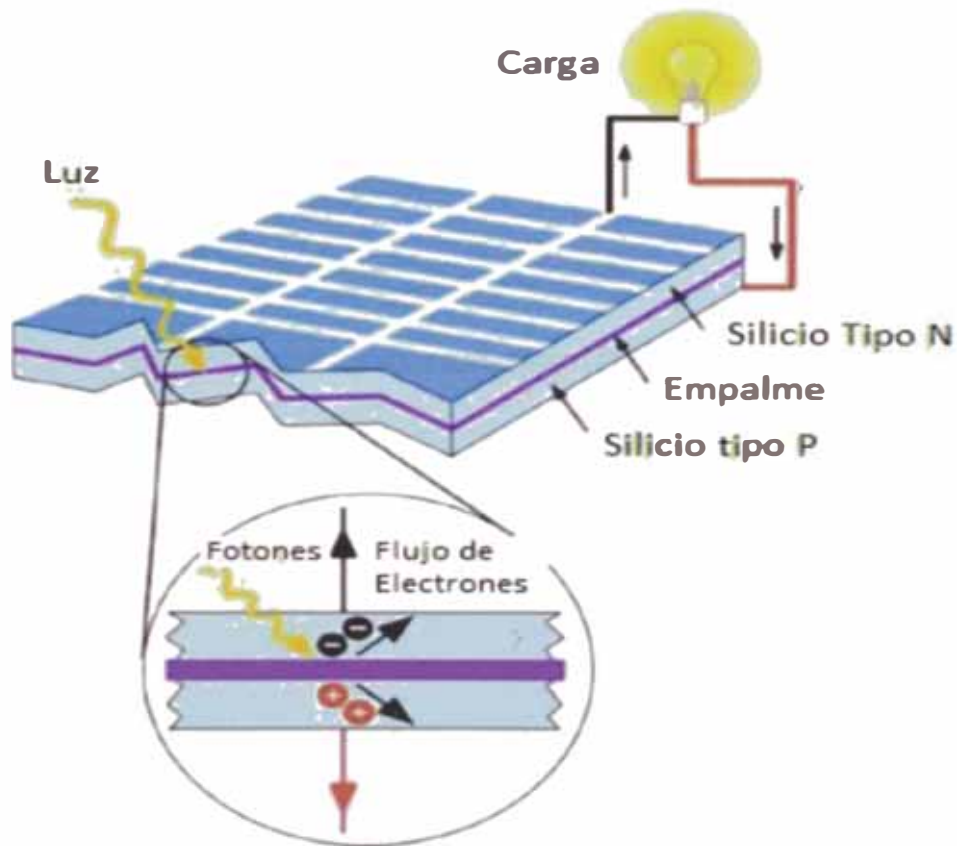


Figura 2.9 Funcionamiento de la Celda Fotovoltaica de Material de Silicio

Actualmente, para seleccionar un determinado tipo de celda fotovoltaica con una cierta tecnología, se debe considerar los siguientes factores:

- **Cristalinidad:** Indica el grado de orden de estructura cristalina de los átomos de silicio. Puede ser: monocristalino, policristalino o amorfo.

- **Coefficiente de absorción:** Indica como la luz puede penetrar antes de ser absorbida por el material. Esto depende del material de la celda y de la longitud de onda de la luz.
- **Costo y complejidad de fabricación:** Depende de un gran grupo de factores, número de pasos implicados, necesidad de ambiente especial, cantidad y tipo de material, necesidad de mover las celdas, entre otros.

En la siguiente figura, se muestran los tipos de celdas fotovoltaicas.

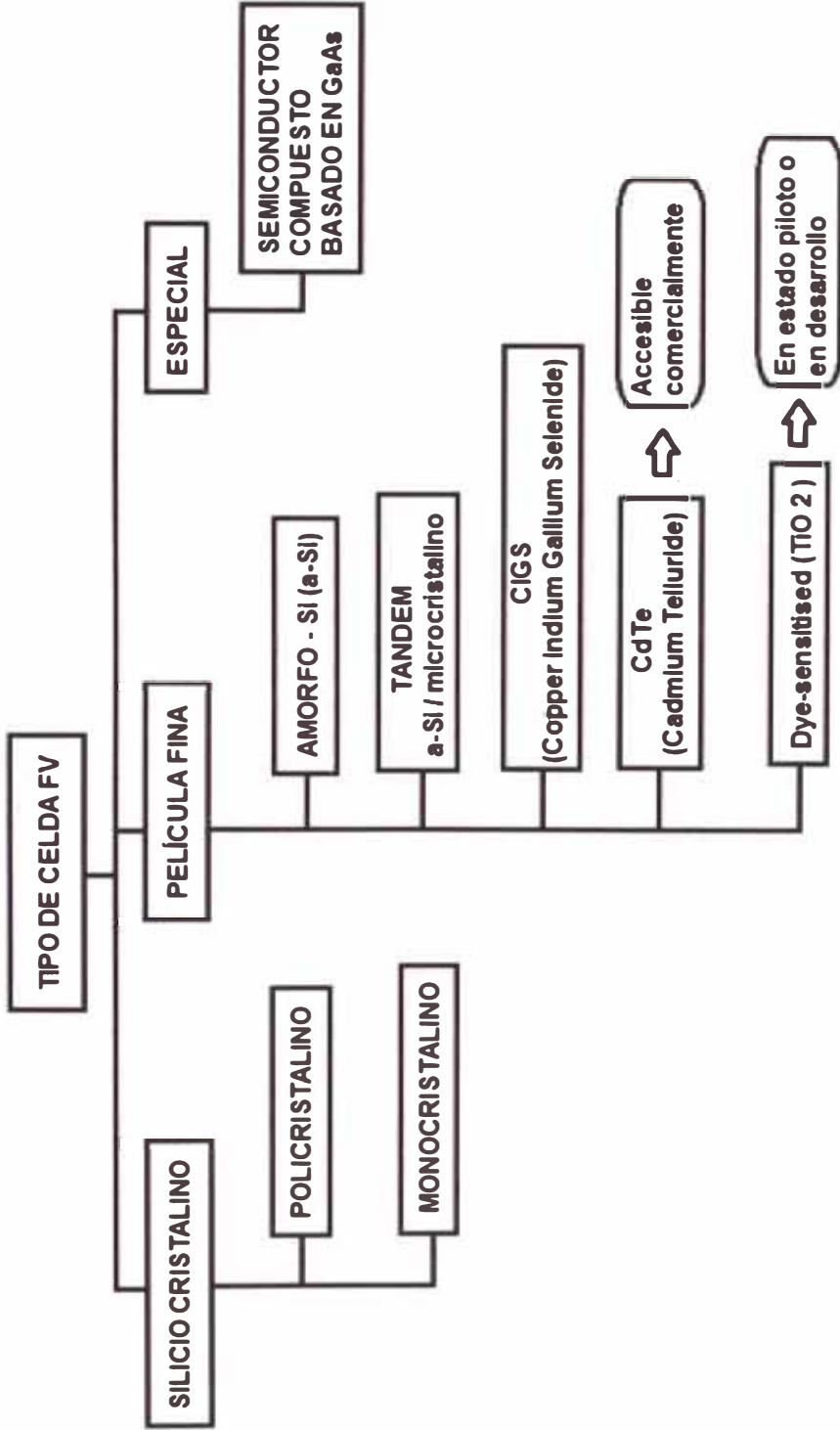


Figura 2.10 Tipo de Celda Fotovoltaica (FV)

En la siguiente tabla, se muestran las eficiencias de diferentes tipos de celdas fotovoltaicas según la entidad National Renewable Energy Laboratory (NREL), para el uso normal, las celdas monocristalinas son las más eficientes, seguidas por las policristalinas. Mientras los mejores paneles monocristalinos llegan al 25%, la mayoría de los paneles de silicio cristalino en producción hoy captan alrededor del 15% de la energía disponible de la luz.

Los paneles amorfos y otros de capa fina pocas veces superan el 10%. Para usos especiales (por ejemplo satélites y el Mars Rover) se producen módulos de arseniuro de galio (GaAs) que alcanzan una eficiencia de 30% o unen varios elementos (celdas fotovoltaicos multiunión) superando el 40%. Aunque con las placas de capa fina de relativamente poca materia prima se logró reducir el costo de producción, queda cierta inseguridad sobre su durabilidad. Las placas mono y policristalinas otorgan una garantía en producir 80% de su energía sobre 25 años.

Tabla 2.2 Cuadro de Eficiencias de Celdas Fotovoltaicas según NREL

Material de la Celda Fotovoltaica	Eficiencia (%)
Multijunction Cells (2-terminal, monolithic)	
Three-junction (concentrator)	44.4
Three-junction (non-concentrator)	37.9
Two-junction (concentrator)	34.1
Two-junction (non-concentrator)	31.1
Four-junction or more (concentrator)	46.0
Four-junction or more (non-concentrator)	38.8
Single-Junction GaAs	
Single Crystal	26.4
Concentrator	29.1
Thin-film cristal	28.8
Crystalline Si Cells	
Single cristal (concentrator)	27.6
Single cristal (non-concentrator)	25.0
Policristalino	20.8
Thick Si film	15.7
Silicon heterostructures (HIT)	25.6
Thin-film cristal	21.2
Thin-Film Technologies	
CIGS (concentrator)	23.3
CIGS	21.7
CdTe	21.5
Amorphous Si-H (stabilized)	13.4
Nano-, micro-, poly-Si	10.0
Emerging PV	
Dye-sensitized cells	14.1
Perovskite cells (not stabilized)	20.1
Organic cells (various types)	11.1
Organic tandem cells	10.6
Inorganic cells (CZTSSe)	11.1
Quantum dot cells	9.9

2.2.2 Parámetros Característicos

En las fichas técnicas los módulos fotovoltaicos (FV) muestran datos de eficiencia, voltaje y amperaje bajo condiciones estándares, las cuales son llamadas STC (Standard Testing Condition). Estos parámetros son los siguientes:

- Irradiación : 1,000 W / m²
- Temperatura del módulo : 25 °C
- Masa de Aire (AM) : 1.5

El voltaje y la intensidad producida por los paneles fotovoltaicos depende de diversos factores, los más importantes son la irradiación y la temperatura a la cual se encuentre el módulo. Los parámetros térmicos para el módulo fotovoltaico son:

- Temperatura de operación nominal de la celda (Nominal Operating Cell Temperature - NOCT): Es la temperatura media de equilibrio de las celdas de un módulo fotovoltaico en condiciones ambientales de referencia de 800 W/m² de irradiancia, 20°C de temperatura ambiente, 1 m/s de velocidad de viento, módulo en circuito abierto y soporte abierto con orientación normal a la radiación incidente al mediodía solar.
- Coeficiente Intensidad-Temperatura (β): Indica la variación de la intensidad de cortocircuito de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en mA/°C o en variación relativo como %/°C.

- Coeficiente Tensión-Temperatura (α): Indica la variación de la tensión de circuito abierto de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en $mV/^{\circ}C$ o en valor relativo como $\%/^{\circ}C$.
- Coeficiente Potencia – Temperatura (γ): Indica la variación de la potencia máxima de un módulo fotovoltaico por grado centígrado de variación de la temperatura de sus celdas. Se especifica en valor absoluto en $W/^{\circ}C$ o en valor relativo como $\%/^{\circ}C$.

En la siguiente figura, se muestra la variación porcentual de la tensión de circuito abierto, la intensidad de cortocircuito y la potencia máxima de una celda solar con la temperatura.

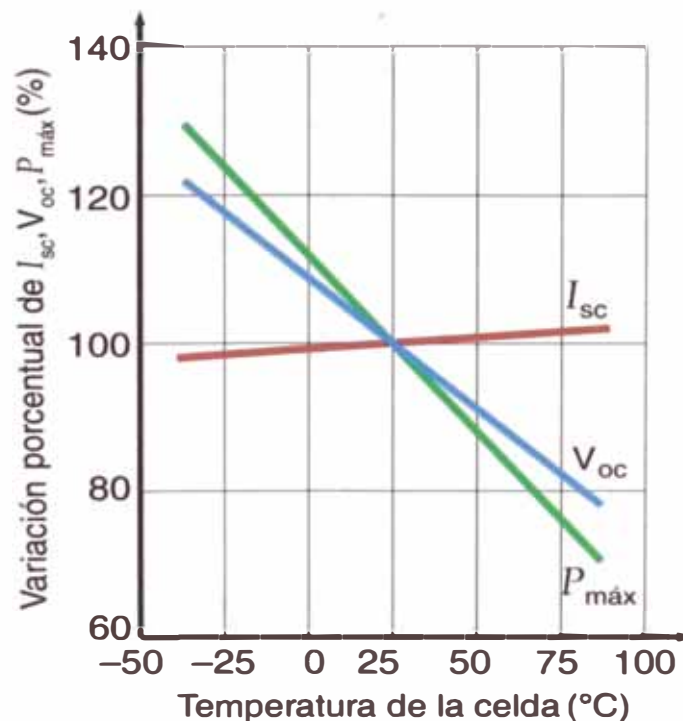


Figura 2.11 Variación Porcentual de la Tensión de Circuito Abierto, la Intensidad de Cortocircuito y la Potencia Máxima de una celda solar con la temperatura

2.2.3 Curvas Características

Los paneles fotovoltaicos tienen curvas características en las cuales se muestra el funcionamiento de los paneles y cuál es el efecto ante cambios en la temperatura o radiación.

2.2.3.1 Curvas “Intensidad vs. Tensión” y “Potencia vs. Tensión”

En la siguiente figura, se muestran los puntos característicos en los catálogos de los paneles FV, usualmente se expresa la potencia del panel en el Punto de Máxima Potencia (Pmp), aunque para el cálculo del cableado es recomendable utilizar el punto de cortocircuito (Isc).

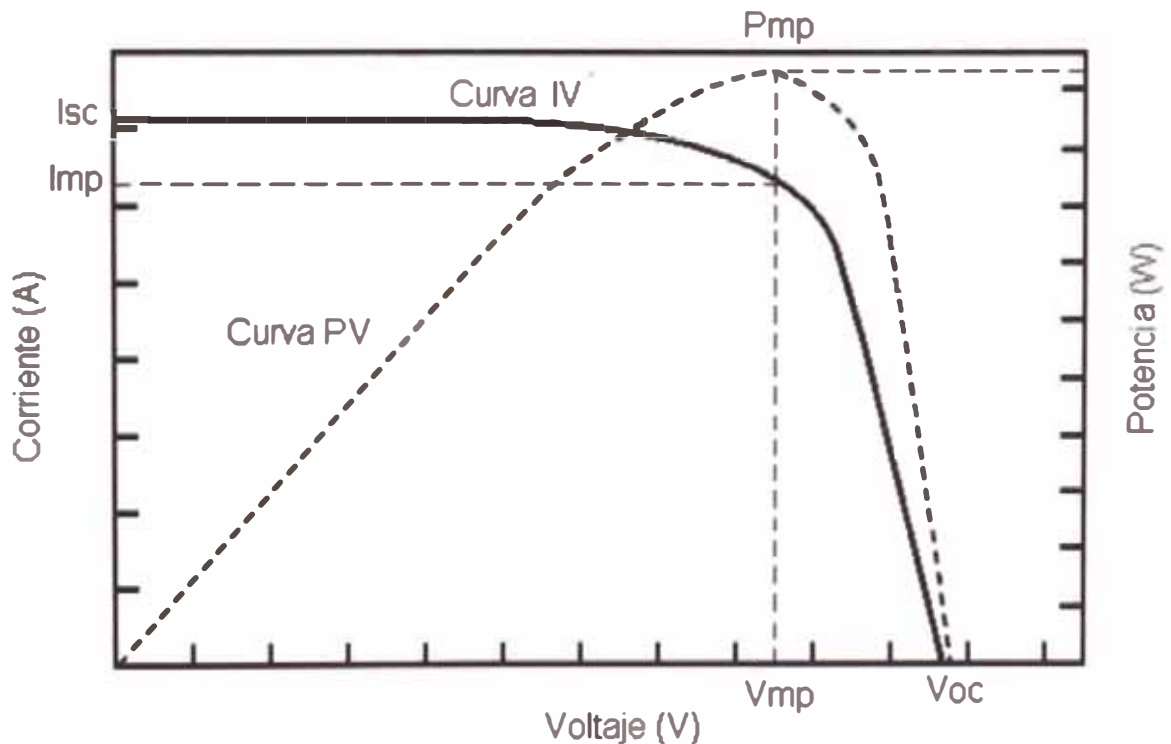


Figura 2.12 Curva “I vs V” y “P vs V”

2.2.3.2 Efecto de la Temperatura

En la figura 2.13, podemos notar que conforme disminuye la temperatura, aumenta la tensión de salida (igualmente con la potencia), y la corriente se mantiene casi constante. Este efecto se debe a que las propiedades del silicio varían con la temperatura.

2.2.3.3 Efecto de la Radiación Solar

Es evidente que a mayor radiación solar, el panel produzca una potencia mayor, en la figura 2.14 se muestra el mencionado efecto.

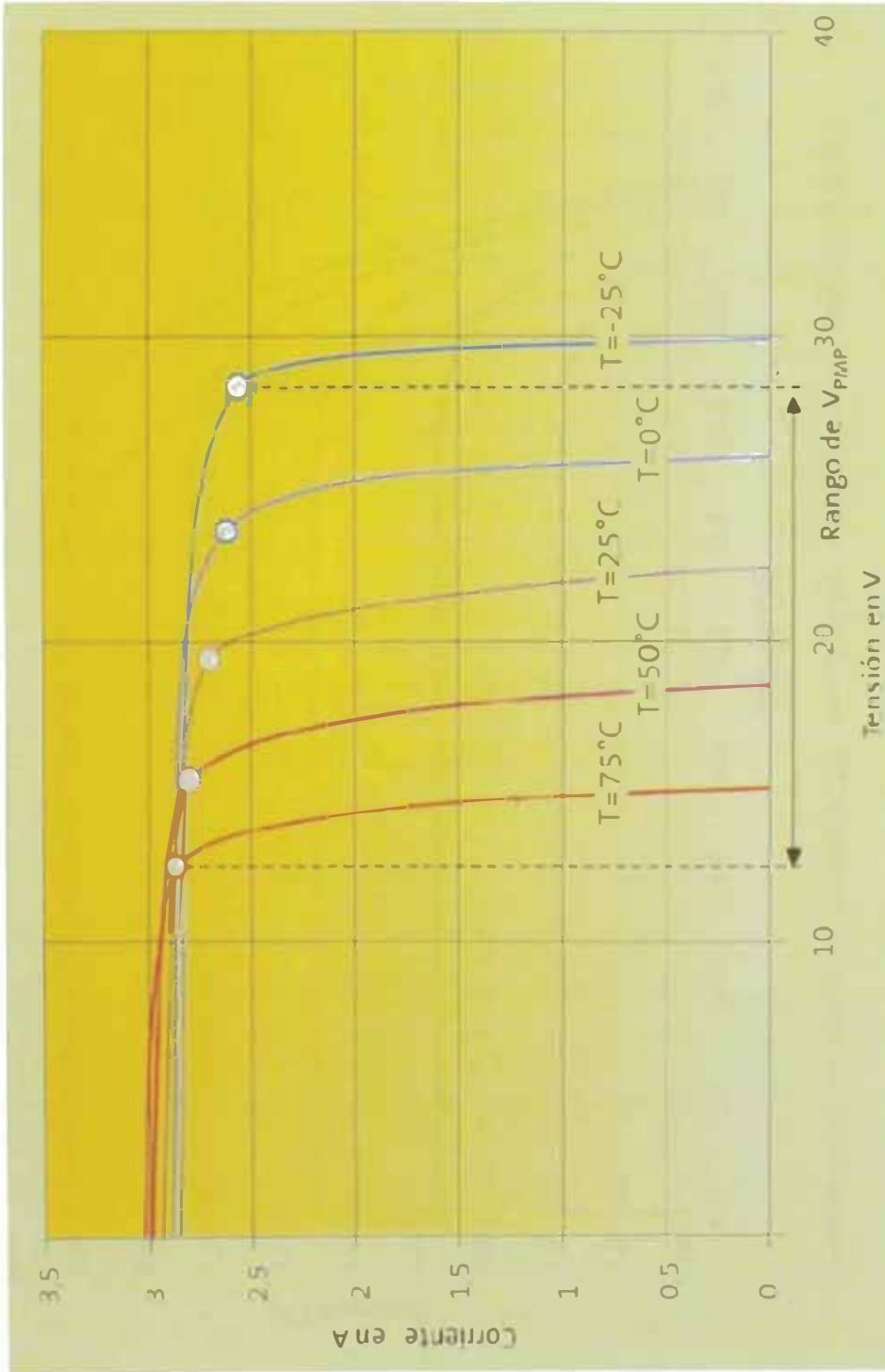


Figura 2.13 Curva "I vs V", con respecto al Efecto de la Temperatura

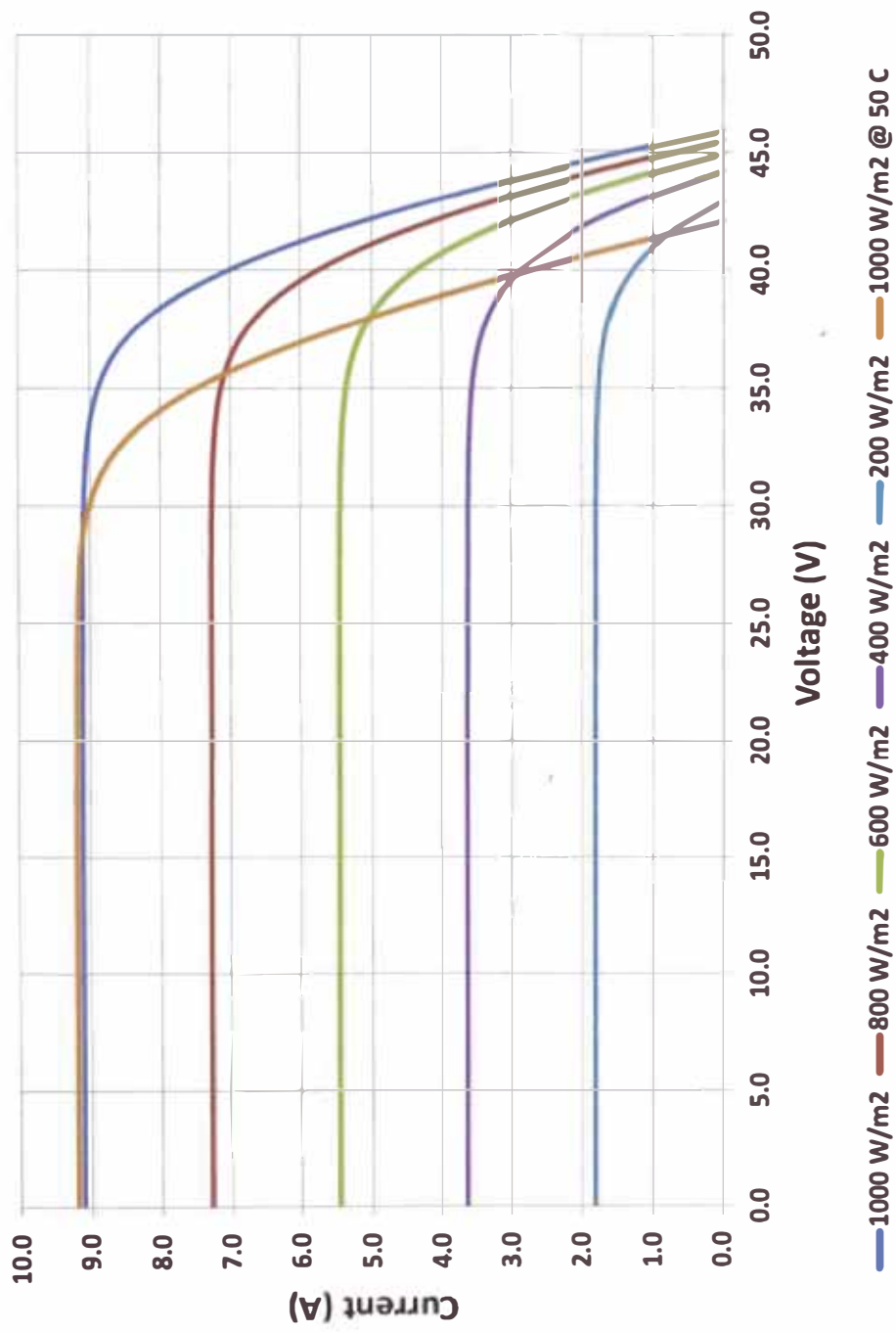


Figura 2.14 Curva "I vs V", con respecto al Efecto de radiación solar para el módulo fotovoltaico

2.2.4 Efecto Sombra

Las sombras pueden ser muy perjudiciales tanto para la potencia entregada como para la vida útil de los paneles fotovoltaicos. Como recomendación, la distancia mínima que debe existir entre un muro, árbol o panel y un panel solar debe ser la siguiente:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \dots (2.3)$$

Donde: "h" es la altura de la estructura dependiendo de su inclinación.

Lo cual garantiza que los paneles se encuentren libres de sombras durante por lo menos 8 horas diarias, centradas al mediodía, y a lo largo de todo el año.

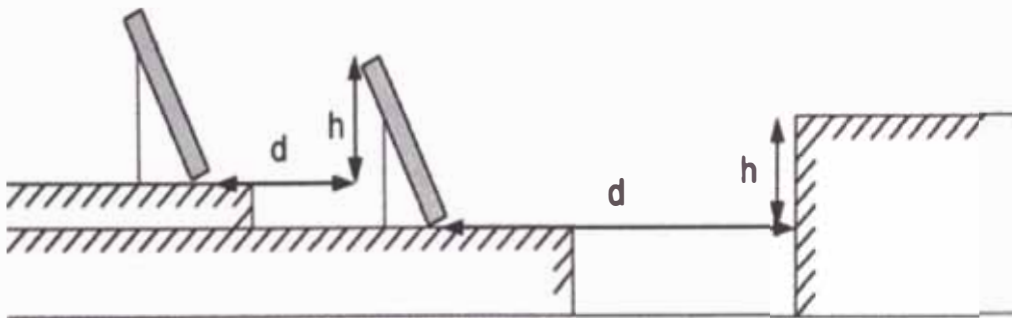


Figura 2.15 Distanciamiento entre filas de módulos fotovoltaicos según el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red (IDAE – Madrid 2011)

2.3 INVERSOR SOLAR

Los inversores solares transforman la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC). Se basan en dispositivos electrónicos que permiten interrumpir y conmutar su polaridad. Los inversores solares deberán cumplir con las siguientes condiciones:

- La distorsión armónica total en tensión del inversor debe ser inferior a 5% en relación a la tensión fundamental RMS.
- La frecuencia nominal se debe mantener entre $\pm 5\%$ del valor nominal.
- La caja del inversor debe cumplir con un índice de protección de IP 54.
- Deben arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación y entregar la potencia nominal de forma continua.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada no deberá ser mayor al 2% de la potencia nominal de salida; mientras que las pérdidas diarias por el inversor no deberán exceder el 5% del consumo total diario. El inversor se debe proteger ante las siguientes circunstancias:

- Tensión de entrada fuera del rango de operación.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

La superficie del inversor debe ser de material inoxidable o, en su defecto, arenado y pintado al horno, con doble base anticorrosiva (epóxica) o similar. En la siguiente figura, se muestra la curva de rendimiento de un inversor solar (en este caso, para el inversor Solar Sunny Central 900CP XT)

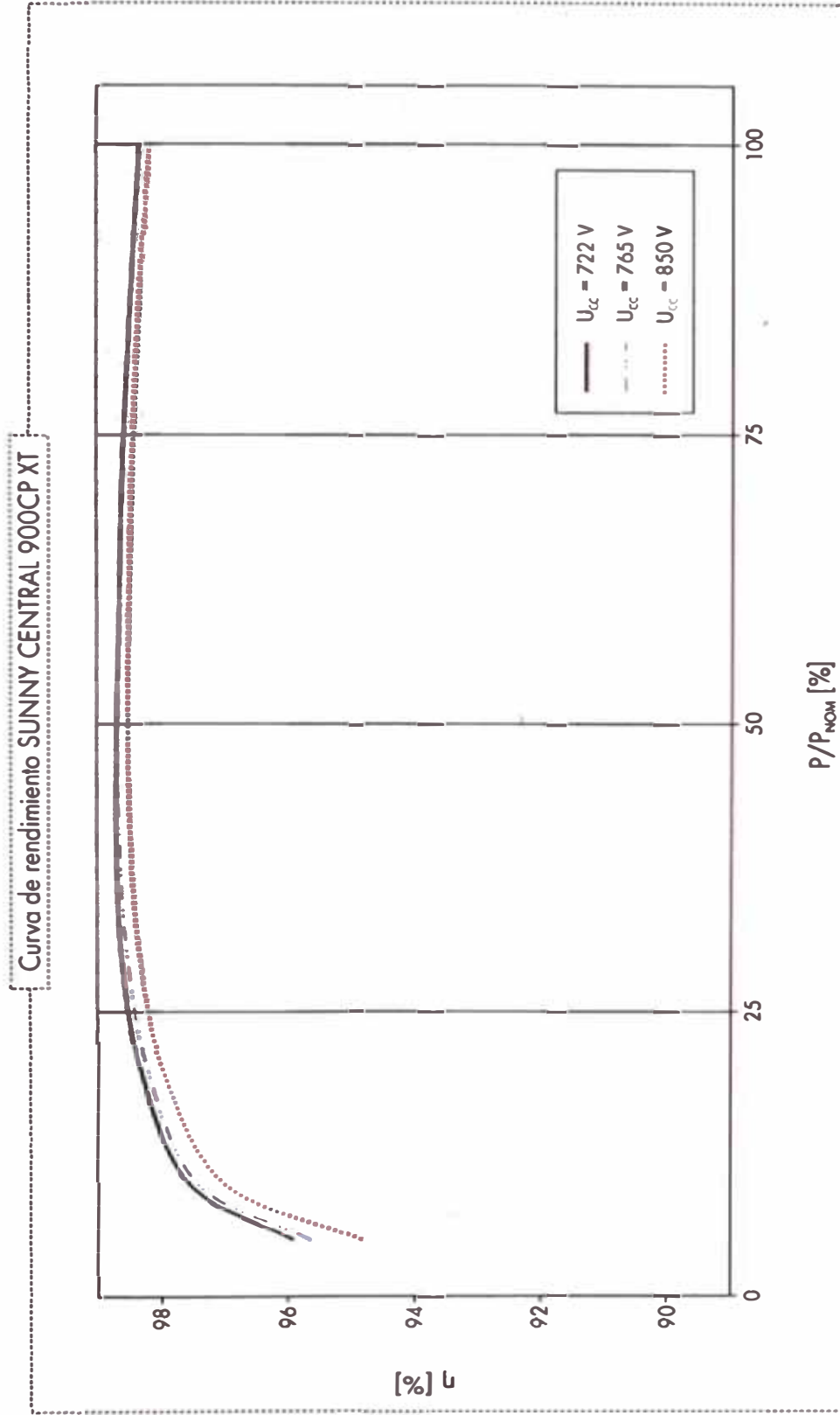


Figura 2.16 Curva de Rendimiento de un Inversor Solar (en este caso: Inversor Solar Sunny Central 900CP XT)

Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del emplazamiento. Hay que garantizar que para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor. En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión (y en menor medida la corriente) a la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura.

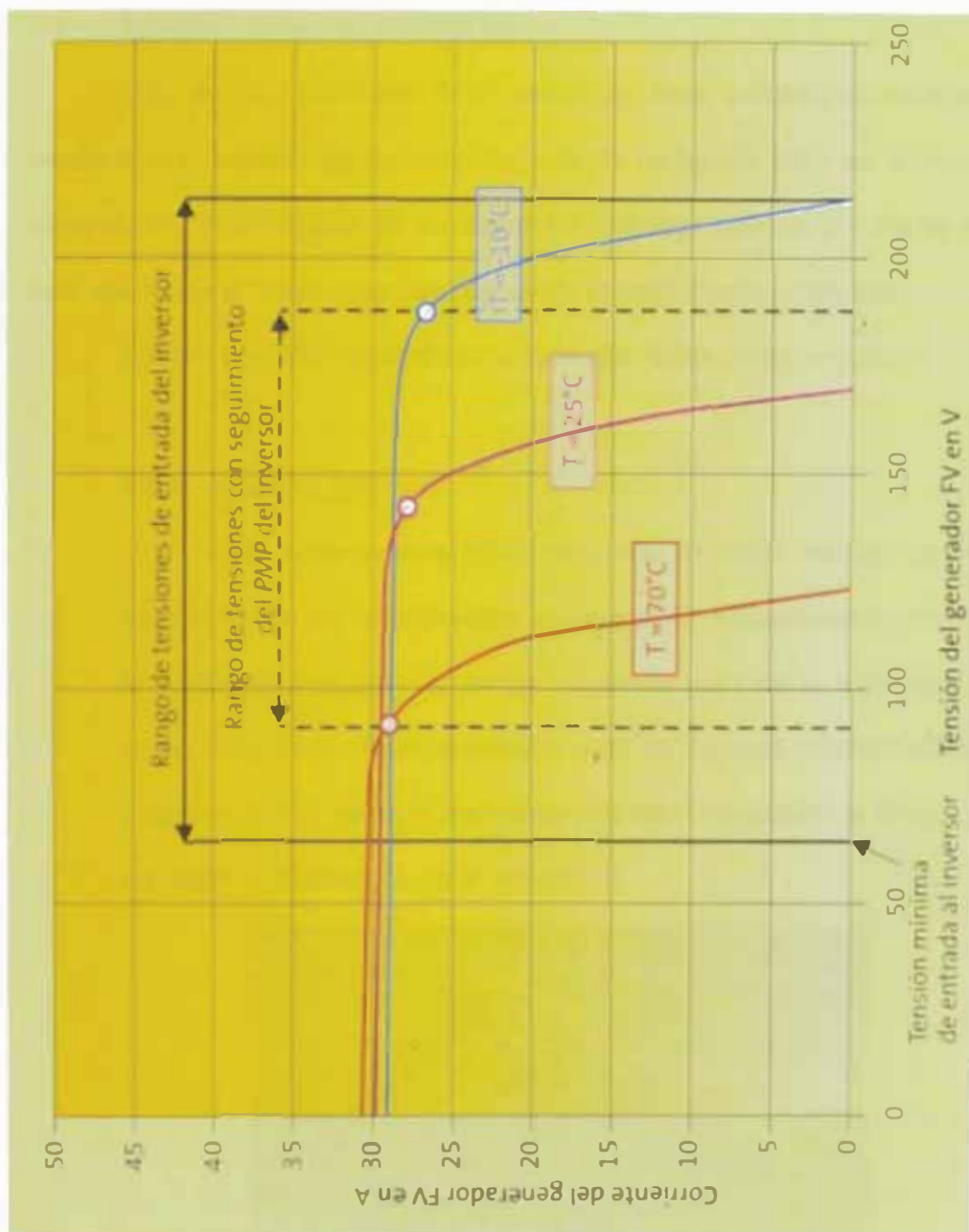


Figura 2.17 Curva "I vs V", con respecto a la Influencia de la Temperatura en un Módulo FV

2.4 ESTRUCTURA DE SOPORTE

Uno de los elementos importantes en toda instalación fotovoltaica para asegurar un completo aprovechamiento de la radiación solar es la estructura de soporte. Es la encargada de sustentar los módulos solares y darle la inclinación más adecuada en cada caso para optimizar el rendimiento energético.

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

2.4.1 Sistema Fijo

Este sistema está fijo y para ello se debe realizar un estudio de determinación de la inclinación adecuada. El mantenimiento es mínimo, es la estructura que genera menor eficiencia pero es la más económica. El sistema fijo tiene mayor duración y casi no requiere mantenimiento. Debido a que no puede variar la inclinación, se debe considerar la lluvia y efecto de sombras en la elección de la inclinación.



Figura 2.18 Estructura Fija

2.4.2 Sistema con Seguidor Solar

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

Los soportes con seguidor tienen la ventaja de tener aproximadamente un 20% más de rendimiento que una fija debido a la posibilidad de realizar el seguimiento del recorrido del sol gracias a su estructura móvil y a la disposición del módulo fotovoltaico a una mayor altura, lo que conlleva un aumento de la incidencia solar y a su vez un menor calentamiento del conjunto. A pesar de todas estas ventajas la estructura mediante seguidor presenta algunos inconvenientes, de los que cabe destacar el impacto visual que genera a nivel paisajístico y un mantenimiento constante de las partes móviles que lo conforman.

Existen diversos tipos de seguidores solares en la actualidad:

2.4.2.1 Seguidores de un solo eje: Horizontal, vertical y polar



Figura 2.19 Seguidor Solar de un Solo Eje

2.4.2.2 Seguidores de doble eje



Figura 2.20 Seguidor Solar de Doble Eje

2.5 CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

Una vez que se transforman los valores de tensión y corriente de continua a alterna a través del inversor, el transformador adecuará el valor de tensión de salida del inversor al valor de tensión de la red que se ha de inyectar. La transformación se realizará de baja tensión que proporciona el inversor a media tensión. En este caso se tiene que solicitar a la empresa distribuidora de la zona las características de trabajo actuales de la red. En este caso se tiene que transformar la tensión de baja tensión (BT) a media tensión (MT).



Figura 2.21 Centro de Transformación de la Central Majes Solar (Arequipa – Perú)

2.6 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA (S.E.)

Una subestación eléctrica es una instalación destinada a modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica y de conectar entre sí varios elementos de la red, para facilitar el transporte y distribución de la energía eléctrica. Su equipo principal es el transformador. Normalmente está dividida en secciones, por lo general 3 principales, y las demás son derivadas. Las secciones principales son las siguientes: Sección de medición, Sección para las cuchillas de paso y Sección para el interruptor. Las secciones derivadas normalmente llevan interruptores, depende del tipo, hacia los transformadores.

Hay tres tipos distintos de subestaciones:

2.6.1 De generación

Elevan la tensión de la energía a la salida de la central y la conectan a la red. Su uso radica en conseguir que las pérdidas sean mínimas al transportar la energía eléctrica a largas distancias. A mayor cantidad de pérdidas mayor será el importe de factura eléctrica del consumidor. La mayor parte de esas pérdidas son en forma de calor debidas al Efecto Joule y son proporcionales a la corriente (intensidad) que circula por la red. Por tanto, se busca de que esa intensidad sea mínima y para eso se tendrá que elevar la tensión (voltaje), ambos relacionados con la potencia eléctrica.

2.6.2 De transporte

Conectan entre sí varias líneas de alta tensión para conseguir una red mallada (se garantiza el suministro si alguna de las dos falla), es decir, una red capaz de cubrir cualquier falla.

2.6.3 De distribución

También conecta entre sí varias líneas de distribución y además alimenta redes de tensiones inferiores que llevan la energía eléctrica hasta al consumidor.



Figura 2.22 Subestación Eléctrica (S.E. - 23/138 kV) de la Central Panamericana Solar (Moquegua – Perú)

2.7 ACCESORIOS EN LA INSTALACIÓN (CABLES, INTERRUPTORES, CAJAS DE CONEXIÓN, ENTRE OTROS)

2.7.1 Elementos de protección

Además de los sistemas de protección inherentes a la unidad de control, se puede contar con sistemas de protección externos, los cuales pueden ser desconectores térmicos (fusibles o relés), protección contra altas tensiones tanto para corriente alterna como para corriente continua y diodos. Los fusibles deben elegirse de modo tal que la máxima corriente de operación esté en el rango del 50 al 80 % de la capacidad nominal del fusible (I_{nom}).

2.7.2 Cables

Los cables para la instalación deben contar con el aislamiento adecuado, la selección de los mismos depende de la aplicación y del tipo de canales utilizados. Para realizar los cálculos se seguirán las indicaciones del Código Nacional de Electricidad (CNE), Utilización y Sistema de Distribución. Además, como guía en la parte de corriente continua, el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT, España, 2002). Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean acordes a lo que diga el código nacional de electricidad (CNE), los valores corresponderían a la condición de máxima corriente.

2.8 GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE ENERGÍA SOLAR

2.8.1 Precio de Energía Solar en el Mundo

En la siguiente figura, se muestra el precio en venta de la energía solar (aplicado de la oferta y demanda de mercados) en el período 1977 - 2013.

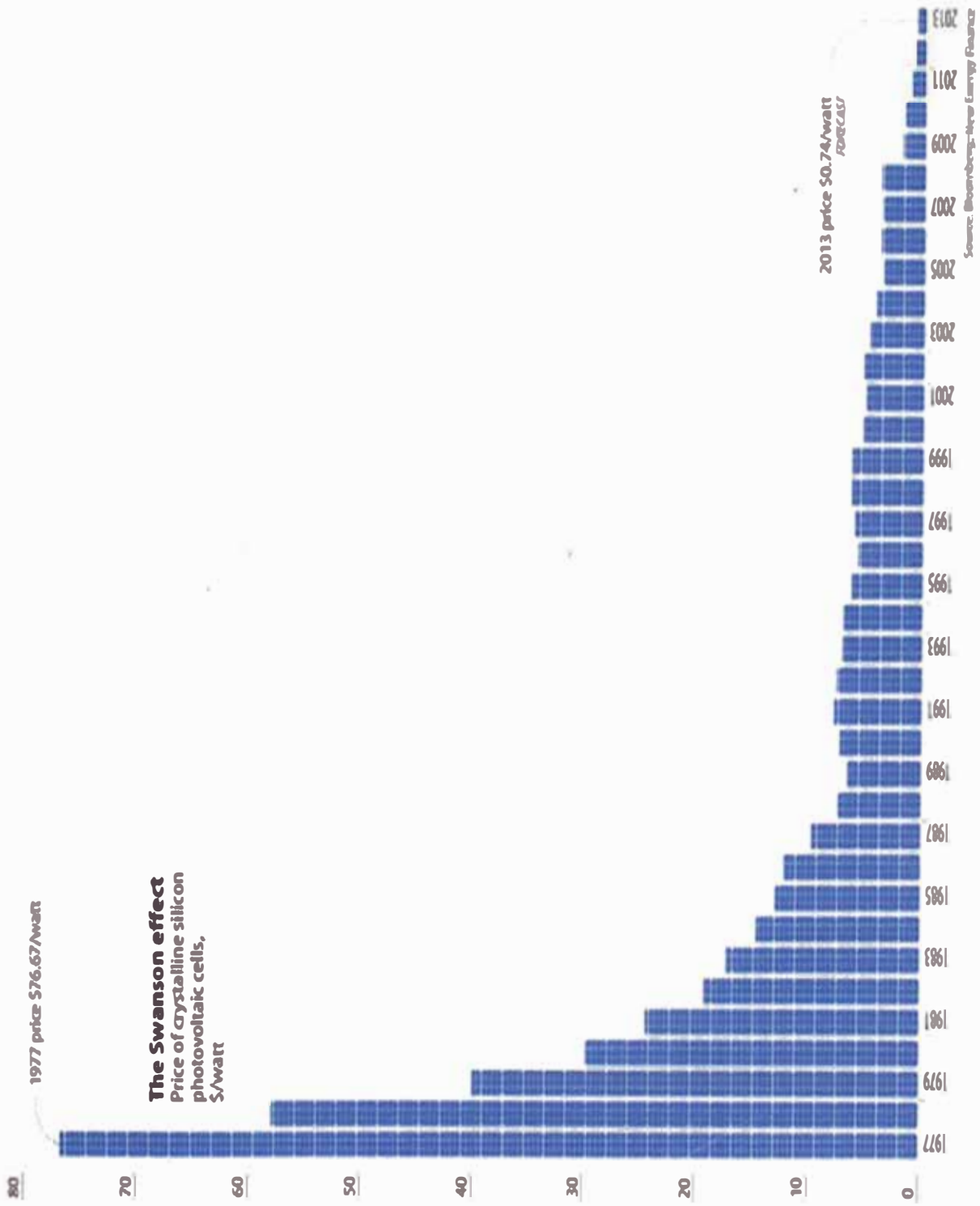


Figura 2.23 Precio de la Energía Solar 1977 - 2013

2.8.2 Costo de los Paneles Solares

En la figura 2.24, se muestra el costo de módulos solares, en los últimos años. Las empresas a nivel mundial han empezado a aprovecharse de las oportunidades económicas sin desmerecer los avances tecnológicos que se están produciendo cada día en el sector.

2.8.3 Capacidad de Generación de Energía Solar a Nivel Mundial

En la figura 2.25, según la entidad Renewable energy policy network for the 21st century (REN21), se detalla la capacidad global de energía solar en el período 2004 - 2013.

En la figura 2.26, según REN21, se mencionan los 10 países con mayor capacidad de energía solar en el año 2013.

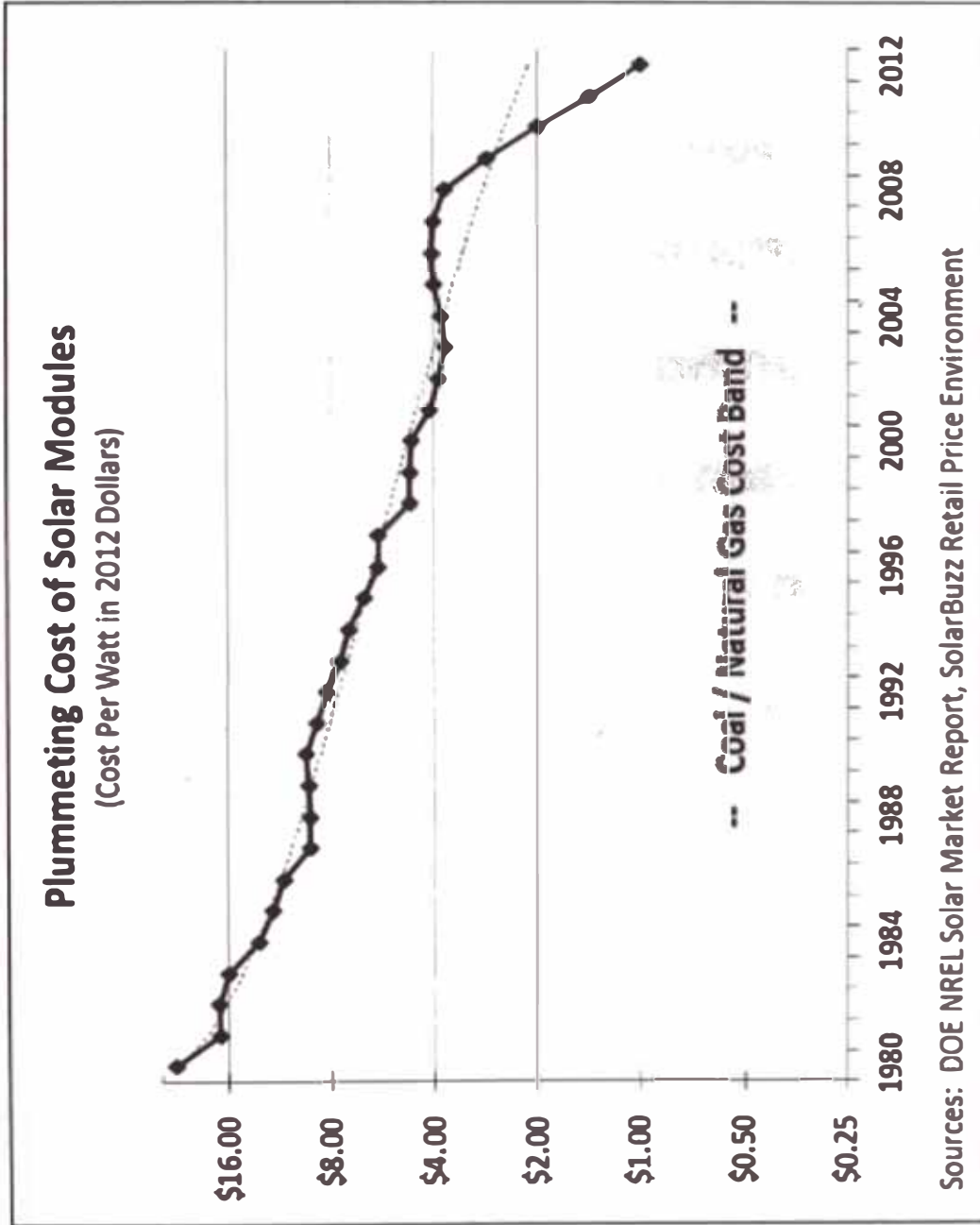


Figura 2.24 Costo de Módulos Solares 1980 - 2012

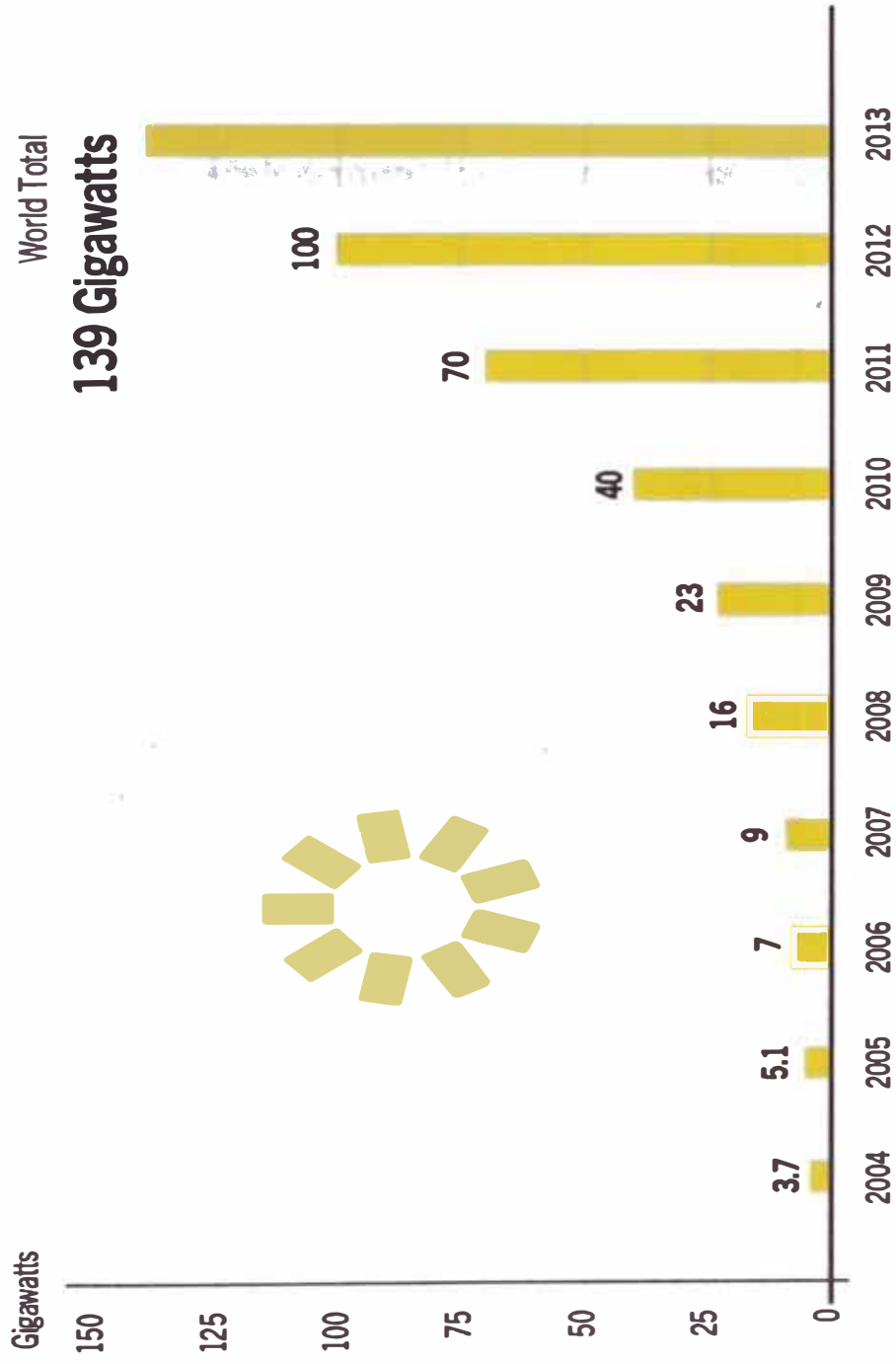


Figura 2.25 Capacidad de Generación de Energía Solar a Nivel Mundial 2004 - 2013

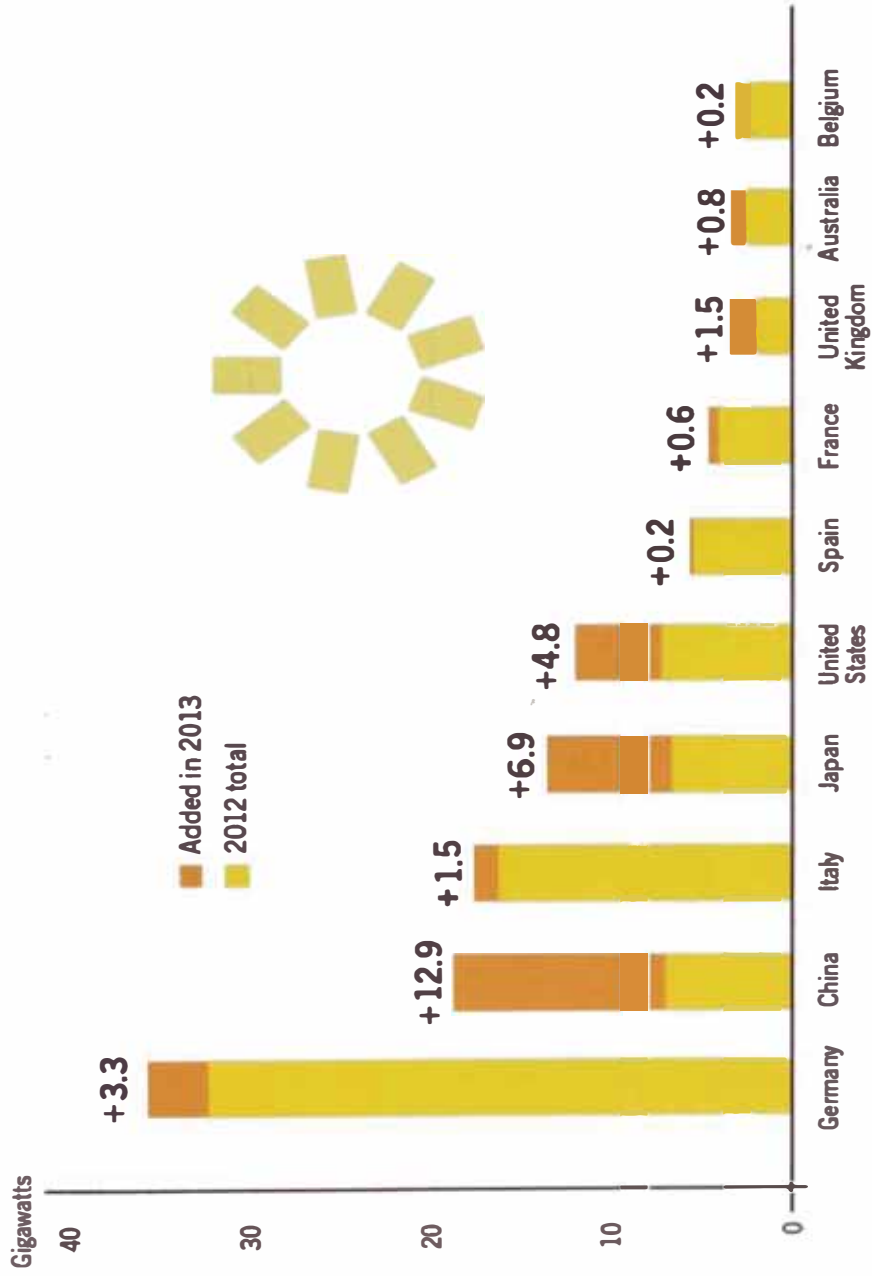


Figura 2.26 Países con mayor capacidad de energía solar en el año 2013

CAPÍTULO 3

EVALUACIONES PRELIMINARES

3.1 ENERGÍA DISPONIBLE

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) ha puesto en la web el Atlas de Energía Solar del Perú – 2003, de la Dirección General de Electrificación Rural (DGER). (<http://dger.minem.gob.pe/atlassolar/#>)



Figura 3.1 Atlas de Energía Solar del Perú – 2003 (MEM)

En la siguiente tabla, se muestran los datos del promedio diario de cada mes de la energía disponible para la ciudad de Piura en el año 2013, dicha información es del Atlas Solar (MEM) y están en las unidades de kWh/m² por día.

Tabla 3.1 Promedio Diario de cada mes de la Energía Disponible en la Ciudad de Piura (2013) – Atlas Solar (MEM)

Promedio Diario de cada Mes	Energía Disponible
	(kWh/m ² /día)
Enero	5.75
Febrero	6.75
Marzo	5.90
Abril	5.25
Mayo	5.50
Junio	4.75
Julio	5.25
Agosto	5.60
Septiembre	6.60
Octubre	6.00
Noviembre	7.00
Diciembre	6.10

Para el proyecto de tesis, los datos a utilizar han sido recopilados por la Universidad de Piura (UDEP).

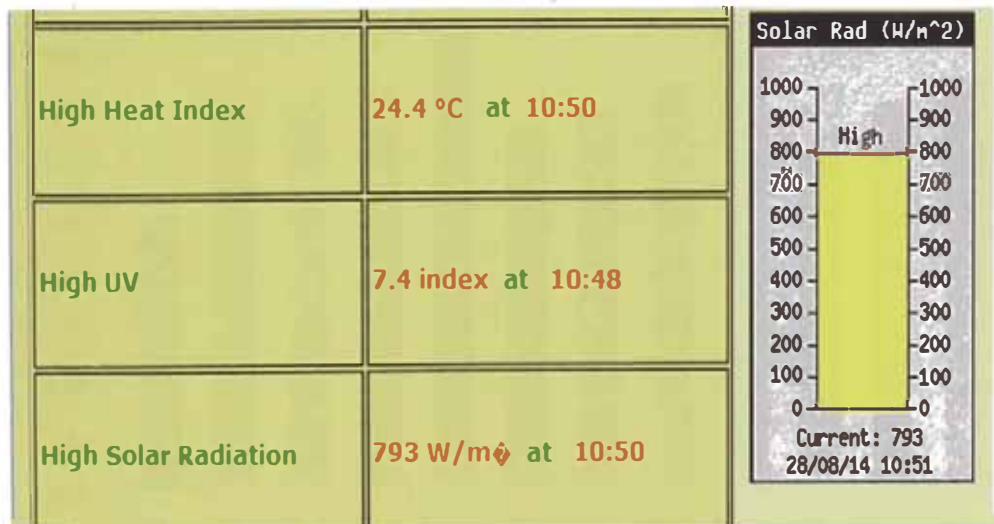


Figura 3.2 Muestra de la Información que recopila la UDEP

En la siguiente tabla, se muestran los datos de la energía disponible en la ciudad de Piura en el año 2013, están en las unidades de kWh/m² por día.

Tabla 3.2 Promedio Diario de cada mes de la Energía Disponible en la Ciudad de Piura (2013) – UDEP

Promedio Diario de cada Mes (2013)	Energía Disponible
	(kWh/m ² /día)
Enero	4.87
Febrero	6.81
Marzo	6.95
Abril	7.01
Mayo	8.06
Junio	6.45
Julio	6.72
Agosto	7.17
Septiembre	8.70
Octubre	5.92
Noviembre	6.83
Diciembre	7.21

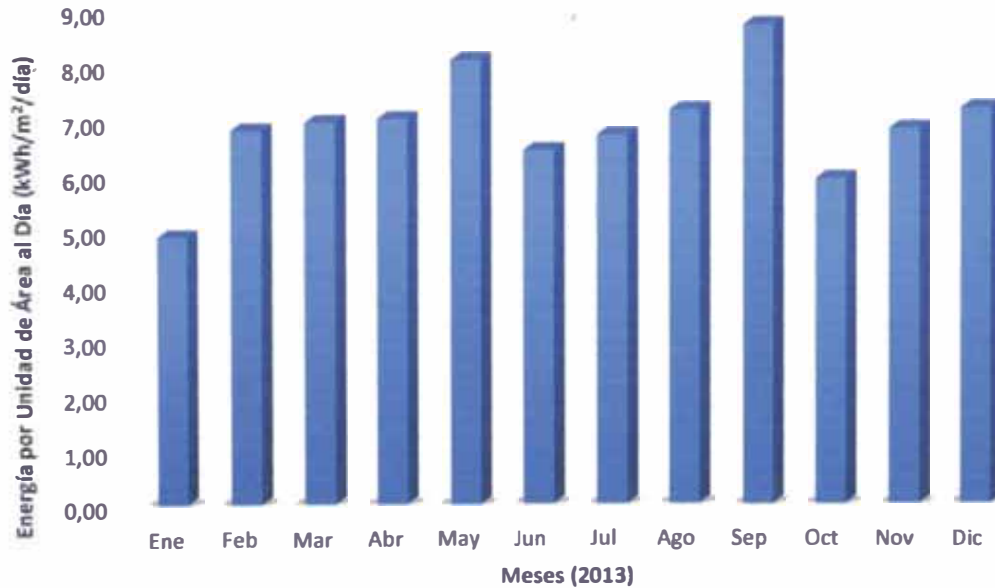


Figura 3.3 Promedio Diario de cada mes de la Radiación Solar en la Ciudad de Piura (2013)

3.2 UBICACIÓN DE LA CENTRAL SOLAR

El área de la central solar de 20 MW, se ha estimado considerando la radiación del emplazamiento, en 400 hectáreas o de 4,000,000 m² o de 4 km² (2,500m x 1,600m). Para la ubicación de la Central Solar FV se ha utilizado el software Google Earth, que se muestra a continuación:

- La siguiente figura, muestra el trazado de la distancia a la cual se ubica la Central Solar Fotovoltaica, desde las afueras de la ciudad de Piura (18 km).

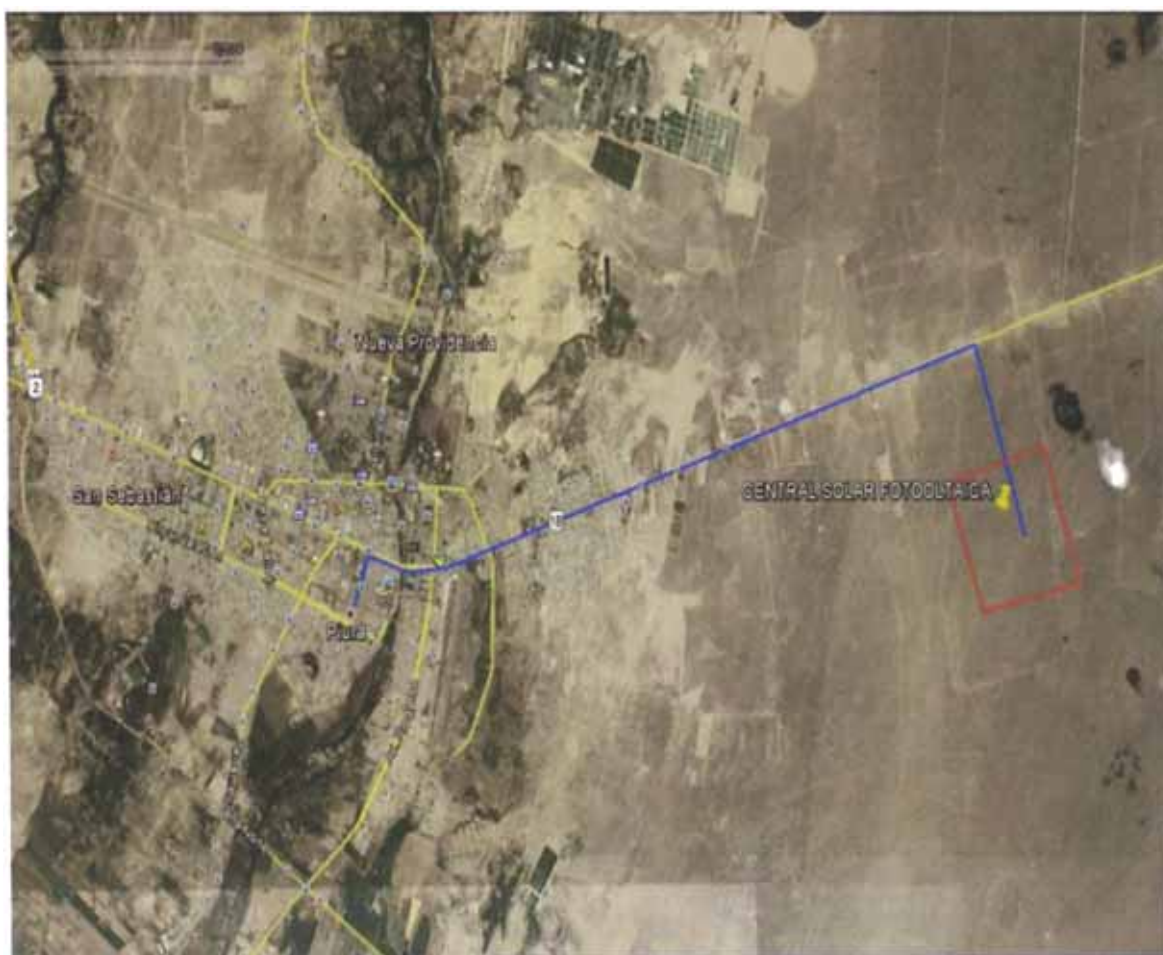


Figura 3.4 Distancia desde la Central Solar a la ciudad de Piura (software Google Earth)

- En la siguiente figura, se muestra la ubicación de la Central Solar FV por Google Earth.



Figura 3.5 Imágenes de la Ubicación de la central solar mediante el software Google Earth (ubicación del punto más cercano de la Panamerican Norte hacia la central solar FV)

- En la siguiente figura, se muestra el trazado de la distancia de la Subestación Eléctrica Piura Oeste a la Central Solar FV (25 km).

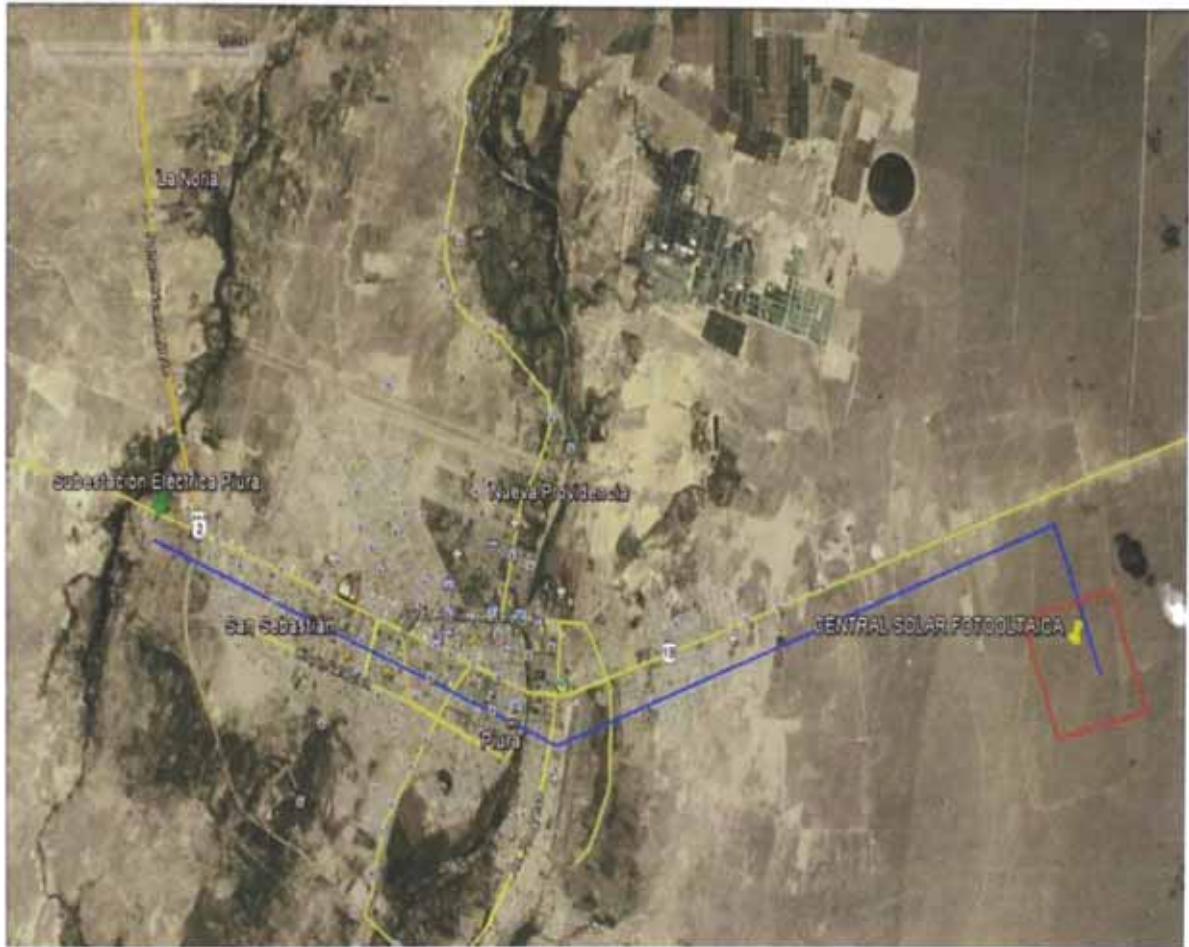


Figura 3.6 Distancia de la Subestación Eléctrica Piura a la central solar FV
(software Google Earth)

La ubicación de la Central Solar FV propuesta es en el departamento de Piura, con las siguientes referencias:

- Latitud $5^{\circ}11'14.51''S$
- Longitud $80^{\circ}30'55.27''O$

En la siguiente figura, se muestra los vértices del emplazamiento de la Central Solar Fotovoltaica.



Figura 3.7 Vértices del área de la central solar FV (software Google Earth)

En la siguiente tabla, se muestra las coordenadas (latitud – longitud) de los vértices del emplazamiento de la Central Solar Fotovoltaica.

Tabla 3.3 Latitud y Longitud de los vértices de la Central Solar FV

Vértices de la Central Solar	Latitud	Longitud
Punto 1	5°10'58.60"S	80°31'29.34"O
Punto 2	5°10'45.67"S	80°30'26.78"O
Punto 3	5°12'4.48"S	80°30'8.72"O
Punto 4	5°12'16.81"S	80°31'0.07"O

3.3 SELECCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.3.1 Criterios de Selección de los Módulos FV

Para seleccionar el tipo de módulo fotovoltaico se deben considerar los siguientes factores:

3.3.1.1 Potencia Pico del Módulo Fotovoltaico

Para la selección del valor de potencia pico del módulo fotovoltaico para la central solar propuesto en la tesis, se ha tomado como referencia los módulos FV instalados en las centrales solares en operación en el Perú (con valores de 270W, 350W y 410W). Además, en Chile, se han inaugurado las centrales solares Amanecer Solar CAP (100 MW, Julio 2014) y María Elena (73 MW, Mayo 2015), ambas instaladas por la empresa SunEdison y el valor promedio por potencia pico para cada módulo FV instalado es de 300 Wp.

3.3.1.2 Eficiencia del Módulo Fotovoltaico

Uno de los puntos a considerar para seleccionar un módulo fotovoltaico es su eficiencia, dicho factor varía de acuerdo al material de la celda fotovoltaica, en la siguiente tabla se muestran las eficiencias por tipo de material:

Tabla 3.4 Eficiencia de Celdas Fotovoltaicas

	Tecnología		Eficiencia del Módulo	Ventajas
Tecnologías Comerciales	Silicio Cristalino	Mono	14 - 21 %	Muy eficiente, tecnología madura, amplia experiencia (comercial)
		Poli	13 - 17 %	
	Lámina Delgada	a-Si	5 - 9 %	Proceso económico, material no tóxico y abundante
		CdTe	9 - 12 %	Eficiencia media, proceso maduro y bajo costo
		CIGS	10 - 13 %	Buenas eficiencias
Tecnologías Pre-Comerciales	HJT		20 - 25 %	Eficiencias muy elevadas
	Orgánica		2 - 5 %	Gran potencial de reducción de costos
	Electroquímica		3 - 6 %	

3.3.1.3 Superficie Requerida para 1 kWp

En la siguiente figura, se muestra la superficie requerida para 1 kWp para los distintos materiales de celdas fotovoltaicas, se observa que el tipo silicio monocristalino requiere de una menor área para 1 kWp (7 - 9 m²).

Tabla 3.5 Rango de la Superficie Requerida por tipo de material de celdas fotovoltaicas

Material de la Celda	Superficie Requerida para 1kWp	
Monocristalino	7 - 9 m ²	
Policristalino	8 - 11 m ²	
Diselenio de Indio-Cobre (CIS)	11 - 13 m ²	
Teluro de Cadmio (CdTe)	14 - 18 m ²	
Silicio Amorfo	16 - 20 m ²	

3.3.1.4 Costo del Módulo Fotovoltaico

Actualmente, el mercado de módulos fotovoltaicos abarca los de tipo silicio cristalino, en la siguiente tabla se indica el promedio del costo por 1 Watt pico:

Tabla 3.6 Lista de Módulos Fotovoltaicos indicando su eficiencia y costo por Watt

	Panel Solar FV	Tipo	Voltaje (V)	Potencia (Wp)	Precio (US\$)	US\$ / Watt	Eficiencia
1	Canadian Solar CS6X-300P 300 Watt Poly	Policristalino	24	300	296.48	0.99	15.63%
2	Canadian Solar CS6X-305P 305 Watt Poly	Policristalino	24	305	295.00	0.97	15.90%
3	Kyocera KD320GX-LFB 320W 27V	Policristalino	27	320	439.00	1.37	16.00%
4	SolarWorld 315 Watt , Sunmodule SW315 Mono	Monocristalino	24	315	313.81	1.00	16.03%
5	Panel Solar 300W 24V Policristalino ATERSA OPTIMUM	Policristalino	24	300	354.75	1.18	15.41%
6	Panel Solar 300W 24V Policristalino ATERSA	Policristalino	24	300	399.38	1.33	15.42%
7	Panel Solar 305W 24V Monocristalino ATERSA	Monocristalino	24	305	427.64	1.40	15.68%
8	Panel Solar 310W 24V Monocristalino ATERSA	Monocristalino	24	310	441.18	1.42	15.94%
9	Panel Solar 315W 24V Monocristalino ATERSA	Monocristalino	24	315	454.98	1.44	16.19%
10	Orange Solar Modules Monocrystalline XMB60/300	Monocristalino	24	300	257.58	0.86	18.42%
11	Orange Solar Modules Monocrystalline XMB60/300	Monocristalino	24	300	160.00	0.53	18.42%
12	Risen Energy Co., Ltd. Polycrystalline SYP300S	Policristalino	24	300	220.54	0.74	15.46%
13	Risen Energy Co., Ltd. Polycrystalline SYP305S	Policristalino	24	305	224.22	0.74	15.72%
14	Risen Energy Co., Ltd. Polycrystalline SYP310S	Policristalino	24	310	227.89	0.74	15.98%
15	Risen Energy Co., Ltd. Polycrystalline SYP315S	Policristalino	24	315	231.57	0.74	16.24%
16	Risen Energy Co., Ltd. Polycrystalline SYP320S	Policristalino	24	320	235.24	0.74	16.49%
17	Sharp 300W Module-Silver Frame - Mono	Monocristalino	24	300	216.00	0.72	15.30%
18	Sonali 300W - Poly	Policristalino	24	300	246.00	0.82	n.e.
19	Suntech 300W STP300-25/ve - Poly	Policristalino	24	300	243.00	0.81	15.50%
20	AmeriSolar 300W AS-6P 300 - Poly	Policristalino	24	300	222.00	0.74	15.46%
21	CSUN 300W CSUN300-72P	Policristalino	24	300	234.00	0.78	15.49%
22	LG MonoX NeoN 300W LG300N1C-B3	Monocristalino	24	300	580.00	1.93	18.30%
23	Suniva 300W OPT 300-72-4- 100	Monocristalino	24	300	600.00	2.00	15.50%
24	Trina 300W TSM-300- PD14.002	Policristalino	24	300	222.00	0.74	15.50%
25	Helios 300W NA300W-P72- 156/J	Policristalino	24	300	246.00	0.82	15.45%

	Panel Solar FV	Tipo	Voltaje (V)	Potencia (Wp)	Precio (US\$)	US\$ / Watt	Eficiencia
26	SUNPOWER 435W Modules Grade-B - SPR-435NE-WHT-D	Monocristalino	48	435	300.15	0.69	20.10%
27	Suniva 315W OPT 315-72-4-100	Monocristalino	24	315	201.60	0.64	16.27%
28	Sonali 310W SS 310	Policristalino	24	310	229.40	0.74	n.e.
29	Astronergy 310W CHSM6612P-310	Policristalino	24	310	330.00	1.06	15.90%
30	Helios 310W - NA310W-P72-156/J	Policristalino	24	310	254.20	0.82	15.99%
31	Suniva 310W OPT 310-72-4-100	Monocristalino	24	310	620.00	2.00	16.02%
32	Canadian 310W CS6X-310-P	Policristalino	24	310	291.40	0.94	16.16%
33	Astronergy 305W CHSM6612P-305	Policristalino	24	305	285.00	0.93	15.70%
34	LG MonoX NeoN 305W LG305N1C-B3	Monocristalino	24	305	600.00	1.97	18.60%
35	Suniva 305W OPT 305-72-4-100	Monocristalino	24	305	610.00	2.00	15.76%
36	Canadian 305W CS6X-305-P	Policristalino	24	305	286.70	0.94	15.90%
37	Kyocera 325 Watt Solar Panel Fixed Frame KD325GX-LFB	Policristalino	24	325	425.00	1.31	n.e.
38	Kyocera 330 Watt Solar Panel Fixed Frame KD330GX-LFB	Policristalino	24	330	432.00	1.31	n.e.
39	Resun Solar Energy Co., Ltd. RS6S-P	Policristalino	24	310	161.32	0.52	16.16%
40	PT Sky Energy Indonesia STM 315W	Monocristalino	24	315	246.07	0.78	16.28%

3.3.1.5 Rango de Temperatura de Funcionamiento

La temperatura que se presenta en el emplazamiento donde se instalarán los módulos fotovoltaicos influye en el funcionamiento del mencionado equipo. En la actualidad, el rango promedio para el tipo silicio cristalino (de tipo comercial) es de - 40 °C a 85 °C.

3.3.2 Evaluación de los Módulos FV

De la tabla 3.6, en base a los criterios de potencia pico, eficiencia, superficie requerida para 1 kWp, costo y rango de temperatura de funcionamiento del módulo FV, se han optado por 6 módulos FV y son los siguientes:

Tabla 3.7 Módulos Fotovoltaicos Seleccionados (Opción 1 - 2 - 3)

Módulo Fotovoltaico Seleccionado			
Descripción	Primera Opción	Segunda Opción	Tercera Opción
Marca	Orange Solar Power	SUNPOWER	SUNIVA
Modelo	XMB60/300	SPR-435NE-WHT-D	OPT-315-72-4-100
Potencia (en Wp)	300.00	435.00	315.00
Vida útil (en años)	25	25	25
Costo (US\$ / W)	0.53	0.69	0.64
Características Eléctricas (Condiciones Estándar: Irradiancia 1,000 W/m², AM 1.5 y Temperatura de celda 25 °C)			
Máxima Potencia (STC, P _{max}) - (en Wp)	300.00	435.00	315.00
Voltaje a máxima potencia (V _{mp} , V _{mpp}) - (en V)	33.96	72.90	36.50
Corriente a máxima potencia (I _{mp} , I _{mpp}) - (en A)	8.76	5.97	8.62
Voltaje de Circuito abierto (V _{oc}) - (en V)	39.90	85.60	45.90
Corriente de Cortocircuito (I _{sc}) - (en A)	9.51	6.43	9.10
Eficiencia del módulo	18.42%	20.10%	16.27%
Rango de Temperatura (en °C)	-40.00	-40.00	-40.00
	85.00	85.00	85.00
Tolerancia de Potencia	-2.00%	-5.00%	n.e.
	2.00%	5.00%	n.e.
Coefficiente de temperatura de I _{sc} (α) - (%/°C)	-0.045	0.035	0.047
Coefficiente de temperatura de V _{oc} (β) - (%/°C)	-0.305	-0.236	-0.335
Coefficiente de temperatura de P _{max} (γ) - (%/°C)	-0.390	-0.380	-0.450
NOCT Avg (+/-2°C)	n.e.	45.00	46.00
Características Mecánicas			
Dimensiones (en mm)	1,645.00	2,067.00	1,971.00
	990.00	1,046.00	982.00
	35.00	54.00	46.00
Área del módulo (en m ²)	1.63	2.16	1.94
W / m ²	184.21	201.19	162.75
Tipo de Celda	Monocrystalino	Monocrystalino	Monocrystalino (High-e ARTisun)
Dimensión de la celda (en mm x mm)	156 x 156	n.e.	156 x 156
Número de celdas (en und.)	60.00	128.00	72.00
	6 x 10	n.e.	6 x 12
Peso (en kg.)	19.50	25.40	23.00

Tabla 3.8 Módulos Fotovoltaicos Seleccionados (Opción 4 - 5 - 6)

Módulo Fotovoltaico Seleccionado			
Descripción	Cuarta Opción	Quinta Opción	Sexta opción
Marca	Resun Solar Energy Co., LTD	SolarWorld	Atersa (grupo elecnor)
Modelo	RS6S-310P	Sunmodule SW 315 Mono	OPTIMUM A-300P
Potencia (en Wp)	310.00	315.00	300.00
Vida útil (en años)	25	25	25
Costo (US\$ / W)	0.52	1.00	1.18
Características Eléctricas (Condiciones Estándar: Irradiancia 1,000 W/m², AM 1.5 y Temperatura de celda 25 °C)			
Máxima Potencia (STC, Pmax) - (en Wp)	310.00	315.00	300.00
Voltaje a máxima potencia (Vmp, Vmpp) - (en V)	36.40	36.80	36.53
Corriente a máxima potencia (Imp, Impp) - (en A)	8.52	8.63	8.57
Voltaje de Circuito abierto (Voc) - (en V)	44.90	45.90	45.18
Corriente de Cortocircuito (Isc) - (en A)	9.08	9.16	9.01
Eficiencia del módulo	16.16%	16.03%	15.92%
Rango de Temperatura (en °C)	-40.00	-40.00	-40.00
	85.00	85.00	85.00
Tolerancia de Potencia	0.00%	0.00%	0.00%
	5.00%	5.00%	5.00%
Coefficiente de temperatura de Isc (α) - (%/°C)	0.045	0.042	0.060
Coefficiente de temperatura de Voc (β) - (%/°C)	-0.340	-0.304	-0.340
Coefficiente de temperatura de Pmax (γ) - (%/°C)	-0.470	-0.430	-0.440
NOCT Avg (+/-2°C)	45.00	46.00	46.00
Características Mecánicas			
Dimensiones (en mm)	1,954.00	1,985.00	1,955.00
	992.00	990.00	995.00
	40.00	46.00	50.00
Área del módulo (en m ²)	1.94	1.97	1.95
W / m ²	159.93	160.29	154.22
Tipo de Celda	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
Dimensión de la celda (en mm x mm)	157 x 156	158 x 156	159 x 156
Número de celdas (en und.)	72.00	72.00	72.00
	7 x 12	n.e.	6 x 12
Peso (en kg.)	22.00	22.50	23.50

3.4 SELECCIÓN DE INVERSORES SOLARES

3.4.1 Criterios de Selección de los Inversores Solares

Para seleccionar el inversor solar se deben considerar los siguientes factores:

3.4.1.1 Potencia del Inversor Solar

Para la selección del valor de potencia del inversor para la central solar propuesta en la tesis, se ha tomado como referencia los inversores instalados en las centrales solares en operación en el Perú (con valores de 625 kVA y 500 kVA). Además, para grandes instalaciones con sistemas fotovoltaicos mayores a 100 kWp, se recomienda utilizar los llamados Inversores Centrales, en los cuales la conversión DC/AC está en una forma centralizada en un solo inversor. Los llamados Inversores "String" (forma descentralizada), están basados en un concepto modular en el que varias ramas de un generador FV se conectan a inversores en el rango de potencias de 1 a 25 kVA (sistemas integrados en edificios).

3.4.1.2 Costo del Inversor

En la siguiente tabla, se indica el promedio del costo por 1 Watt de los inversores solares:

Tabla 3.9 Lista de Inversores Solares indicando su eficiencia y costo por Watt

	Inversor Solar	Potencia (kW)	Precio (US\$)	US\$ / Watt	Eficiencia
1	SMA SUNNY CENTRAL SC 500CP-XT	500.00	140,911.10	0.28	98.60%
2	SMA SUNNY CENTRAL SC 630CP-XT	630.00	156,714.97	0.25	98.70%
3	SMA SUNNY CENTRAL SC 720CP-XT	720.00	172,189.01	0.24	98.60%
4	SMA SUNNY CENTRAL SC 760CP-XT	760.00	178,444.01	0.23	98.60%
5	SMA SUNNY CENTRAL SC 800CP-XT	800.00	180,420.04	0.23	98.60%
6	SMA SUNNY CENTRAL SC 850CP-XT	850.00	184,312.00	0.22	98.60%
7	SMA SUNNY CENTRAL SC 900CP-XT	900.00	188,321.24	0.21	98.60%
8	SMA SUNNY CENTRAL SC 500CP-XT	500.00	107,841.18	0.22	98.60%
9	SMA SUNNY CENTRAL SC 630CP-XT	630.00	132,300.00	0.21	98.70%
10	SMA SUNNY CENTRAL SC 720CP-XT	720.00	145,366.94	0.20	98.60%
11	SMA SUNNY CENTRAL SC 760CP-XT	760.00	148,976.47	0.20	98.60%
12	SMA SUNNY CENTRAL SC 800CP-XT	800.00	152,311.76	0.19	98.60%
13	SMA SUNNY CENTRAL SC 850CP-XT	850.00	155,647.06	0.18	98.60%
14	SMA SUNNY CENTRAL SC 900CP-XT	900.00	120,000.00	0.13	98.60%
15	SMA SUNNY CENTRAL 500CP-US	500.00	123,776.47	0.25	98.50%
16	SMA SUNNY CENTRAL 500HE-US	500.00	118,294.66	0.24	98.60%
17	SMA SUNNY CENTRAL 630CP-US	630.00	136,747.06	0.22	98.50%
18	SMA SUNNY CENTRAL 720CP-US	720.00	150,088.24	0.21	98.60%
19	SMA SUNNY CENTRAL 750CP-US	750.00	154,164.71	0.21	98.60%
20	SMA SUNNY CENTRAL 800CP-US	800.00	160,835.29	0.20	98.70%
21	AE_500NX-480	500.00	136,290.00	0.27	98.60%
22	AE_500NX-HE	500.00	140,959.00	0.28	98.70%
23	SGI225-480V	225.00	64,443.00	0.29	98.00%
24	SGI250-480V	250.00	70,546.00	0.28	98.00%
25	SGI266-480V	266.00	71,224.00	0.27	98.00%
26	SGI300-480V	300.00	71,902.00	0.24	97.90%
27	SGI500-480V	500.00	94,970.00	0.19	97.90%
28	INVERSOR A RED INGECON SUN POWER MAX 500 TL	500.00	216,136.25	0.43	98.50%
29	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 1600TL	1.60	1,206.42	0.75	96.00%
30	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 2100TL	2.10	1,415.21	0.67	96.00%
31	Inversor Conexión Red 2000W DANFOSS DLX2.0	2.00	1,317.26	0.66	96.90%
32	Inversor Conexión Red 2900W DANFOSS DLX2.9	2.90	1,482.61	0.51	97.00%
33	Inversor Conexión Red 3800W DANFOSS DLX3.8	3.80	1,650.30	0.43	97.20%
34	Inversor Conexión Red 4600W DANFOSS DLX4.6	4.60	1,840.18	0.40	97.30%
35	Inversor de red 3,7kW NT3700 SUNWAYS	3.70	1,469.33	0.40	97.80%
36	Inversor de red 5,0kW NT5000 SUNWAYS	5.00	1,659.76	0.33	97.80%
37	Inversor de red 11kW NT11000 SUNWAYS	11.00	3,209.77	0.29	97.60%
38	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 2000HF con transform	2.00	1,644.41	0.82	96.30%
39	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 2500HF con transform	2.50	1,761.27	0.70	96.30%
40	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 3000HF con transform	3.00	1,879.23	0.63	96.30%
41	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 2500TL Single Track	2.50	1,795.66	0.72	97.00%
42	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 3000TL Single Track	3.00	1,888.82	0.63	97.00%
43	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 1300TL	1.30	2,055.00	1.58	96.00%
44	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 3000TL	3.00	1,993.08	0.66	97.00%
45	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 3600TL	3.60	2,022.94	0.56	97.00%
46	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 4000TL	4.00	2,083.63	0.52	97.00%
47	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 5000TL	5.00	2,427.23	0.49	97.00%

	Inversor Solar	Potencia (kW)	Precio (US\$)	US\$ / Watt	Eficiencia
48	Inversor C/Red SMA Sunny Boy 6000TL	6.00	2,427.23	0.40	97.00%
49	Inversor Conexión Red 2500W SCHNEIDER GT2.8	2.50	1,682.63	0.67	95.00%
50	Inversor Conexión Red 3300W SCHNEIDER XANTREX GT3.8SP	3.30	1,906.22	0.58	95.00%
51	Inversor Conexión Red 5000W SCHNEIDER XANTREX GT5.0-SP	5.00	2,231.32	0.45	96.00%
52	Inversor Conexión Red Trifásico 15kW SCHNEIDER Conext TL1500	15.00	5,832.23	0.39	98.05%
53	Inversor Conexión Red Trifásico 20kW SCHNEIDER Conext TL2000	20.00	6,919.46	0.35	98.05%
54	Inversor Conexion a Red 3000W Kostal Piko	3.00	1,760.04	0.59	95.70%
55	Inversor Conexion a Red 3600W Kostal Piko	3.60	1,975.27	0.55	95.80%
56	Inversor Conexion a Red 4200W Kostal Piko	4.20	2,249.81	0.54	96.50%
57	Inversor Conexion a Red 5500W Kostal Piko	5.50	2,637.25	0.48	96.20%
58	Inversor Conexion a Red 7000W Kostal Piko	7.00	3,362.67	0.48	97.00%
59	Inversor Conexion a Red 8300W Kostal Piko	8.30	3,578.03	0.43	97.00%
60	Inversor Conexion a Red 10000W Kostal Piko	10.00	3,945.05	0.39	97.00%
61	Inversor Conexión Red 6000W DANFOSS TLX	6.00	2,644.24	0.44	97.80%
62	Inversor Conexión Red 8000W DANFOSS TLX	8.00	2,946.19	0.37	97.90%
63	Inversor Conexión Red 10kW DANFOSS TLX	10.00	3,543.23	0.35	98.00%
64	Inversor Conexión Red 12,5kW DANFOSS TLX	12.50	4,599.91	0.37	98.00%
65	Inversor Conexión Red 15kW DANFOSS TLX	15.00	4,911.04	0.33	98.00%

3.4.1.3 Monitoreo de Instalación

Un inversor central, sólo trabaja de forma efectiva con un sistema de generación fotovoltaico homogéneo. Además, la monitorización de la instalación con un inversor central es fácil de ajustar, y ya queda cubierta por el software estándar. Otras ventajas son los tiempos de suministro más cortos y una alta disponibilidad de instalaciones.

3.4.1.4 Mantenimiento

Los trabajos de mantenimiento en instalaciones descentralizadas son, en comparación con los sistemas montados en forma centralizada, mucho más sencillos y económicos, ya que pueden sustituirse los inversores completos. Además, los inversores “string” utilizan un menor cableado, por lo que presenta menores pérdidas en corriente continua (DC). El inversor central se destaca por su sencillez y mayor rendimiento.

3.4.2 Evaluación de los Inversores Solares

De la tabla 3.9, en base a los criterios de potencia, costo, monitoreo de instalación y mantenimiento del inversor, se han optado por 6 inversores centrales (forma centralizada) y son los siguientes:

Tabla 3.10 Inversores Solares Seleccionados (Opción 1 - 2 - 3)

Inversor Solar Seleccionado			
Descripción	Primera Opción	Segunda Opción	Tercera Opción
Marca	SMA SUNNY CENTRAL	SMA SUNNY CENTRAL	SMA SUNNY CENTRAL
Modelo	900CP-TX	500CP-TX	850CP-TX
Potencia (en kW)	900.00	500.00	850.00
Vida útil estándar (en años)	5	5	5
Vida útil opcional (en años)	20	20	20
Costo (US\$ / W)	0.13	0.22	0.18
Datos Técnicos: Entrada DC			
Potencia de DC máx. (con $\cos \phi = 1$) - (en kW)	1010.00	560.00	954.00
Tensión de entrada mín. (en V)	n.e.	400.00	n.e.
Tensión de entrada máx. (en V)	1,000.00	1,000.00	1,000.00
$V_{MPP, min}$ con $I_{MPP} < I_{DCmax}$ (en V)	596.00	430.00	568.00
Rango de tensión MPP (25°C a 60 Hz) (Siendo 1,05 UCA, nominal y $\cos \phi = 1$) - (en V)	722.00 850.00	449.00 850.00	681.00 850.00
Rango de tensión MPP (50°C a 60 Hz) (Siendo 1,05 UCA, nominal y $\cos \phi = 1$) - (en V)	656.00 850.00	436.00 850.00	625.00 850.00
Corriente de entrada máxima (en A)	1,400.00	1,250.00	1,400.00
Corriente de cortocircuito máxima (DC) - (en A)	2,500.00	2,500.00	2,500.00
Número de entradas (DC)	8	9 / 32 (Optiprotect)	9
Datos Técnicos: Salida AC			
Potencia asignada AC (a 25°C) - (en kVA)	990.00	550.00	935.00
Potencia nominal AC (a 50°C) - (en kVA)	900.00	500.00	850.00
Voltaje nominal AC (en V)	405.00	270.00	386.00
Rango del Voltaje nominal AC (en V)	365.00 465.00	243.00 310.00	348.00 443.00
Frecuencia de red de AC (en Hz)	60.00	60.00	60.00
Corriente de salida máxima (en A)	1,411.00	1,176.00	1,411.00
Corriente de salida máxima (up to + 5 % I_{max} possible at $V_{AC} < V_{AC Nom}$) - (en A)	n.e.	1,238.00	n.e.
Factor de potencia (a potencia asignada)	1.00	1.00	1.00
Factor de desfase ajustable (inductivo y capacitivo)	0.90	0.90	0.90
Número de fases de conexión	3	3	3
Datos Generales			
Máxima eficiencia	98.60%	98.60%	98.60%
Dimensiones (ancho / alto / fondo) - (en mm)	2,562.00	2,562.00	2,562.00
	2,272.00	2,272.00	2,272.00
Área (m ²)	956.00	956.00	956.00
Peso (en kg)	2.45	2.45	2.45
Peso (en kg)	1,900.00	1,900.00	1,900.00
Rango de temperatura de servicio (en °C)	-25.00	-25.00	-25.00
	62.00	62.00	62.00

Tabla 3.11 Inversores Solares Seleccionados (Opción 4 - 5)

Inversor Solar Seleccionado		
Descripción	Cuarta Opción	Quinta opción
Marca	SOLECTRIA RENEWABLES	SMA SUNNY CENTRAL
Modelo	SGI500-480V	800CP-TX
Potencia (en kW)	500.00	800.00
Vida útil estándar (en años)	5	5
Vida útil opcional (en años)	20	20
Costo (US\$ / W)	0.27	0.28
Datos Técnicos: Entrada DC		
Potencia de DC máx. (con $\cos \phi = 1$) - (en kW)	600.00	898.00
Tensión de entrada mín. (en V)	300.00	n.e.
Tensión de entrada máx. (en V)	500.00	1,000.00
$V_{MPP \min}$ con $I_{MPP} < I_{DC \max}$ (en V)	390.00	530.00
Rango de tensión MPP (25°C a 60 Hz) (Siendo 1,05 UCA, nominal y $\cos \phi = 1$) - (en V)	n.e.	641.00
	n.e.	850.00
Rango de tensión MPP (50°C a 60 Hz) (Siendo 1,05 UCA, nominal y $\cos \phi = 1$) - (en V)	n.e.	583.00
	n.e.	850.00
Corriente de entrada máxima (en A)	1,721.00	1,400.00
Corriente de cortocircuito máxima (DC) - (en A)	n.e.	2,500.00
Número de entradas (DC)	n.e.	9
Datos Técnicos: Salida AC		
Potencia asignada AC (a 25°C) - (en Kva)	500.00	880.00
Potencia nominal AC (a 50°C) - (en Kva)	n.e.	800.00
Voltaje nominal AC (en V)	480.00	360.00
Rango del Voltaje nominal AC (en V)	422.40	324.00
	528.00	414.00
Frecuencia de red de AC (en Hz)	60.00	60.00
Corriente de salida máxima (en A)	602.00	1,411.00
Corriente de salida máxima (up to + 5 % I_{max} possible at $V_{AC} < V_{AC \text{ Nom}}$) - (en A)	n.e.	n.e.
Factor de potencia (a potencia asignada)	1.00	1.00
Factor de desfase ajustable (inductivo y capacitivo)	0.99	0.90
Número de fases de conexión	4	3
Datos Generales		
Máxima eficiencia	98.30%	98.60%
Dimensiones (ancho / alto / fondo) - (en mm)	2,769.00	2,562.00
	2,007.00	2,272.00
	1,041.00	956.00
Área (m ²)	2.88	2.45
Peso (en kg)	3,230.00	1,900.00
Rango de temperatura de servicio (en °C)	-40.00	-25.00
	50.00	62.00

3.5 SELECCIÓN DE ESTRUCTURA Y SOPORTE PARA MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

3.5.1 Criterios de Selección de los Soportes

Para seleccionar el soporte para los módulos fotovoltaicos se deben considerar los siguientes factores:

3.5.1.1 Tipo de Soporte

En la selección del tipo de soporte para los módulos fotovoltaicos en la central solar propuesta en la tesis, se ha tomado como referencia los soportes instalados en las centrales solares en operación en el Perú (sistema fijo y de seguimiento solar). En las siguientes 2 figuras, se observa que el seguidor solar elegido para las centrales de Tacna Solar y Panamericana Solar, es del tipo seguimiento solar de 1 solo eje, con eje en posición horizontal y de 2 filas.



Figura 3.8 Vista del Seguidor Solar en la Central Tacna Solar



Figura 3.9 Vista del Seguidor Solar en la Central Panamericana Solar

3.5.1.2 Eficiencia del Tipo de Soporte

En la selección del tipo de soporte para los módulos fotovoltaicos en la central solar propuesta en la tesis, el soporte con sistema de seguidor solar ofrece una eficiencia del rango 20 - 40 % más que el soporte de sistema fijo.

3.5.1.3 Mantenimiento del Soporte

Para los soportes de sistema seguidor solar, se presentan dos tipos: de un eje (vertical, horizontal o polar) y de 2 ejes. Debido a la complejidad del seguidor solar de 2 ejes, su mantenimiento es mayor frente al seguidor solar con 1 solo eje.

3.5.1.4 Costo del Soporte

El costo de los soportes con sistema seguidor solar de 1 eje es aproximadamente el doble del precio de los soportes con sistema fijo y el costo del soporte con seguidor solar de 2 ejes es el cuádruple en comparación al precio del soporte con sistema fijo.

3.5.2 Evaluación de Soporte para Módulos Fotovoltaicos

Referente a los criterios de tipo, eficiencia, mantenimiento y costo del soporte, se ha optado por elegir al soporte con sistema de seguimiento solar de 1 eje, con eje en posición horizontal y de 1 fila para la central solar propuesta en la tesis.

3.6 SELECCIÓN DE CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (C.T.)

3.6.1 Criterios de Selección de C.T.

Para seleccionar cada Centro de Transformación para la central solar propuesta en la tesis, se deben considerar los siguientes factores:

3.6.1.1 Características de la Salida del Inversor Solar

Cuando se haya seleccionado el tipo de inversor a instalar en la central solar propuesta en la tesis, para configurar cada centro de transformación se debe considerar la Potencia Aparente de Salida del Inversor y el Voltaje AC de Salida del Inversor.

3.6.1.2 Configuración del Transformador de Distribución

Para el diseño de cada transformador de distribución que se instalará en el C.T., se ha tomado como referencia los transformadores de distribución instalados en las centrales solares en operación en el Perú, que es del tipo transformador de distribución de 3 devanados. En la siguiente figura se muestra la configuración de un transformador de distribución de 3 devanados para la central Tacna Solar.

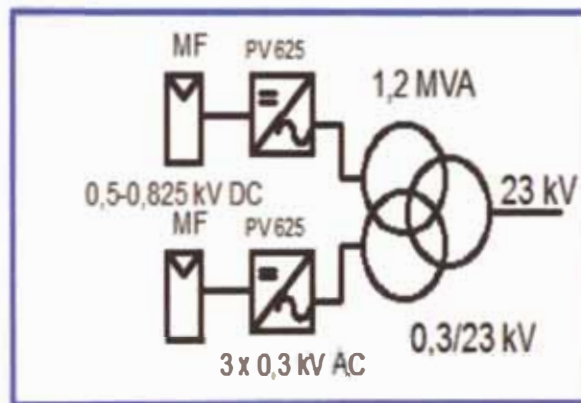


Figura 3.10 Esquema de un Centro de Transformación para la Central Tacna Solar

3.6.2 Evaluación de los C.T.

De los criterios de las características de la salida del inversor solar y de la configuración del transformador de distribución, se ha optado por elegir el diseño del Centro de Transformación que ha sido instalado en la Central Tacna Solar.

3.7 SELECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA (S.E.)

3.7.1 Criterios de Selección de S.E.

Para seleccionar la subestación eléctrica adecuada para la central solar, se deben considerar los siguientes factores:

3.7.1.1 Ubicación de la Línea de Transmisión

Para el método de ubicación de la línea de transmisión más cercana a una central solar, se tomará como ejemplo la central Tacna Solar, en la siguiente figura, se muestra la ubicación de Tacna Solar y de su línea de transmisión más cercana. La distancia de la línea de transmisión de 66 kV es de 5.4 km, conecta a la central Tacna Solar (S.E. Parque Solar) con la subestación eléctrica más cercana, en este caso es la S.E. Los Héroes del SEIN.







Descripción	Existentes
Línea de transmisión en 33-50-60-66 kV	
Línea de transmisión en 220 kV	
Subestación	
Central Solar	

Figura 3.11 Ubicación de la central Tacna Solar y S.E. Los Héroes del SEIN

Para el caso de la central solar propuesta en la tesis, se debe ubicar la línea de transmisión más cercana al emplazamiento, en donde se instalará dicha central, para evitar mayores pérdidas de energía (efecto Joule) en el cableado de la línea de transmisión.

En la siguiente figura, se muestran las líneas de transmisión existentes en el sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN), en el interior del departamento de Piura, se observa que la línea de transmisión

más cercana al emplazamiento en donde se instalará la central solar es la L.T. de 60 kV (L.T. 60kV: LT-6657, PIURA-CHULUCANAS).



Descripción	Existentes
Línea de transmisión en 33-50-60-66 kV	
Línea de transmisión en 220 kV	
Subestación	
Central Hidráulica	
Central Térmica	
Central Solar	

Figura 3.12 Sistema Eléctrico de las L.T. existentes en el SEIN

Luego, se ubicará la subestación eléctrica más cercana con línea de transmisión de 60 kV. La subestación eléctrica más cercana a la central solar propuesta en la tesis es la S.E. PIURA OESTE, a una distancia de 25 km, en la siguiente figura se muestran las características de dicha subestación eléctrica.



Subestación Asociada	S.E. Piura Oeste
Nivel de Tensión	220 kV
Departamento	Piura
Provincias	Piura
Distrito	Piura
Tensión nominal del transformador	220/60/10 kV
Capacidad del transformador	80/80/25 MVA (ONAN) / 100/100/30 MVA (ONAF)
Configuración del sistema de barras existente	Simple (en 220 kV y 60 kV)
Nueva configuración del sistema de barras	Doble (en 200 kV y 60 kV)
Banco de capacitores	-

Figura 3.13 Características de la S.E. PIURA OESTE

3.7.1.2 Características del Transformador de Potencia

Cuando se haya seleccionado la línea de transmisión más cercana a la central solar y se haya definido el valor de tensión de la subestación eléctrica (en A.T.), además, de la tensión de salida del C.T. (en M.T.), se deberá configurar el transformador de potencia.

3.7.2 Evaluación de la S.E.

De los criterios de la ubicación de la línea de transmisión y de las características del transformador de potencia, se ha optado por elegir una subestación eléctrica de 23/66 kV (similar a la subestación eléctrica instalado en la Central Tacna Solar), una de sus características es de un transformador de potencia de 23/66 kV - 20 MVA. En la siguiente figura, se muestra la S.E. PARQUE SOLAR de la Central Tacna Solar.

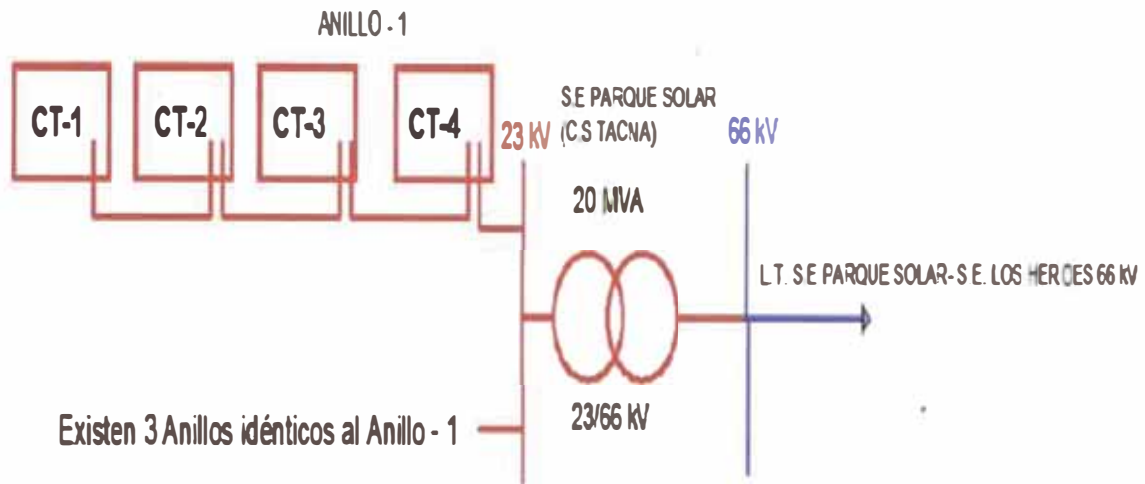


Figura 3.14 Esquema Unifilar de la Central Tacna Solar

3.8 INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación de la central solar FV propuesta en la tesis, se ha dividido en varios tramos de conexión entre los diferentes equipos. Dichos tramos de cableado poseen diferente sección de conductores puesto que la carga que circulará por cada uno de ellos será diferente dependiendo de los equipos que interconecten. La instalación de la central solar está formada por los siguientes tramos:

- Módulos solares - Caja de conexión del ramal (soporte y seguidor solar, módulos en serie)
- Caja de conexión del ramal - Caja de conexión del grupo de ramales en paralelo (Sub-distribuidor DC y Distribuidor Principal DC)
- Caja de conexión del grupo de ramales en paralelo (Distribuidor Principal DC) – Inversor Central
- Inversor Central - Punto de conexión de BT del Centro de Transformación
- Punto de conexión de MT del Centro de Transformación – Punto de conexión a la subestación eléctrica (S.E.)

El cable de conexión representa el componente indispensable para el transporte de la energía eléctrica entre los diferentes elementos de un sistema fotovoltaico. Los criterios que deben cumplir los conductores empleados en la instalación son:

- **Criterio Térmico (intensidad máxima admisible o de calentamiento)**

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en 70°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables. El criterio térmico limita la intensidad máxima admisible por el cable. Por seguridad, se tomará un valor para los cálculos de un 125% de esta corriente, para instalaciones generadoras. Esta corriente debe ser inferior a la máxima admisible por el cable en todo el trazado por lo que la corriente queda de acuerdo a la siguiente expresión:

$$I_{línea} = 1.25 \cdot I_{SC,ramal\ FV} \dots (3.1)$$

Donde:

“ $I_{línea}$ ” es la intensidad de la línea máxima que va a circular por la línea maximizada en un 25%

“ $I_{SC,ramal\ FV}$ ” es la intensidad de cortocircuito del ramal FV (módulos FV en serie)

El conductor ha de ser capaz de disipar el calor generado por la intensidad que circula por el mismo durante el régimen permanente, teniendo en cuenta los factores de corrección por temperatura, profundidad, resistividad del terreno y agrupamiento.

- **Criterio de Caída de Tensión**

La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia entre las tensiones en el origen y extremo de la canalización. Para la tesis propuesta, será de 2.5% para el cableado de corriente continua y corriente alterna (BT) y 6% para el cableado de corriente alterna (MT). Este criterio suele ser el determinante cuando las líneas son de larga longitud. La caída de tensión debe ser menor que las especificadas por las condiciones de diseño.

- **Criterio de Cortocircuito**

La temperatura que puede alcanzar el conductor del cable, como consecuencia de un cortocircuito o sobre-intensidad de corta duración, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (para menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en 160°C para cables con aislamientos termoplásticos y de 250°C para cables con aislamientos termoestables. La intensidad máxima que puede circular por los conductores se obtiene de la siguiente expresión:

$$I_{CC} = \frac{k \cdot S}{\sqrt{t}} \text{ (A)...(3.2)}$$

Donde:

“k” es el coeficiente dependiente del tipo de conductor

“S” es la sección del conductor en mm²

“t” es la duración del cortocircuito en segundos

Este criterio, aunque es determinante en instalaciones de alta y media tensión no lo es en instalaciones de baja tensión ya que por una parte las protecciones de sobre-intensidad limitan la duración del cortocircuito a tiempos muy breves, y además las impedancias de los cables hasta el punto de cortocircuito limitan la intensidad de cortocircuito por lo que no se tendrá en cuenta para el cálculo de los conductores. El criterio más restrictivo es el que determinará la sección del conductor.

3.8.1 Línea de Corriente Continua (DC)

La generación de energía se realiza en unas condiciones de tensión e intensidad que varían según las condiciones de Irradiancia (I) y de la temperatura de operación (t). Así pues, para el cálculo de la sección de los cables, se tendrá en cuenta la situación más desfavorable, que corresponde a la situación en la que la tensión de salida del panel solar es casi nula, alcanzándose el valor de I_{sc} . Dicha línea se presentará en los siguientes tramos:

- Módulos solares - Caja de conexión del ramal (soporte y seguidor solar, módulos en serie)
- Caja de conexión del ramal - Caja de conexión del grupo de ramales en paralelo (Sub-distribuidor DC y Distribuidor Principal DC)
- Caja de conexión del grupo de ramales en paralelo (Distribuidor Principal DC) – Inversor Central

3.8.2 Línea de Corriente Alterna (AC)

La instalación eléctrica del circuito de corriente alterna va a ser enterrada entre los inversores y el Centro de Transformación, para evitar fallos de aislamiento (redes subterráneas de distribución en baja tensión).

Dicha línea se presentará en los siguientes tramos:

- Inversor Central - Punto de conexión de BT del Centro de Transformación
- Punto de conexión de MT del Centro de Transformación – Punto de conexión a la subestación eléctrica (S.E.)

3.9 ELEMENTOS DE PROTECCIÓN

La función básica de los elementos de protección es la de reaccionar de la forma más adecuada ante la ocurrencia de un defecto, falta o fallo. La protección eléctrica se podría definir como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de incidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas. Ante los distintos tipos de defectos que pueden producirse en cualquier elemento del sistema eléctrico y los diferentes niveles de tensión (A.T, M.T y B.T) a los que puede encontrarse la instalación, se precisarán elementos y sistemas de protección diseñados específicamente para responder ante un tipo de falta.

Las faltas más frecuentes son los cortocircuitos, lo que supone la circulación de corrientes mucho más elevadas que las de condiciones normales del elemento o parte de red en que se produce, pero una situación anómala también puede producirse por variación de tensión o frecuencia, inversión del flujo de potencia, sobrecalentamiento, etc.

El empleo de los elementos de protección queda justificado al intentar minimizar y/o evitar las pérdidas de servicio, y los daños en personas y equipos que se producirían si ante una falta no se aísla el elemento o parte de la red en que se produce en un tiempo adecuado.

3.9.1 Protección contra Contactos Directos

Tanto en la división de corriente continua como la de alterna no existirá ningún acceso directo a las conexiones, para lo cual se instalarán las siguientes protecciones:

- Módulos fotovoltaicos: Bornes de conexión en el interior de las cajas.
- Cajas de conexión en el campo de paneles: Bornes en el interior de la caja.
- Inversor: Bornes de conexión.

3.9.2 Protecciones de Corriente Continua y Corriente Alterna

Para corriente continua:

- El inversor, tiene en la entrada elementos de protección según fabricante y características técnicas.
- Las cajas de conexión disponen de fusibles de protección para proteger las líneas.

Para corriente alterna:

- El inversor, dispone de un magneto-térmico de protección a la salida de éste.

- No obstante se colocará un interruptor magneto-térmico diferencial después del inversor y antes del embarrado que conecta con el centro transformador.

3.9.3 Protección contra Contactos Indirectos

La protección contra contactos indirectos se conseguirá mediante “corte automático de la alimentación”. Esta medida consiste en impedir, después de la aparición de un defecto que una tensión de contacto de valor suficiente se mantenga durante un tiempo tal que pueda desencadenar una situación de riesgo.

Todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección, deben ser conectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto neutro de cada generador o transformador se tiene que poner a tierra.

3.9.4 Puesta a Tierra

Las tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados. La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección, por una parte del circuito eléctrico o por una parte conductora no perteneciente al mismo, mediante una toma de tierra con un electrodo o grupo de electrodos enterrados en el suelo.

La elección e instalación de los materiales que aseguren la puesta a tierra deben ser tal que:

- El valor de la resistencia de puesta a tierra esté conforme con las normas de protección y de funcionamiento de la instalación (según el Código Nacional de Electricidad - Distribución, debe ser menor de 25 ohmios) y se mantenga de esta manera al largo del tiempo.
- Las corrientes de defecto a tierra y las corrientes de fuga puedan circular sin peligro, particularmente desde el punto de vista de sollicitaciones térmicas, mecánicas y eléctricas.
- La solidez o la protección mecánica queda asegurada con independencia de las condiciones distinguidas de influencias externas.

Para la toma de tierra, se pueden utilizar electrodos formados por:

- barras, tubos.
- platinas, conductores pelados.
- placas.
- anillos o mallas metálicas constituidas por elementos anteriores o sus combinaciones.
- armaduras de hormigón enterradas; con excepción de las armaduras pretensadas.
- otras estructuras enterradas que se demuestre que son apropiadas.

Los bornes de puesta a tierra, en toda instalación de puesta a tierra se tienen que prever un borne principal de tierra, al cual deben unirse los conductores siguientes:

- Los conductores de tierra.
- Los conductores de protección, sirven para unir eléctricamente las masas de una instalación con el borne de tierra, con la finalidad de asegurar la protección contra contactos indirectos. Pueden utilizarse conductores en los cables multiconductores, o conductores aislados que posean un envolvente común con los conductores activos, o conductores separados aislados.
- Los conductores de equipotencialidad.
- Puesta a tierra independiente.

Durante la ejecución de las uniones entre conductores de tierra y electrodos de tierra debe extremarse la atención para que resulten eléctricamente correctas. Se tiene que vigilar que las conexiones no dañen ni a los conductores ni a los electrodos de tierra.

CAPÍTULO 4

CÁLCULOS DE INGENIERÍA

4.1 RADIACIÓN SOLAR EN LA CENTRAL SOLAR

4.1.1 Parámetros para Cálculo

Los parámetros para el cálculo de radiación solar en la central solar propuesta en la tesis, son:

4.1.1.1 Declinación

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \dots(4.1)$$

Donde:

“n” es el día del año

“δ” es la declinación (en grados sexagesimales)

4.1.1.2 Ángulo Horario

$$\omega = \Omega \cdot t = \frac{2\pi}{24} \cdot t \dots(4.2)$$

Donde:

“ω” es el ángulo horario (en radianes)

“t” es el tiempo solar (en horas)

“Ω” es la velocidad angular de giro de la Tierra (en rad/h)

4.1.1.3 Ángulo Acimutal de la Superficie

Es el ángulo que forma la proyección de la normal a la superficie, respecto del meridiano local. $\gamma = 0$ corresponde al sur. Hacia el este se consideran valores negativos y hacia el oeste se consideran valores positivos. $-180^\circ \leq \gamma \leq 180^\circ$. Mediante los satélites Amazonas 2 y 3 (posición orbital 61° Oeste y con cobertura en todo el continente americano, en donde incluye la ciudad de Piura - Perú) y la página web de SatLex Digital (se dedica a la recepción TV vía satélite), se calculará el ángulo acimutal de la superficie para la ciudad de Piura. Para ello, SatLex Digital necesita la posición orbital del satélite y el emplazamiento (ciudad/país).

Para la central solar propuesta en la tesis, la posición orbital será 61° Oeste y el emplazamiento es la ciudad de Piura, el ángulo acimutal de la superficie para la ciudad de Piura será:

$$\gamma = 75.61^\circ$$

En la siguiente figura, se muestra el resultado mediante la página web SatLex Digital.

Introducir el satélite y el lugar de emplazamiento de la antena

La posición orbital y el satélite:

Posición orbital cualquiera:

Lugar de emplazamiento de la antena (ciudad/país):

Perú (pe)

Lugar de emplazamiento cualquiera (latitud/longitud):

Para encontrar la latitud y la longitud exactas, por favor utilizar: [- maps.google.com](http://maps.google.com)

Diámetro de la antena (anchura):

Diámetro de la antena (altura):

cm

cm

Calcula

Lugar de emplazamiento:

© Copyright by www.satlex.de

Latitud: -5.25° N (5° 15' 0")

Longitud: -80.63° E (80° 37' 47")

Ciudad: Piura

País: Perú

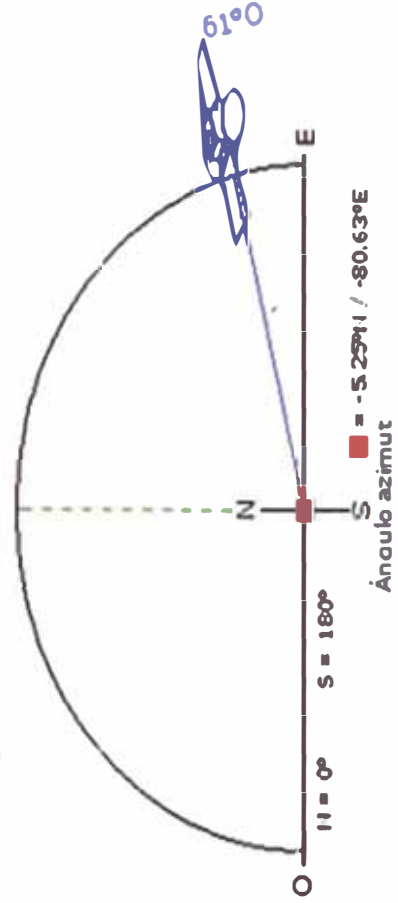
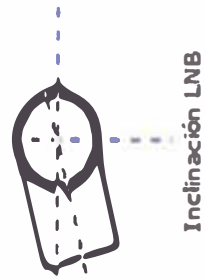


Figura 4.1 Cálculo del ángulo acimutal de superficie de la ciudad de Piura mediante SatLex Digital

4.1.1.4 Ángulo de Incidencia (θ) y Ángulo Cenital (θ_z)

El ángulo de incidencia es la radiación directa sobre una superficie respecto de la vertical del emplazamiento, su coseno es:

$$\text{Cos}\theta = \text{Sen}\delta \cdot \text{Sen}L + \text{Cos}\delta \cdot \text{Cos}L \cdot \text{Cos}\Omega t \dots (4.3)$$

Donde:

“L” es la latitud del emplazamiento

“ δ ” es la declinación (en grados sexagesimales)

“ Ω ” es la velocidad angular de giro de la Tierra (en rad/h)

Y el ángulo cenital determina el ángulo de la posición del Sol respecto de la vertical (que es la normal al plano en cuestión), su coseno es:

$$\text{Cos}\theta_z = -\text{Sen}\Omega t \cdot \text{Cos}\delta \cdot \text{Sen}\beta \cdot \text{Sen}\gamma + \text{Cos}\Omega t \cdot \text{Cos}\delta \cdot \text{Sen}L \cdot \text{Sen}\beta \cdot \text{Cos}\gamma - \text{Sen}\delta \cdot \text{Cos}L \cdot \text{Sen}\beta \cdot \text{Cos}\gamma + \text{Cos}\Omega t \cdot \text{Cos}\delta \cdot \text{Cos}L \cdot \text{Cos}\beta + \text{Sen}\delta \cdot \text{Sen}L \cdot \text{Cos}\beta \dots (4.4)$$

Donde:

“ β ” es el ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico

4.1.1.5 Flujo de Radiación Extraterrestre (I_{on})

Los subíndices: “o” es referente a la radiación extraterrestre y “n” es referente a la radiación medida en un plano normal a la dirección de propagación de la radiación. La ecuación que describe el flujo de energía sobre un plano normal a la radiación solar extraterrestre, a lo largo del año es:

$$I_{on} = I_{SC} \cdot \left(1 + 0.033 \cdot \text{Cos} \frac{2\pi \cdot n}{365}\right) \dots (4.5)$$

Donde:

“ I_{sc} ” es la constante solar o radiancia global media incidente sobre la atmósfera ($I_{sc} = 1,367 \text{ W/m}^2$)

“ n ” es el día del año.

4.1.1.6 Irradiación Global Extraterrestre (H_o)

Conocido como la cantidad total de energía recibida durante un período de tiempo $[- t_{orto}, t_{ocaso}]$, se obtiene integrando la irradiancia para ese período. La expresión para cada día del año será de la siguiente manera:

$$H_o = \int_{-t_{orto}}^{t_{ocaso}} I_{on} \cdot (\cos\Omega t \cdot \cos\delta \cdot \cos L + \text{Sen}\delta \cdot \text{Sen}L) dt \dots (4.6)$$

Donde:

“ I_{on} ” es el flujo de radiación extraterrestre (en W/m^2)

“ L ” es la latitud del emplazamiento

“ t_{orto} ” es el período de tiempo desde la salida del sol hasta el mediodía (en minutos u horas)

“ t_{ocaso} ” es el período de tiempo desde el mediodía a la puesta del sol (en minutos u horas)

4.1.1.7 Irradiación Global y Difusa sobre Superficies Horizontales

La radiación incidente global (sobre una superficie horizontal) en la ciudad de Piura durante el año 2013, el procedimiento de cálculo de la radiación media diaria sobre una superficie horizontal para cada mes del año ha sido tomando como análisis al día en que se presenta el máximo valor de radiación solar durante el mes. Luego, en el día seleccionado se calculó (mediante gráfico radiación solar vs. tiempo) el promedio de radiación solar

diario y finalmente, dicho resultado se multiplicaría por la cantidad de días en el mes.

En la siguiente figura, se muestra el gráfico radiación solar vs. tiempo para el día 8 de junio de 2013 (día del mes de junio con el máximo valor de radiación solar), luego de determinar el promedio de radiación solar diario de dicho día, se multiplicaría por los 30 días del mes de junio. Así, se haría para cada mes del año 2013.

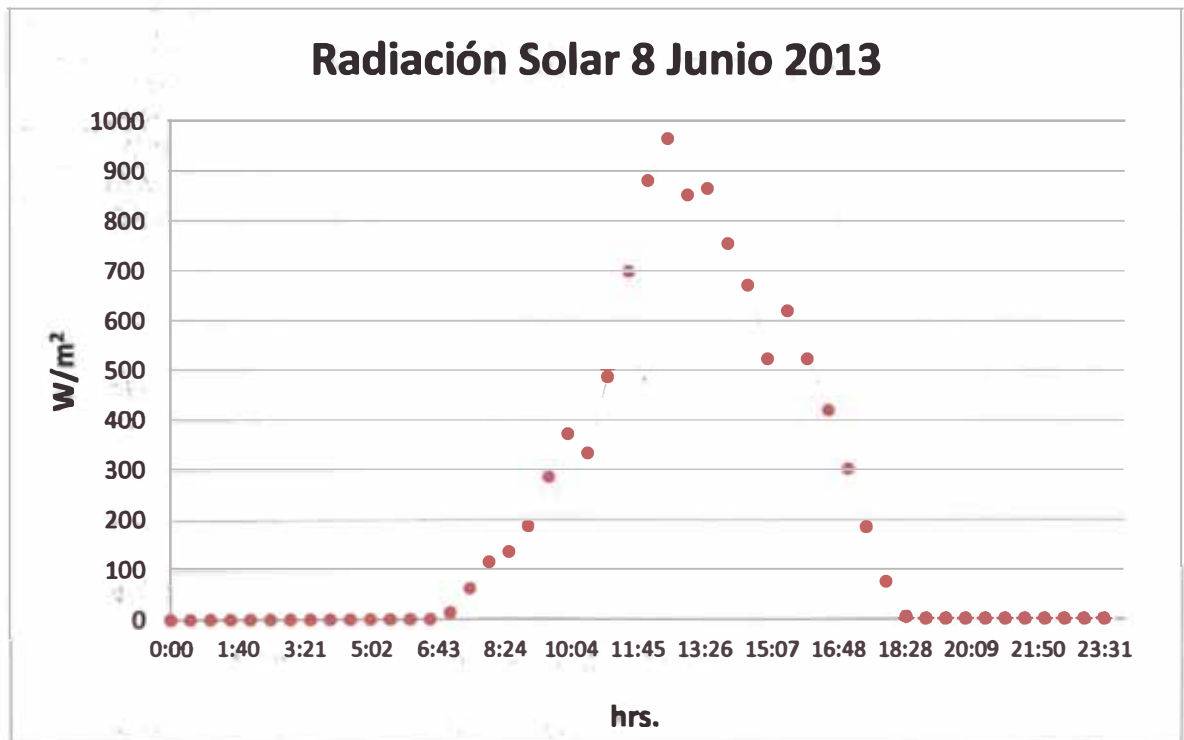


Figura 4.2 Radiación solar para el día 8 de junio de 2013

En la siguiente tabla se detallan los días seleccionados para el cálculo del promedio diario de energía disponible para cada mes del año 2013 en la ciudad de Piura.

Tabla 4.1 Promedio Diario de Energía Disponible en la ciudad de Piura en el año
2013

Promedio Diario para cada Mes	Día como referencia en el mes	Energía Disponible	
		kWh/m ² /día	MJ/m ² /día
Enero	26-ene	4.87	17.5167
Febrero	26-feb	6.81	24.5267
Marzo	13-mar	6.95	25.0100
Abril	02-abr	7.01	25.2418
Mayo	28-may	8.06	29.0090
Junio	08-jun	6.45	23.2065
Julio	25-jul	6.72	24.1823
Agosto	20-ago	7.17	25.7982
Septiembre	24-sep	8.70	31.3351
Octubre	14-oct	5.92	21.2977
Noviembre	04-nov	6.83	24.5873
Diciembre	31-dic	7.21	25.9626

La caracterización del fraccionamiento de radiación en la irradiación global directa diaria H_b y global difusa diaria H_d es de la siguiente manera:

$$H = H_b + H_d \dots(4.7)$$

4.1.1.8 Índice de Claridad (K_T)

En astronomía, definido como la relación entre la irradiación diaria sobre una superficie horizontal situada en la Tierra y la irradiación diaria sobre una superficie horizontal situada fuera de la atmósfera, este parámetro, propuesto originariamente por Liu y Jordan (libro Solar Engineering of Thermal Processes de Duffie-Beckman) en 1960, mide la transparencia de la atmósfera, y en él se apoyan la mayoría de los métodos para estimar la radiación sobre superficies inclinadas. El índice de claridad K_T se expresa de la siguiente manera:

$$K_T = \frac{H}{H_o} \dots(4.8)$$

4.1.1.9 Correlación Collares-Pereira y Rabl (H_d/H)

Dicha correlación (libro Solar Engineering of Thermal Processes de Duffie-Beckman) propuesta se publicó en 1979, en base diaria y a partir de valores de 4 estaciones de Estados Unidos, su expresión es de la siguiente manera:

$$\frac{H_d}{H} = \left\{ \begin{array}{l} 0.99 \text{ para } K_T \leq 0.17 \\ 1.188 - 2.272 \cdot K_T + 9.473 \cdot K_T^2 - 21.865 \cdot K_T^3 + 14.648 \cdot K_T^4 \text{ para } 0.17 < K_T \leq 0.75 \\ -0.54 \cdot K_T + 0.632 \text{ para } 0.75 < K_T < 0.8 \\ 0.2 \text{ para } K_T \geq 0.8 \end{array} \right\} \dots (4.9)$$

4.1.1.10 Radiación Global sobre Superficies Inclinas

Por lo general, la radiación global será el resultado de tres componentes: la directa del Sol sobre la superficie, la difusa procedente del resto del cielo visible desde la superficie y la reflejada por el suelo. Así pues, la irradiancia global que incide sobre una superficie plana situada con una orientación γ y una inclinación β sobre la horizontal viene dada por lo siguiente:

$$H_{\beta\gamma} = H_{b,\beta\gamma} + H_{d,\beta\gamma} + H_{r,\beta\gamma} \dots (4.10)$$

La radiación directa ($H_{b,\beta\gamma}$) para la estimación de radiación directa diaria sobre una superficie inclinada es el que se realiza en función de la posición geométrica del Sol y del módulo y se basa en la hipótesis de proporcionalidad entre fracciones directas de radiación y extraterrestres:

$$\begin{array}{l} H_{b,\beta\gamma} \rightarrow H_b \\ H_{o,\beta\gamma} \rightarrow H_o \end{array} \dots (4.11)$$

La proporcionalidad es de la siguiente manera:

$$H_{b,\beta\gamma} = \left(\frac{H_{o,\beta\gamma}}{H_o}\right) H_b = \left(\frac{\int_{-t_{ort0}}^{t_{ocaso}} \cos\theta \cdot dt}{\int_{-t_{ort0}}^{t_{ocaso}} \cos\theta_z \cdot dt}\right) \cdot H_b \dots(4.12)$$

La radiación reflejada por el suelo e incidente en una superficie inclinada ($H_{r,\beta\gamma}$), se suele suponer que el suelo se comporta como una superficie horizontal e infinita que refleja de forma isotrópica la radiación que sobre él incide, de manera que se tiene:

$$H_{r,\beta\gamma} = \rho \cdot \frac{1-\cos\beta}{2} \cdot (H_b + H_d) \dots(4.13)$$

Donde:

“p” es el albedo, es el porcentaje de radiación que cualquier superficie refleja respecto a la radiación que incide sobre la misma. Las superficies claras tienen valores de albedo superiores a las oscuras, y las brillantes más que las mates. En la siguiente tabla, se muestra algunos valores de albedo (cuando su valor no está disponible, se recomienda un 20%):

Tabla 4.2 Albedos para diversas superficies

Tipo de Superficie	Albedo (%)
Nieve fresca	80 – 90
Nieve	50 – 60
Arena (playa, desierto)	20 – 40
Pasto	5 – 25
Desiertos terrestres	21
Suelo terrestre sin vegetación	18
Suelo Seco (campo árido)	15 – 25
Tierra húmeda (campo árido)	10
Bosque	5 – 10
Agua (sol cerca del horizonte)	50 - 80
Agua (sol cerca del cenit)	5 – 10
Nube espesa	70 – 85
Nube fina	25 – 30
Tierra y atmósfera (en general)	30

La radiación difusa incidente sobre una superficie inclinada ($H_{d,\beta\gamma}$), en base al modelo isotrópico de Liu y Jordan (1960), es de la siguiente manera:

$$H_{d,\beta\gamma} = \frac{1+\cos\beta}{2} \cdot H_d \dots (4.14)$$

4.1.2 Cálculo de la Energía Disponible sobre la Superficie Inclinada del Módulo FV

Para el cálculo de la energía con generación solar con respecto a la inclinación del módulo fotovoltaico instalado en la central solar propuesta en la tesis, se tomarán los mismos días del procedimiento de cálculo del promedio diario de energía disponible para cada mes del año 2013 en la ciudad de Piura. En la siguiente tabla, se muestran los resultados:

Tabla 4.3 Promedio Diario de Energía Solar sobre la Superficie Inclinada del Módulo Fotovoltaico

Promedio Diario para cada Mes	Día como referencia para evaluación	β	Soporte Fijo	
		(Óptimo) (°)	$\beta = 0^\circ$ (kWh/m ² /día)	$\beta = \text{Óptimo}$ (kWh/m ² /día)
Enero	26-ene	0.1	4.87	3.28
Febrero	26-feb	-30.0	6.81	3.38
Marzo	13-mar	-10.0	6.95	6.78
Abril	02-abr	-60.0	7.01	2.68
Mayo	28-may	-20.0	8.06	8.73
Junio	08-jun	-20.0	6.45	6.95
Julio	25-jul	-20.0	6.72	7.15
Agosto	20-ago	-20.0	7.17	7.39
Septiembre	24-sep	-75.0	8.70	2.57
Octubre	14-oct	-10.0	5.92	2.65
Noviembre	04-nov	20.0	6.83	1.89
Diciembre	31-dic	-10.0	7.21	2.96

Con el cálculo de la inclinación óptima para el soporte fijo del módulo fotovoltaico, se ha establecido el promedio diario de energía solar sobre la superficie inclinada del módulo FV para cada mes del año 2013. De la tabla anterior, en términos generales, se muestra que presenta una disminución del promedio diario de energía para la captación de radiación solar en el módulo FV.

4.2 ESQUEMA GENERAL DE LA CENTRAL SOLAR



Figura 4.3 Esquema General de la Central Solar con SFV

4.3 MÓDULO FOTOVOLTAICO SELECCIONADO PARA LA CENTRAL SOLAR

Las centrales solares que están en operación en el Perú han sido equipadas con módulos fotovoltaicos tipo silicio amorfo (GTS Majes S.A.C. y GTS Repartición S.A.C.), con rango de eficiencia 5-7% y silicio policristalino (Panamericana Solar S.A.C. y Tacna Solar S.A.C.), con rango de eficiencia 14-16%.

En la siguiente tabla, se muestran las características principales para seleccionar el módulo FV para la central solar propuesta en la tesis, ubicada en las afueras de la ciudad de Piura.

Tabla 4.4 Comparación de Módulos FV

Módulo Fotovoltaico Seleccionado						
Descripción	1era Opción	2da Opción	3ra Opción	4ta Opción	5ta Opción	6ta Opción
Marca	Orange Solar Power	SUNPOWER	SUNIVA	Resun Solar Energy Co., LTD	SolarWorld	Atersa (grupo elecnor)
Modelo	XMB60/300	SPR-435NE-WHT-D	OPT-315-72-4-100	RS6S-310P	Sunmodule SW 315 Mono	OPTIMUM A-300P
Potencia (en Wp)	300.00	435.00	315.00	310.00	315.00	300.00
Vida útil (en años)	25	25	25	25	25	25
Costo (US\$ / W)	0.53	0.69	0.64	0.52	1.00	1.18
Eficiencia del módulo	18.42%	20.10%	16.27%	16.16%	16.03%	15.92%
Rango de Temperatura (en °C)	-40.00	-40.00	-40.00	-40.00	-40.00	-40.00
	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00	85.00
Dimensiones (en mm)	1,645.00	2,067.00	1,971.00	1,954.00	1,985.00	1,955.00
	990.00	1,046.00	982.00	992.00	990.00	995.00
	35.00	54.00	46.00	40.00	46.00	50.00
Área del módulo (en m ²)	1.63	2.16	1.94	1.94	1.97	1.95
W / m ²	184.21	201.19	162.75	159.93	160.29	154.22
Tipo de Celda	Monocristalino	Monocristalino	Monocristalino (High-efficiency ARTisun)	Policristalino	Monocristalino	Policristalino
Dimensión de la celda (en mm x mm)	156 x 156	n.e.	156 x 156	157 x 156	158 x 156	159 x 156
Número de celdas (en und.)	60.00	128.00	72.00	72.00	72.00	72.00
	6 x 10	n.e.	6 x 12	7 x 12	n.e.	6 x 12
Peso (en kg.)	19.50	25.40	23.00	22.00	22.50	23.50

En la evaluación se consideraron los módulos tipo monocristalino y policristalino, se descartó el módulo FV tipo silicio amorfo por su baja eficiencia. De las 6 opciones mostradas, se ha seleccionado el módulo FV tipo silicio monocristalino, de la marca Orange Solar XMB60/300 y con potencia de 300 Wp, dicha elección es debido a lo siguiente:

- Posee una alta eficiencia : 18.42%
- Por un menor área del módulo : 1.63 m²
- Presenta un bajo costo : 0.53 US\$/Watt
- Menor dimensión de la celda : 156 mm x 156 mm
- Posee un menor peso : 19.5 kg

La comparación frente a los otros módulos son las siguientes:

- El módulo de marca SUNPOWER se descartó por sus dimensiones poco convencionales (no comerciales, 2,067 mm x 1,046 mm) en el mercado.
- El área del módulo monocristalino Orange Solar es menor frente a los módulos policristalinos Resun Solar Energy (1.94 m²) y Atersa (1.95 m²).
- El costo del módulo seleccionado es menor frente al módulo de marca SolarWorld (1.00 US\$/Watt) y Atersa (1.18 US\$/Watt).
- La eficiencia del módulo seleccionado es menor frente a los módulos de la marca SUNIVA (16.27%), Resun Solar Energy (16.16%), SolarWorld (16.03%) y Atersa (15.92%).
- Los 6 módulos FVs evaluados poseen el mismo rango de temperatura de funcionamiento (-40 °C a +85 °C) y a excepción del módulo SUNPOWER, similares dimensiones de la celda.

4.4 INVERSOR SOLAR SELECCIONADO

En la siguiente tabla, se muestran las características principales para seleccionar el inversor solar para la central solar propuesta en la tesis, ubicada en las afueras de la ciudad de Piura.

Tabla 4.5 Comparación de Inversores Solares

Inversor Solar Seleccionado					
Descripción	1era Opción	2da Opción	3era Opción	4ta Opción	5ta Opción
Marca	SMA SUNNY CENTRAL	SMA SUNNY CENTRAL	SMA SUNNY CENTRAL	SOLECTRIA RENEWABLE S	SMA SUNNY CENTRAL
Modelo	900CP-TX	500CP-TX	850CP-TX	SGI500-480V	800CP-TX
Potencia (en kW)	900.00	500.00	850.00	500.00	800.00
Vida útil estándar (en años)	5	5	5	5	5
Vida útil opcional (en años)	20	20	20	20	20
Costo (US\$ / W)	0.13	0.22	0.18	0.19	0.19
Potencia asignada AC (a 25°C) - (en Kva)	990.00	550.00	935.00	500.00	880.00
Potencia nominal AC (a 50°C) - (en Kva)	900.00	500.00	850.00	n.e.	800.00
Voltaje nominal AC (en V)	405.00	270.00	386.00	480.00	360.00
Factor de potencia (a potencia asignada)	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Máxima eficiencia	98.60%	98.60%	98.60%	98.30%	98.60%
Dimensiones (ancho / alto / fondo) - (en mm)	2,562.00	2,562.00	2,562.00	2,769.00	2,562.00
	2,272.00	2,272.00	2,272.00	2,007.00	2,272.00
	956.00	956.00	956.00	1,041.00	956.00
Área (m ²)	2.45	2.45	2.45	2.88	2.45
Peso (en kg)	1,900.00	1,900.00	1,900.00	3,230.00	1,900.00
Rango de temperatura de servicio (en °C)	-25.00	-25.00	-25.00	-40.00	-25.00
	62.00	62.00	62.00	50.00	62.00
Rango ampliado de temperatura de servicio (en °C)	-40.00	-40.00	-40.00	-40.00	-40.00
	62.00	62.00	62.00	70.00	62.00

En la evaluación se consideraron los inversores del tipo centralizada. De las 5 opciones mostradas, se ha seleccionado por el inversor central, de la marca SMA SUNNY CENTRAL 900CP-TX y con potencia de 900 kW, dicha elección es debido a lo siguiente:

- Posee una alta eficiencia : 98.60%
- Un menor área del inversor : 2.45 m²
- Presenta un bajo costo : 0.13 US\$/Watt
- Menor dimensión : 2,562mm x 2,272mm x 956mm
- Posee un menor peso : 1,900 kg

La comparación frente a los otros módulos son las siguientes:

- La potencia del inversor seleccionado (900 kW) es mayor frente a los otros inversores solares.
- El área y peso del inversor seleccionado es menor frente al inversor de marca SOLECTRIA RENEWABLES (2.88 m² y 3,230 kg).
- El costo del inversor seleccionado es menor frente a los otros inversores de 500CP-TX (0.22 US\$/Watt), 850CP-TX (0.18 US\$/Watt), 800CP-TX (0.19 US\$/Watt) y el de marca SOLECTRIA RENEWABLES (0.19 US\$/Watt).
- Para una potencia instalada de 20 MW propuesta en la tesis, el inversor seleccionado requiere de una menor cantidad de unidades a ser instalados frente a los otros inversores solares.
- Los 6 inversores evaluados poseen casi la misma eficiencia (promedio del 98%), igual factor de potencia (valor de 1) y similares rangos de temperatura de servicio.

4.5 DISTRIBUCIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Luego de seleccionar el módulo FV e inversor solar para la central propuesta en la tesis, se calculará la distribución de los módulos fotovoltaicos, para que el inversor inicie la generación eléctrica es necesario que del campo de módulos le llegue una tensión mínima y no debe sobrepasarse de la tensión máxima permitida por el inversor ni la intensidad máxima de entrada. El cálculo se hará para un inversor asociado a un conjunto de módulos FV.

4.5.1 Características del Módulo FV e Inversor Solar

Tabla 4.6 Características del Módulo FV e Inversor Solar Seleccionados

Módulo Solar FV		Inversor Solar	
Orange Solar Power	XMB60/300	SMA SUNNY CENTRAL	900CP-TX
V_{oc} (en V)	39.90	P_{inv} (en kW)	900.00
$V_{P_{max}}$ o MP (en V)	33.96	P_{inv} (en W)	900,000.00
$I_{P_{max}}$ (en A)	8.76	Cantidad de Inver. (und.)	23.00
I_{sc} (en A)	9.51	$P_{DC \text{ max.}}$ (con $\cos\phi=1$) (en kW)	1,010.00
ΔV^+ (en V)	7.91	$V_{Max.inversor}$ (en V)	1,000.00
ΔV^- (en V)	-0.92	$V_{min.inversor}$ (en V)	596.00
(α o αU_{Voc}) - (% / °C)	-0.3050	$I_{Max.inversor}$ (en A)	1,400.00
(γ o $\alpha U_{P_{max}}$) - (% / °C)	-0.3900		
(β o αI_{sc}) - (% / °C)	-0.0450		
T_{min} (°C)	-40.00		
T_{max} (°C)	85.00		
ΔT^+ (°C)	60.00		
ΔT^- (°C)	-65.00		
V_M (en V)	47.81		
V_m (en V)	33.04		
NOCT Avg (+/-2°C)	46.00		

4.5.2 Número Máximo y Mínimo de Módulos FV en Serie

4.5.2.1 Temperatura Máxima y Mínima del Módulo FV

$$T_{\text{máx,módulo}} = T_{\text{operación,máx,módulo}} - \frac{NOCT_{\text{máx}} - 20}{800} \cdot I \dots (4.15)$$

$$T_{\text{mín,módulo}} = T_{\text{operación,mín,módulo}} + \frac{NOCT_{\text{mín}} - 20}{800} \cdot I \dots (4.16)$$

Donde:

“I” es la irradiancia ($I=1000 \text{ W/m}^2$)

“ $T_{\text{operación,máx,módulo}}$ ” y “ $T_{\text{operación,mín,módulo}}$ ” son las temperaturas de operación del módulo máximas y mínimas (de las especificaciones son -40°C y 85°C respectivamente).

“NOCT” se obtiene de las especificaciones técnicas de los módulos fotovoltaicos, toma valores que van de 43°C a 49°C y si no se dispone de él se puede estimar a 46°C , en este caso el rango es de $46 \pm 2^\circ\text{C}$.

4.5.2.2 Valores de Tensión Máxima y Mínima del Módulo FV

$$\Delta V^+ = (T_{\text{mín,módulo}} - T_{\text{amb,mín}}) \cdot \alpha \cdot V_{oc} \dots (4.17)$$

$$\Delta V^- = (T_{\text{máx,módulo}} - T_{\text{amb,máx}}) \cdot \gamma \cdot V_{MP} \dots (4.18)$$

Donde:

“ α ” es el coeficiente de temperatura respecto a V_{oc} (es $-0.305 \text{ \%/}^\circ\text{C}$)

“ γ ” es el coeficiente de temperatura respecto a V_{MP} (es $-0.390 \text{ \%/}^\circ\text{C}$)

“ $T_{\text{amb,máx}}$ ” y “ $T_{\text{amb,mín}}$ ” son las temperaturas ambientales promedios máximas y mínimas del emplazamiento de instalación de la central

solar propuesta en la tesis (para la ciudad de Piura son 36.2°C y 13.9°C respectivamente)

“ V_{oc} ” es el voltaje a circuito abierto (39.90 V).

Los resultados de los valores de tensión máxima y mínima del módulo FV son:

$$V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo} = V_{MP} + \Delta V^+ = 36.87 V$$

$$V_{m\acute{i}n,m\acute{o}dulo} = V_{MP} + \Delta V^- = 32.13 V$$

Donde:

“ V_{MP} ” es el voltaje a máxima potencia del módulo (33.96 V)

4.5.2.3 Número Máximo de Módulos en Serie

$$N_{Sm\acute{a}x} = \frac{V_{m\acute{a}x, inversor}}{V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo}} \leq 27.12 \approx 27$$

Donde:

“ $V_{m\acute{a}x, inversor}$ ” es la tensión de entrada máxima (en DC) del inversor (1,000 V)

4.5.2.4 Número Mínimo de Módulos en Serie

$$N_{Sm\acute{i}n} = \frac{V_{m\acute{i}n, inversor}}{V_{m\acute{i}n,m\acute{o}dulo}} \geq 18.55 \approx 19$$

Donde:

“ $V_{m\acute{i}n, inversor}$ ” es la tensión de entrada mínima (en DC) del inversor (en este caso: 596 V)

Del rango de la cantidad de módulos en serie ($19 \leq N_s \leq 27$), se seleccionará el de mayor valor puesto que una mayor tensión supone menores pérdidas y además, deberá cumplir lo siguiente:

$$V_{m\acute{a}x,oc} = V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo,oc} \cdot N_s < V_{m\acute{a}x,inversor} = 1,000 \text{ V}$$

Donde:

$$V_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo,oc} = V_{oc} + \Delta V^+ = 42.81 \text{ V}$$

Tabla 4.7 Elección de la Cantidad de Módulos FV en Serie

N_s	$V_{m\acute{a}x,inversor} \text{ (V)}$	$V_{max} (T_{max}) \text{ (V)}$	Validez
19	1,000.00	813.36	CUMPLE
20	1,000.00	856.17	CUMPLE
21	1,000.00	898.98	CUMPLE
22	1,000.00	941.79	CUMPLE
23	1,000.00	984.60	CUMPLE
24	1,000.00	1,027.40	NO CUMPLE
25	1,000.00	1,070.21	NO CUMPLE
26	1,000.00	1,113.02	NO CUMPLE
27	1,000.00	1,155.83	NO CUMPLE

Iterando:

$$N_s = 23 \text{ m\acute{o}dulos}$$

4.5.3 Número de Ramales de Módulos FV en Paralelo

4.5.3.1 Valores de Corriente Máxima del Módulo FV

$$\Delta I^- = (T_{m\acute{i}n,m\acute{o}dulo} - T_{amb,m\acute{i}n}) \cdot \beta \cdot I_{sc} \dots (4.19)$$

$$\Delta I^+ = (T_{m\acute{a}x,m\acute{o}dulo} - T_{amb,m\acute{a}x}) \cdot \beta \cdot I_{MP} \dots (4.20)$$

Donde:

" β " es el coeficiente de temperatura respecto a I_{sc} (es $-0.045 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$)

" $T_{amb,m\acute{a}x}$ " y " $T_{amb,m\acute{i}n}$ " son las temperaturas ambientales promedios máximas y mínimas del emplazamiento de instalación de la central solar propuesta en la tesis (para la ciudad de Piura son 36.2°C y 13.9°C respectivamente)

" I_{sc} " es la corriente de cortocircuito (9.51 A)

" I_{MP} " es la corriente a máxima potencia (8.76 A).

$$I_{MP,m\acute{a}x,m\acute{o}dulo} = I_{MP} + \Delta I^+ = 8.71 \text{ A}$$

$$I_{sc,m\acute{a}x,m\acute{o}dulo} = I_{sc} + \Delta I^- = 9.61 \text{ A}$$

4.5.3.2 Número Máximo de Ramales de Módulos FV en Paralelo

$$N_{Pm\acute{a}x} = \frac{I_{m\acute{a}x,invensor}}{I_{MP,m\acute{a}x,m\acute{o}dulo}} \leq 160.81 \approx 160$$

Donde:

" $I_{m\acute{a}x,invensor}$ " es la corriente de entrada máxima (en DC) del invector (1,400 A)

Del resultado de la cantidad del número máximo de módulos FV en paralelo ($N_P \leq 160$), se seleccionará el de mayor valor y además, deberá cumplir con las siguientes condiciones:

$$I_{m\acute{a}x,sc} = I_{sc,m\acute{a}x,m\acute{o}dulo} \cdot N_P < I_{m\acute{a}x,invensor} = 1,400 \text{ A}$$

$$V_{MP,m\acute{o}dulo} \cdot N_S \cdot I_{MP,m\acute{o}dulo} \cdot N_P = 33.96 \cdot 23 \cdot 8.76 \cdot N_P < P_{invensor} = 900 \text{ kW}$$

Tabla 4.8 Elección de la Cantidad de Ramales de Módulos FV en Paralelo

N_p	$I_{\text{máx,Inversor}} (A)$	$I_{\text{máx,ac}} (A)$	$V_{MP,mód} \cdot N_s \cdot I_{MP,mód} \cdot N_p$	$P_{\text{Inversor}} (W)$	Validez
160	1,400.00	1,537.60	1,094,761.73	900,000.00	NO CUMPLE
159	1,400.00	1,527.99	1,087,919.47	900,000.00	NO CUMPLE
158	1,400.00	1,518.38	1,081,077.21	900,000.00	NO CUMPLE
150	1,400.00	1,441.50	1,026,339.12	900,000.00	NO CUMPLE
149	1,400.00	1,431.89	1,019,496.86	900,000.00	NO CUMPLE
148	1,400.00	1,422.28	1,012,654.60	900,000.00	NO CUMPLE
140	1,400.00	1,345.40	957,916.51	900,000.00	NO CUMPLE
139	1,400.00	1,335.79	951,074.25	900,000.00	NO CUMPLE
138	1,400.00	1,326.18	944,231.99	900,000.00	NO CUMPLE
134	1,400.00	1,287.74	916,862.95	900,000.00	NO CUMPLE
133	1,400.00	1,278.13	910,020.69	900,000.00	NO CUMPLE
132	1,400.00	1,268.52	903,178.43	900,000.00	NO CUMPLE
131	1,400.00	1,258.91	896,336.16	900,000.00	CUMPLE
130	1,400.00	1,249.30	889,493.90	900,000.00	CUMPLE
129	1,400.00	1,239.69	882,651.64	900,000.00	CUMPLE
128	1,400.00	1,230.08	875,809.38	900,000.00	CUMPLE
127	1,400.00	1,220.47	868,967.12	900,000.00	CUMPLE

Iterando:

$$N_p = 131 \text{ módulos}$$

4.6 CÁLCULO DE SOPORTE CON SEGUIDOR SOLAR PARA EL MÓDULO FV

4.6.1 Parámetros al incorporar el Seguidor Solar en el Soporte

Del cálculo del Promedio Diario de la Energía Disponible sobre la Superficie Inclinada del Módulo FV, al incorporar el seguidor solar de un solo eje de rotación horizontal (seguimiento cenital diario), se deberá modificar ciertos parámetros y son los siguientes:

- El ángulo de incidencia, dependerá de la declinación (δ) y del ángulo horario (ω):

$$\cos\theta = \text{Sen}^2\delta + \text{Cos}^2\delta \cdot \text{Cos}\omega \dots(4.21)$$

- El ángulo de inclinación del módulo fotovoltaico es:

$$\beta = |L - \delta| \dots(4.22)$$

- El ángulo acimutal de la superficie (γ), dependerá de la latitud (L) y declinación (δ):

$$\begin{aligned} (L - \delta) > 0, \gamma &= 0^\circ \\ (L - \delta) < 0, \gamma &= 180^\circ \dots(4.23) \end{aligned}$$

4.6.2 Beneficio al incorporar el Seguidor Solar en el Soporte

Al introducir el sistema de seguidor solar a los soportes de los módulos fotovoltaicos, se muestra un aumento de la captación de radiación solar para dicho módulo. En la siguiente tabla se muestra los resultados al incorporar el seguidor solar en los soportes del módulo FV.

Tabla 4.9 Ganancia de la Captación del promedio diario de la radiación solar en el módulo FV con seguidor solar

Promedio Diario para cada Mes	Día como referencia para evaluación	β	Soporte Fijo		Soporte con Seguidor Solar	
		(Óptimo)	$\beta = 0^\circ$	$\beta = \text{Óptimo}$	1 Eje (Horizontal)	Ganancia
		($^\circ$)	(kWh/m ² /día)	(kWh/m ² /día)	(kWh/m ² /día)	(%)
Enero	26-ene	0.1	4.87	3.28	5.01	2.94%
Febrero	26-feb	-30.0	6.81	3.38	6.86	0.74%
Marzo	13-mar	-10.0	6.95	6.78	6.95	0.04%
Abril	02-abr	-60.0	7.01	2.68	7.12	1.50%
Mayo	28-may	-20.0	8.06	8.73	9.50	17.87%
Junio	08-jun	-20.0	6.45	6.95	7.55	17.19%
Julio	25-jul	-20.0	6.72	7.15	7.63	13.52%
Agosto	20-ago	-20.0	7.17	7.39	7.61	6.24%
Septiembre	24-sep	-75.0	8.70	2.57	8.71	0.10%
Octubre	14-oct	-10.0	5.92	2.65	5.94	0.49%
Noviembre	04-nov	20.0	6.83	1.89	7.08	3.69%
Diciembre	31-dic	-10.0	7.21	2.96	7.94	10.06%

4.6.3 Carga del Viento en el Soporte del Módulo FV

La estructura de los paneles solares ha de resistir las sobrecargas del viento. Para ello, se realiza la suposición del caso más desfavorable para la instalación. El soporte seleccionado tiene una resistencia al viento de 200 km/h y es mayor a la velocidad del viento promedio del emplazamiento, por lo que es aceptable.

La velocidad promedio máxima y mínima del emplazamiento es de 90 y 54 km/h. La altitud del emplazamiento es de 29 msnm.

La presión que ejercerá el viento es:

$$P = 0.005 \cdot C \cdot V^2 = 0.005 \cdot 0.7 \cdot 90^2 = 28.35 \text{ kg/m}^2$$

Donde:

“V” es la velocidad del viento del emplazamiento (velocidad máxima promedio es de 90 km/h)

“P” es la presión o succión del viento (kg/m²)

“C” es el factor de forma adimensional y sus valores se muestran en la siguiente tabla (se toma los valores de barlovento, es decir, de la dirección desde la cual llega el viento).

Tabla 4.10 Factores de Forma para la Presión que ejercerá el Viento (Norma NTE.E020)

CONSTRUCCIÓN	BARLOVENTO	SOTAVENTO
Superficies verticales de edificios	+ 0.8	- 0.6
Anuncios, muros aislados, elementos con una dimensión corta en la dirección del viento	+ 1.5	
Tanques de agua, chimeneas y otros de sección circular o elíptica	+ 0.7	
Tanques de agua, chimeneas, y otros de sección cuadrada o rectangular	+ 2.0	
Arcos y cubiertas cilíndricas con un ángulo de inclinación que no exceda 45°	± 0.8	- 0.5
Superficies inclinadas a 15° o menos	+ 0.3 – 0.7	- 0.6
Superficies inclinadas entre 15° y 60°	+ 0.7, - 0.3	- 0.6
Superficies inclinadas entre 60° y la vertical	+ 0.8	- 0.6
Superficies verticales ó inclinadas (planas ó curvas) paralelas a la dirección del viento	- 0.7	- 0.7
* El signo positivo indica presión y el signo negativo succión.		

4.6.4 Separación entre filas de módulos FV

Se determinará mediante la siguiente fórmula:

$$d_{mín} = \frac{h}{\tan(61^\circ - L)} = \frac{100 + 990 \cdot 2 \cdot \text{sen}(13.6^\circ)}{\tan(61^\circ - (-5.187364))} = 249.6 \text{ mm}$$

La separación mínima en la central será entonces:

$$s_{mín} = d_{mín} + L_{módulo} \cdot \text{Cos}\beta = 249.6 + 990 \cdot 2 \cdot \text{COS}(13.6^\circ) \approx 2.18\text{m}$$

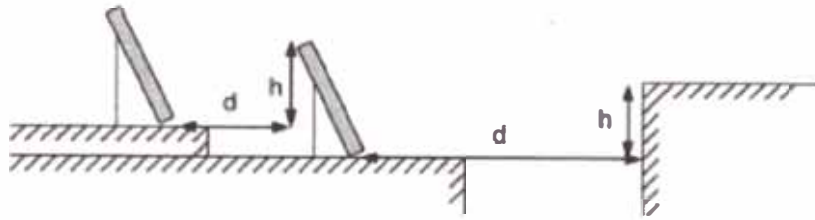


Figura 4.4 Parámetros d y h.

Donde “d” es la distancia medida sobre la horizontal, entre filas de módulos, de altura “h”, que pueda producir sombras sobre la instalación.

4.7 CONFIGURACIÓN DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

4.7.1 Parámetros a Considerar

Para seleccionar el transformador que se instalará en el centro de transformación (C.T.), se debe considerar las siguientes características de salida (AC) del inversor:

Tabla 4.11 Características de Salida del Inversor Solar

Inversor Solar – Salida AC	
SMA SUNNY CENTRAL	900CP-TX
V_{nom} (en V_{AC})	405.00
Rango del V_{nom} (en V_{AC})	365.00
	465.00
$I_{salida,máx}$ (en A)	1,411.00
Factor de Potencia (f.p. o $\cos\theta$)	1.00
Eficiencia del inversor (en %)	98.60

Para las dimensiones del transformador de distribución del C.T., debido a que el factor de potencia del inversor es igual a 1, la potencia aparente se calculará de la siguiente manera:

$$P_{S, inversor} = \sqrt{3} \cdot V_{nom, inversor, AC} \cdot I_{salida, inversor} = 989.7891 \text{ kVA}$$

El transformador estará conectado a 2 inversores solares, por lo que la potencia aparente del transformador será:

$$P_{S, transformador} = 2 \cdot P_{S, inversor} = 1,979.5782 \text{ kVA} \approx 2 \text{ MVA}$$

Luego, para valores convencionales de tensión en distribución y cercano al valor de tensión del inversor (405 V_{AC}), se elegirá el valor de 440 V_{AC} en el lado primario del transformador. Además, de 23 kV en el lado secundario del transformador de distribución.

4.7.2 Esquema del C.T.

De los cálculos en el capítulo anterior, en la siguiente figura se muestra el esquema del Centro de Transformación:

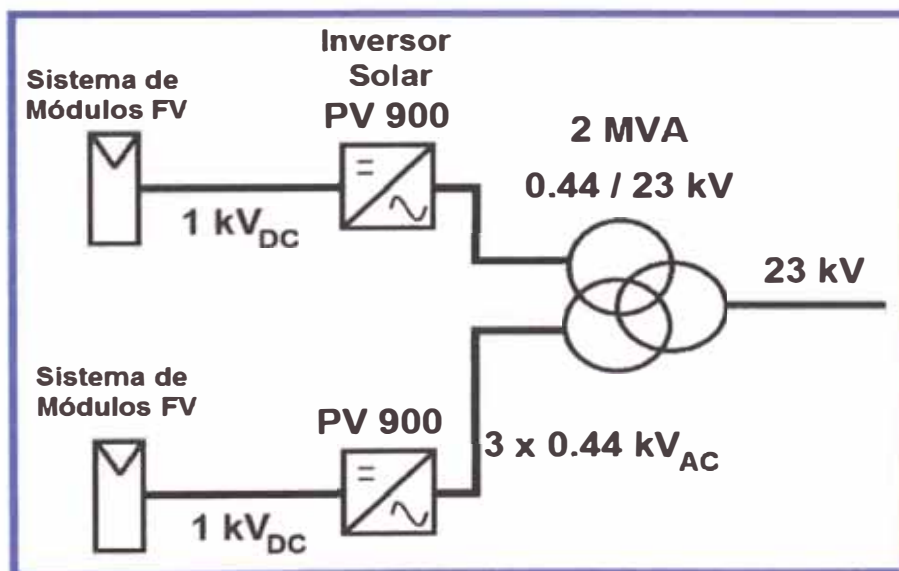


Figura 4.5 Esquema del Centro de Transformación para la Central Solar Propuesta

4.8 INTERCONEXION A LA RED ELÉCTRICA (SEIN)

De los criterios de selección de la S.E. propuesta en la tesis, ubicación de la línea de transmisión y características del transformador de potencia, la subestación eléctrica que se instalará tendrá un transformador de potencia con características 23/60 kV – 30 MVA, la tensión de 60 kV se debe a que la Línea de Transmisión más cercana a la zona en que se instalará la central solar es PIURA-CHULUCANAS (LT 60 kV, LT-6657) y la subestación eléctrica más cercana será la S.E. PIURA OESTE.

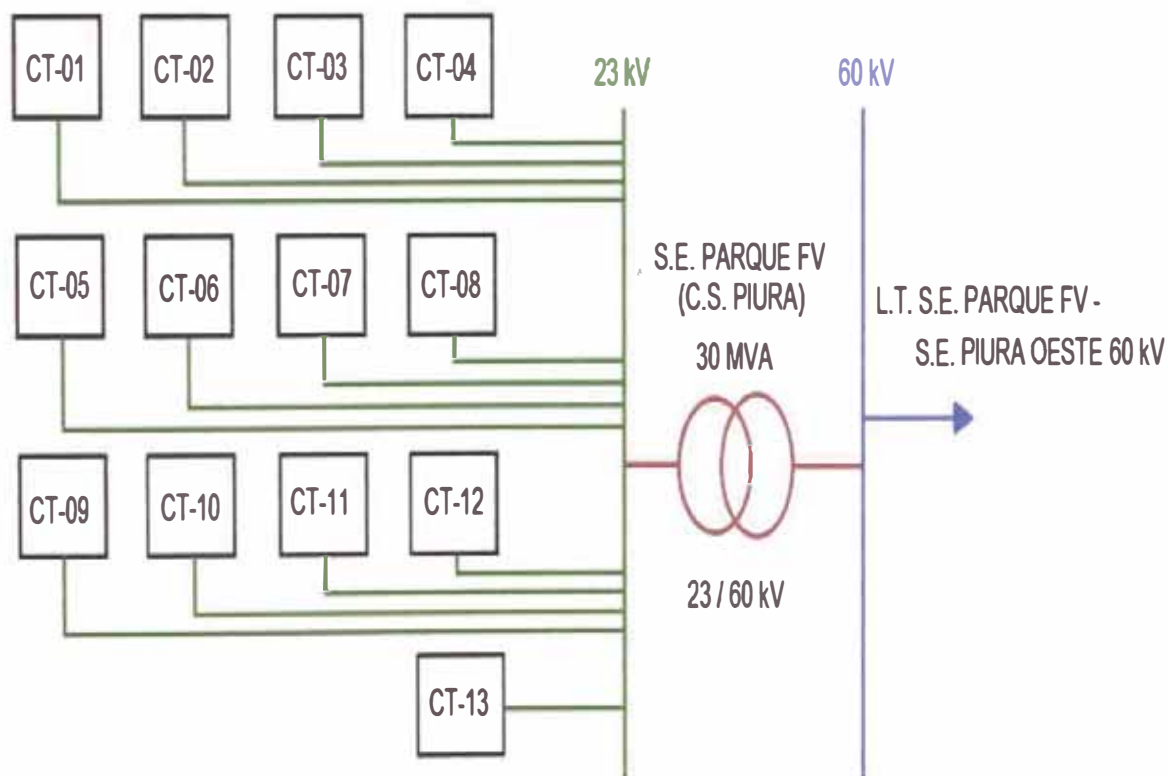


Figura 4.6 Esquema de la Central Solar Propuesta

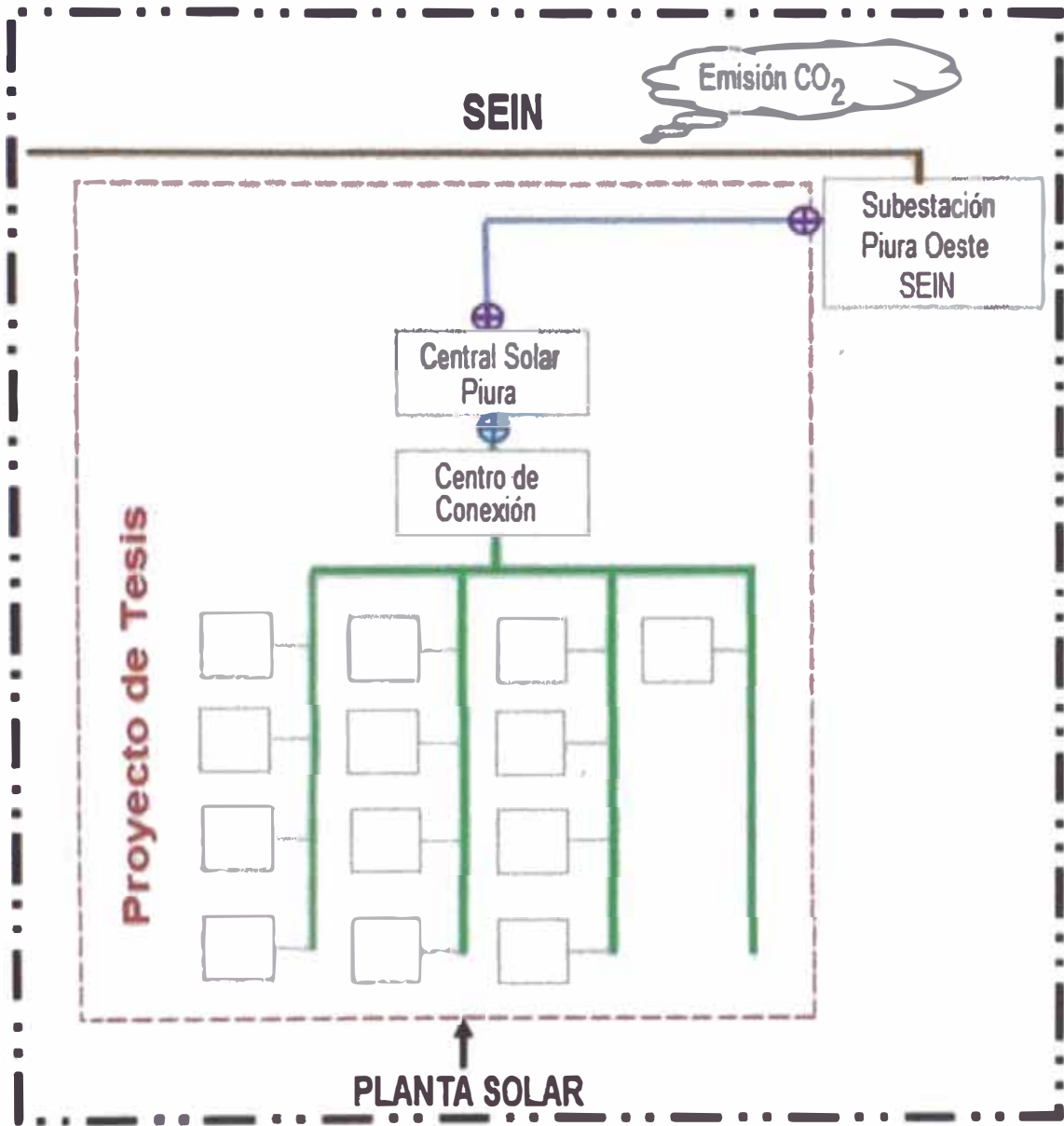


Figura 4.7 Diagrama Unifilar de la Central Solar Propuesta

4.9 CÁLCULO DE LOS CONDUCTORES ELÉCTRICOS DE LA CENTRAL SOLAR

4.9.1 Ramal Fotovoltaico conectado en Serie - Punto de Entrada del Inversor Solar

En la presente tesis, se definió la distribución de los módulos fotovoltaicos, para un inversor solar de 900 kVA tendría la siguiente distribución: para un ramal o "string" de 23 módulos FV conectados en serie, se conectarán al inversor 131 ramales en paralelo.

El ramal o "string" de 23 módulos fotovoltaicos conectados en serie, tendrá una caja de conexión en uno de sus extremos, dicho dispositivo será la salida (polo positivo y polo negativo) del ramal. En la siguiente figura se muestra el ramal conectado al eje de traslación horizontal del seguidor solar.

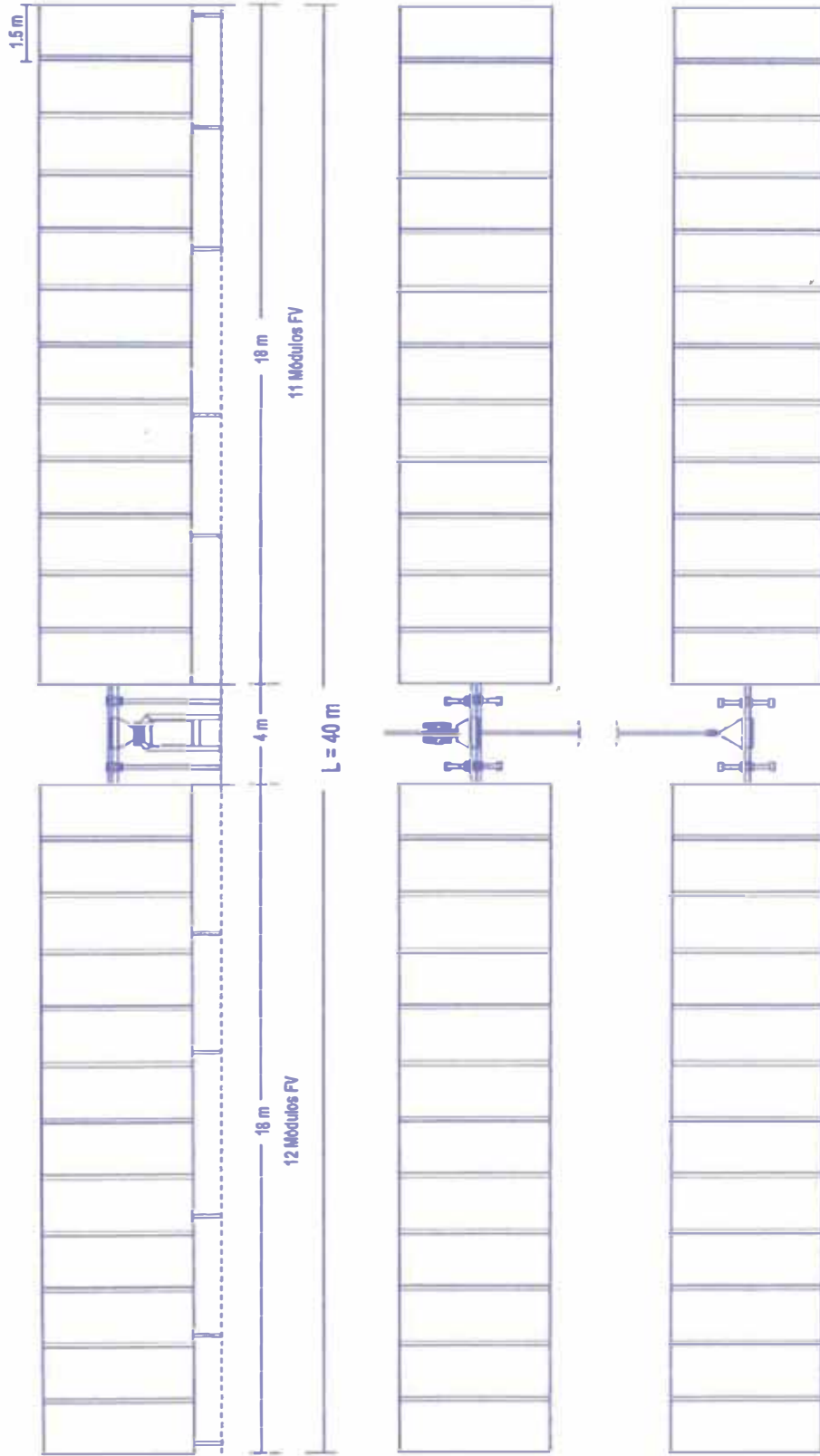


Figura 4.8 Ramal o "String" de 23 módulos FV conectados en Serie

De los 131 ramales o "string" conectados en paralelo, habrán 7 grupos de 16 ramales (SSM16, interconexión 16/16) y 1 grupo de 19 ramales (SSM16, interconexión 32/16). Para cada uno de los 8 grupos, se conectarán a una unidad de sub-distribuidor de corriente continua (Sunny String-Monitor) del Inversor Solar de 900 kVA.

En la siguiente figura se muestra el Diagrama de bloques del Sunny String-Monitor SSM16-21-BS-JP del Inversor Solar de 900 kVA.

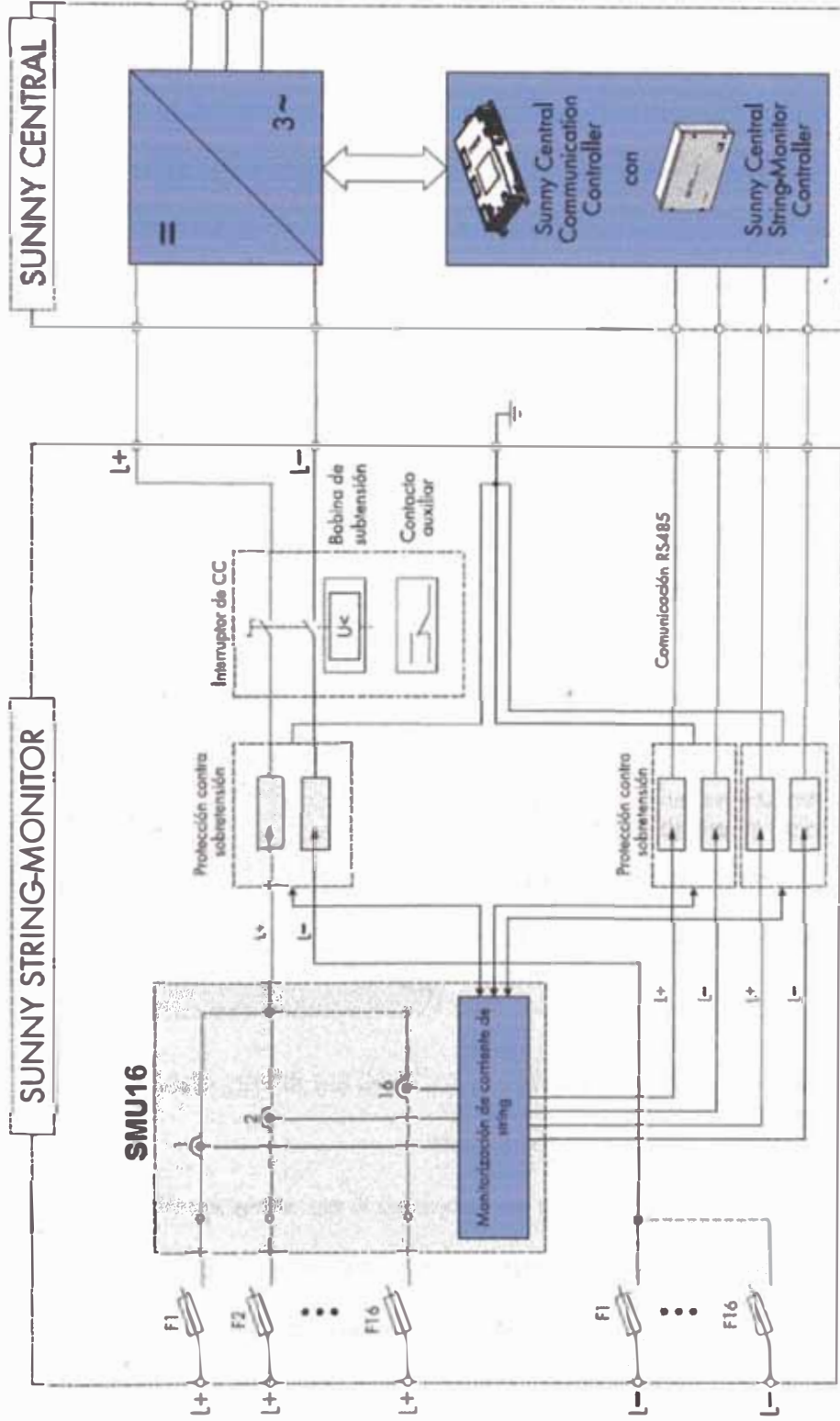


Figura 4.9 Diagrama de Bloques del Sunny String-Monitor SSM16-21-BS-JP con Interconexión 16/16

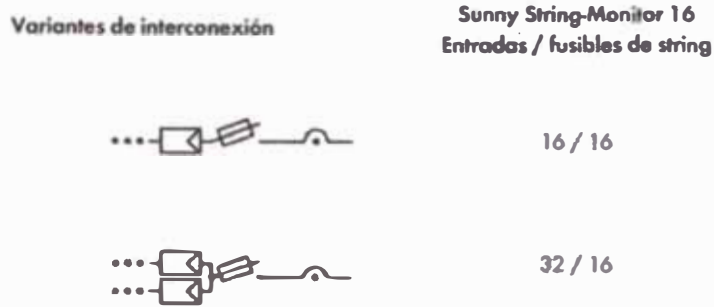


Figura 4.10 Variantes de Interconexión del SSM16

Luego, las 8 unidades de sub-distribuidores de corriente continua (Sunny String-Monitor SSM16) se conectarán al equipo distribuidor principal de corriente continua (Sunny Main Box).

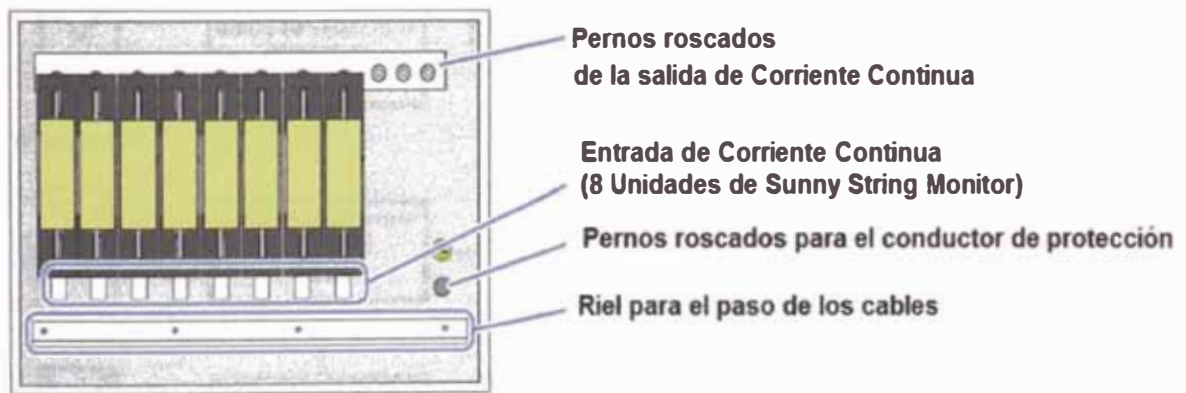


Figura 4.11 Vista Interior del Distribuidor Principal de Corriente Continua (Sunny Main Box)

Finalmente, las 8 unidades de salida DC del distribuidor principal se conectarán a las 8 entradas DC del Inversor Solar de 900 kVA. En la siguiente figura, se muestra el esquema del punto de conexión de los ramales en paralelo hasta el punto de entrada del inversor solar.

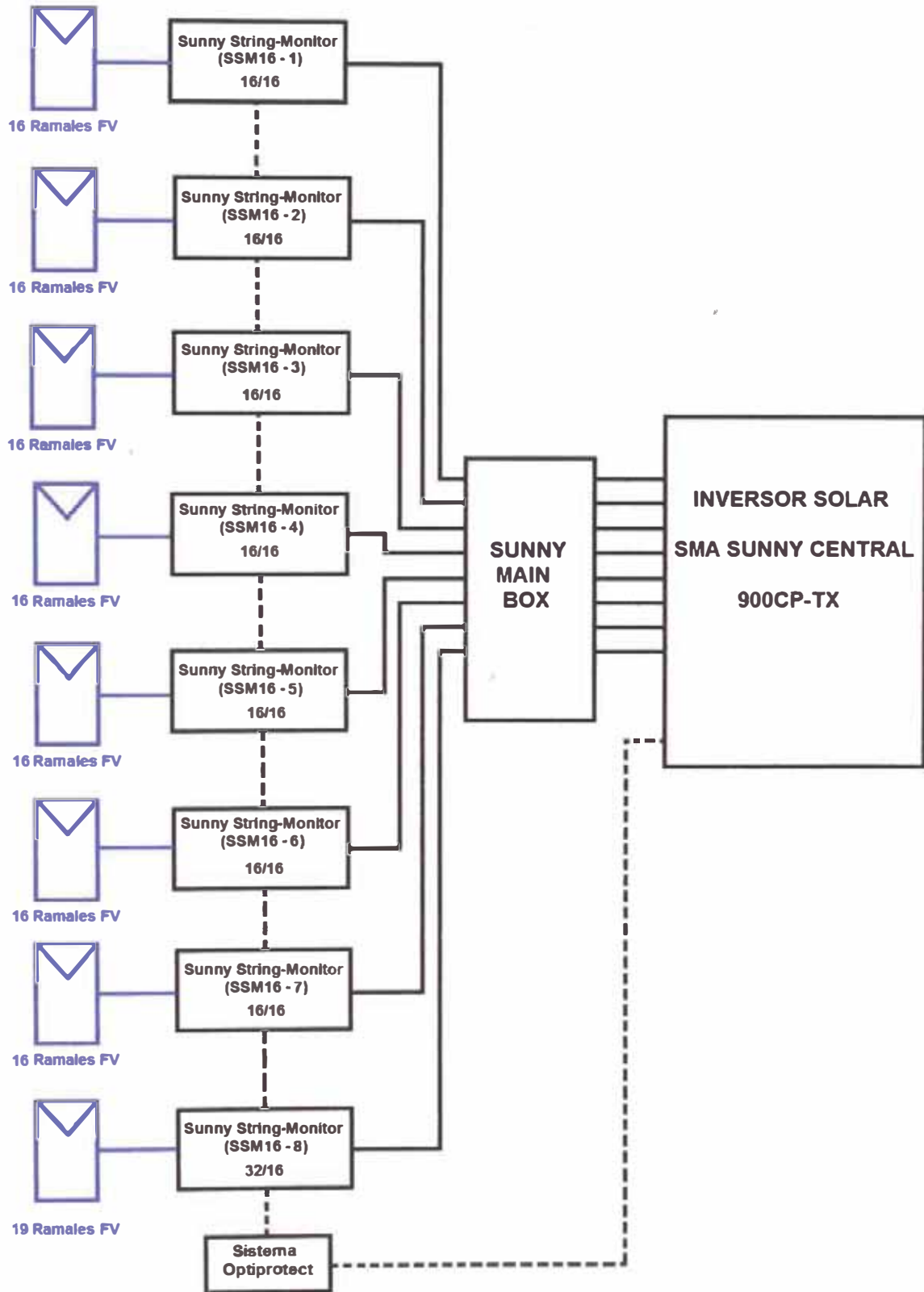


Figura 4.12 Esquema de Conexión de los Ramales FV hacia el Inversor Solar

En la siguiente tabla, se muestra las características de un módulo FV e inversor solar seleccionado:

Tabla 4.12 Características del Módulo FV e Inversor Solar Seleccionados

Módulo Solar FV		Inversor Solar	
Orange Solar Power	XMB60/300	SMA SUNNY CENTRAL	900CP-TX
V_{oc} (en V)	39.90	P_{inv} (en kW)	900.00
$V_{P_{max}}$ o M_P (en V)	33.96	P_{inv} (en W)	900,000.00
$I_{P_{max}}$ (en A)	8.76	Cantidad de Inver. (und.)	25
I_{sc} (en A)	9.51	Eficiencia (%)	98.60
ΔV^+ (en V)	7.91	Entrada	
ΔV^- (en V)	-0.92	$P_{DC \text{ max.}}$ (con $\cos\phi=1$) (en kW)	1,010.00
$(\alpha \text{ o } \alpha U_{Voc}) - (\% / ^\circ C)$	-0.3050	$V_{Max.inversor}$ (en V)	1,000.00
$(\gamma \text{ o } \alpha U_{P_{max}}) - (\% / ^\circ C)$	-0.3900	$V_{min.inversor}$ (en V)	596.00
$(\beta \text{ o } \alpha I_{sc}) - (\% / ^\circ C)$	-0.0450	$I_{Max.inversor}$ (en A)	1,400.00
T_{min} ($^\circ C$)	-40.00		
T_{max} ($^\circ C$)	85.00		
ΔT^+ ($^\circ C$)	60.00		
ΔT^- ($^\circ C$)	-65.00		
V_M (en V)	47.81		
V_m (en V)	33.04		
NOCT Avg (+/-2 $^\circ C$)	46.00		

Para cada ramal (23 módulos en serie) se tendría las siguientes características:

$$V_{ramal} = 23 \cdot V_{MP} = 23 \cdot 33.96 = 781.08 V_{DC}$$

$$I_{ramal} = 8.76 A_{DC}$$

$$I_{CC,ramal} = 9.51 A_{DC}$$

$$P_{ramal} = 6,842.26 W$$

De acuerdo a lo indicado en la siguiente tabla, cuyo contenido proviene del NEC (National Electrical Code), aplicamos al voltaje de circuito abierto del ramal un factor de corrección de 1.06 (respecto a la temperatura ambiental promedio mínima del emplazamiento de 13.9 $^\circ C$).

Tabla 4.13 Tabla 690.7 del NEC (National Electric Code) – Voltage Correction

Factors of Crystalline and Multicrystalline Silicon Modules

Correction Factors for Ambient Temperatures Below 25°C (77°F) (Multiply the rated open circuit voltage by the appropriate correction factor shown below)		
Temperatura del Ambiente (°C)	Factor	Temperatura del Ambiente (°F)
24 a 20	1.02	76 a 68
19 a 15	1.04	67 a 59
14 a 10	1.06	58 a 50
9 a 5	1.08	49 a 41
4 a 0	1.10	40 a 32
-1 a -5	1.12	31 a 23
-6 a -10	1.14	22 a 14
-11 a -15	1.16	13 a 5
-16 a -20	1.18	4 a -4
-21 a -25	1.20	-5 a -13
-26 a -30	1.21	-14 a -22
-31 a -35	1.23	-23 a -31
-36 a -40	1.25	-32 a -40

$$V_{OC,ramal} = 23 \cdot 39.9 \cdot 1.06 = 972.76 V_{DC}$$

El máximo voltaje del inversor es de 1000 V_{DC} y se conectarán 131 ramales de 23 módulos FV cada uno. En total, se conectarán a cada inversor solar la cantidad de 3,013 módulos FV. La potencia de entrada al inversor ($P_{131 \text{ ramales}}$) será:

$$P_{131 \text{ ramales}} = 131 \cdot 6,842.26 W = 896,336.06 W \approx 0.90 MW$$

$$I_{entrada \text{ al inversor}} = (8 \cdot 15 + 1 \cdot 11) \cdot 8.76 A_{DC} = 1,147.56 A_{DC}$$

Como la eficiencia del inversor solar es de 98.6 %, entonces su potencia de salida será:

$$P_{salida \text{ inversor}} = 0.986 \cdot 0.90 MW = 0.887 MW \approx 0.89 MW$$

4.9.1.1 Tramo: Módulos FV conectados en Serie - Caja de Conexión del Ramal FV

Estará comprendido entre la salida de los 23 módulos FV conectados en serie y una caja de conexión donde llegarán las 2 salidas del ramal de 23 módulos FV conectados en serie. En dicha caja de conexión se alojarán los elementos de protección como fusible, seccionador y protector de sobretensiones. Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor (en m), se tomará como longitud del cable la distancia del módulo más alejado hasta la caja de conexión del ramal, 40 m.
- $I_{cc,ramal}$ es la corriente máxima que va a circular por los conductores del ramal de 23 módulos FV conectados en serie y es la de cortocircuito de los módulos FV, 9.51 A.
- La caída de tensión “ ΔV ”, según el volumen V (Sistema de Utilización) del Código Nacional de Electricidad (CNE-2006), los conductores alimentadores deberán ser dimensionados para que la caída de tensión no sea mayor del 2.5% ($\Delta V(\%) \leq 2.5\%$). En cada ramal, la tensión del ramal será:

$$V_{ramal} = 23 \cdot V_{MP} = 23 \cdot 33.96 = 781.08 V_{DC}$$



- La conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso se utilizará cobre y su conductividad es: $\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cálculo de la sección mínima del conductor en el ramal de 23 módulos FV conectados en serie será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC,ramal}}{\Delta V(\%) \cdot V_{ramal} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 40 \cdot 9.51}{2.5\% \cdot 781.08 \cdot 56} = 0.6957 \text{ mm}^2$$

En la siguiente tabla, se muestra la información de la capacidad de corriente para un cable multipolar o un sistema de cables unipolares con aislamiento termoplástico, tendidos y funcionando al aire libre.

Tabla 4.14 Tabla 4-XVI del Volumen V del Código Nacional de Electricidad (CNE-2006)

Sección Nominal	0.6/1 kV			
	1 Conductor		2 conductores (Bipolar)	3 y 4 conductores (Tripolar) (Tetrapolar)
	Corriente alterna Cable sin armadura			
	Plano 	Triángulo (triplex) 		
mm ²	A	A	A	A
1.5	24	19.5	19.5	17.5
2.5	32	26	26	24
4	43	35	35	32
6	54	46	46	41
10	74	63	63	57
16	98	85	85	76
25	130	112	112	101
35	161	138	138	125
50	196	168	168	151
70	250	213	213	192
95	306	258	258	232
120	356	299	299	269
150	408	344	344	309
185	470	392	392	353
240	562	461	461	415
300	646	523	-	460
400	778	626	-	533
500	895	713	-	-

De la tabla anterior, la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 1.5 mm². La corriente máxima admisible del conductor del tipo 0.6/1kV de 1 mm² y de 2 fases, es de 19.5 A. Como conductor comercial, será NYY (80°)-C FB 0.6/1kV marca INDECO, material de cobre (clase 5), aislamiento compuesto de PVC, de sección 1.5 mm², flexible y de 2 fases (al aire, 30°C), su corriente admisible es de 18 A. En la siguiente figura, se muestra los datos técnicos del conductor comercial.

Datos Técnicos NYY(80°)-C FB 0,6/1 kV

Nro.Fases	Sección [mm ²]	Diam. Conductor [mm]	Mín. espes. Aislam. [mm]	Diam. Nom. Exterior [mm]	Peso aprox. [kg/km]	Amperaje aire 30°C [A]
2	1,5	1,52	0,8	10,3	137	18
2	6	3,05	1,0	14,2	302	40
2	10	4,29	1,0	16,7	447	54
3	1,5	1,52	0,8	9,6	125	16
3	2,5	1,97	0,8	10,5	165	23
3	4	2,49	1,0	12,6	244	31



Figura 4.13 Datos Técnicos del Conductor NYY (80°)-C FB 0.6/1kV (INDECO)

4.9.1.2 Tramo: Caja de Conexión del Ramal – Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor)

Estará comprendido entre cada caja de conexión del ramal de 23 módulos FV en serie hasta el sub-distribuidor de corriente continua. Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor (en m), se tomará como longitud del cable la distancia entre la caja de conexión del ramal más alejada y el Sunny String-Monitor, 150 m.
- $I_{cc,ramal}$ es la corriente máxima que va a circular por los conductores de cada ramal de 23 módulos FV conectados en serie y es la de cortocircuito de los módulos FV, 9.51 A.
- La caída de tensión “ ΔV ”: $\Delta V(\%) \leq 2.5\%$ y en cada ramal, la tensión del ramal será: $V_{ramal} = 23 \cdot V_{MP} = 23 \cdot 33.96 = 781.08 V_{DC}$
- La conductividad del cobre es: $\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cálculo de la sección mínima del conductor en este tramo será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC,ramal}}{\Delta V(\%) \cdot V_{ramal} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 150 \cdot 9.51}{2.5\% \cdot 781.08 \cdot 56} = 2.6090 \text{ mm}^2$$

De la tabla 4-XVI del Volumen V del Código Nacional de Electricidad (CNE-2006), la sección normalizada inmediatamente superior a la calculada es de 4 mm². La corriente máxima admisible del conductor del tipo 0.6/1kV de 4 mm² y de 2 fases, es de 35 A. Como conductor comercial, será NYY FLEX 0.6/1kV marca CEPER, material de cobre electrolítico temple suave, aislamiento de PVC, de sección 4 mm², flexible y de 2 fases (enterrado 70 cm, 25°C), su corriente admisible es de 56 A. En la siguiente figura, se muestra los datos técnicos del conductor comercial.

Sección Nominal (mm ²) Forma de Conductor	Hilos/ Conductor	Espesor Nominal (mm)		Diámetro Exterior Nominal (mm)		Peso Total Aproximado (kg/km)
		Aislante Fase	Cubierta	Diámetro Fase	Cable Total	
2-1x2.5	47	0,8	1,4	7,0	7x14	134
2-1x4	46	1,0	1,4	8,0	8x16	184
2-1x6	70	1,0	1,4	9,0	9x18	240

Sección Nominal Fase/neutro (mm ²)	Resistencia Conductor Fase (Ohm/km)		Reactancia Inductiva (Ohm/Km a 60 Hz)	Capacidad de Corriente (A)	
	c.c. a 20°C	ca. a 90°C		Aire Libre 30°C	Enterrado 25°C
2-1x2.5	7.98	10.17	0,179	31	43
2-1x4	4.95	6.311	0,167	41	56
2-1x6	3.3	4.207	0,157	52	70

Descripción cable:
1. Conductor de cobre
2. Aislamiento
3. Cubierta exterior
4. Encintado

Figura 4.14 Datos Técnicos del Conductor NYY FLEX 0.6/1kV (de 2 fases, CEPER)

4.9.1.3 Tramo: Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor) –

Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box)

Estará comprendido entre cada sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor, 7 unidades 16/16 y 1 unidad 32/16) hasta el distribuidor principal DC (Sunny Main Box).

Para SSM de 16 entradas, los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor (en m), se tomará como longitud del cable la distancia entre el Sunny String-Monitor más alejado y el distribuidor principal (Sunny Main Box), 876 m.
- $I_{CC,16ramales}$ es la corriente máxima que va a circular por el conductor de salida de cada Sunny String-Monitor, como son 16 ramales conectados a cada Sunny String-Monitor:

$$I_{CC,16ramales} = 16 \cdot I_{CC,ramal} = 16 \cdot 9.51 = 152.16 \text{ A}$$

- La caída de tensión “ ΔV ”: $\Delta V(\%) \leq 2.5\%$ y en cada ramal, la tensión del ramal será: $V_{ramal} = 23 \cdot V_{MP} = 23 \cdot 33.96 = 781.08 V_{DC}$
- La conductividad del cobre es: $\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cálculo de la sección mínima del conductor en este tramo será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC,16ramales}}{\Delta V(\%) \cdot V_{ramal} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 876 \cdot 152.16}{2.5\% \cdot 781.08 \cdot 56} = 243.7873 \text{ mm}^2$$

Mediante catálogo de proveedor, será NYY FLEX 0.6/1kV marca CEPER, material de cobre electrolítico temple suave, aislamiento de PVC, de sección 300 mm², flexible y de 2 fases (enterrado 70 cm, 25°C), su corriente admisible es de 606 A. En la siguiente figura, se muestra los datos técnicos del conductor comercial.

Sección Nominal (mm ²) Forma de Conductor	Hilos/ Conductor	Espesor Nominal (mm)		Diámetro Exterior Nominal (mm)		Peso Total Aproximado (kg/km)
		Aislante Fase	Cubierta	Diámetro Fase	Cable Total	
2-1x185	1323	2.0	1.7	29.0	29x58	4020
2-1x240	1764	2.2	1.8	33.0	33x66	5270
2-1x300	2205	2.4	1.9	36.0	36x72	6520
2-1x400	2926	2.6	2.0	42.0	42x84	8580
2-1x500	3724	2.8	2.1	46.0	46x92	10790

Sección Nominal Fase/neutro (mm ²)	Resistencia Conductor Fase (Ohm/km)		Reactancia Inductiva (Ohm/Km a 60 Hz)	Capacidad de Corriente (A)	
	c.c. a 20°C	c.a. a 90°C		Aire Libre 30°C	Enterrado 25°C 0,9 °K-m/W
2-1x185	0.106	0.137	0,115	464	467
2-1x240	0.0801	0.105	0,113	553	540
2-1x300	0.0641	0.085	0,112	636	606
2-1x400	0.0486	0.065	0,111	742	686
2-1x500	0.0384	0.053	0,110	851	768

Figura 4.15 Datos Técnicos del Conductor NYY FLEX 0.6/1kV (de 2 fases, CEPER)

Para SSM de 19 entradas, los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor (en m), se tomará como longitud del cable la distancia entre el Sunny String-Monitor más alejado y el distribuidor principal (Sunny Main Box), 250 m.
- $I_{CC,19ramales}$ es la corriente máxima que va a circular por el conductor de salida de cada Sunny String-Monitor, como son 19 ramales conectados a cada Sunny String-Monitor:

$$I_{CC,19ramales} = 19 \cdot I_{CC,ramal} = 19 \cdot 9.51 = 180.69 \text{ A}$$

- La caída de tensión “ ΔV ”: $\Delta V(\%) \leq 2.5\%$ y en cada ramal, la tensión del ramal será: $V_{ramal} = 23 \cdot V_{MP} = 23 \cdot 33.96 = 781.08 \text{ V}_{DC}$
- La conductividad del cobre es: $\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cálculo de la sección mínima del conductor en este tramo será:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I_{CC,19ramales}}{\Delta V(\%) \cdot V_{ramal} \cdot \sigma} = \frac{2 \cdot 250 \cdot 180.69}{2.5\% \cdot 781.08 \cdot 56} = 82.6191 \text{ mm}^2$$

Mediante catálogo de proveedor, será NYY FLEX 0.6/1kV marca CEPER, material de cobre electrolítico temple suave, aislamiento de PVC, de sección 95 mm^2 , flexible y de 2 fases (enterrado 70 cm, 25°C), su corriente admisible es de 325 A. En la siguiente figura, se muestra los datos técnicos del conductor comercial.

Sección Nominal (mm ²) Forma de Conductor	Hilos/ Conductor	Espesor Nominal (mm)		Diámetro Exterior Nominal (mm)		Peso Total Aproximado (kg/km)
		Aislante Fase	Cubierta	Diámetro Fase	Cable Total	
2-1x70	513	1,4	1,4	19,0	19x38	1640
2-1x95	684	1,6	1,5	22,0	22x44	2160
2-1x120	874	1,6	1,5	24,0	24x48	2670

Sección Nominal Fase/neutro (mm ²)	Resistencia Conductor Fase (Ohm/km)		Reactancia Inductiva (Ohm/Km a 60 Hz)	Capacidad de Corriente (A)	
	c.c. a 20°C	c.a. a 90°C		Aire Libre 30°C	Enterrado 25°C 0,9 °K-m/W
2-1x70	0.272	0.347	0,121	241	272
2-1x95	0.206	0.263	0,118	300	325
2-1x120	0.161	0.206	0,116	349	370

Figura 4.16 Datos Técnicos del Conductor NYY FLEX 0.6/1kV (de 2 fases, CEPER)

4.9.1.4 Tramo: Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box) – Inversor

Solar de 900 kVA

Como la conexión de los 8 conductores de salida DC del Sunny Main Box es hacia las 8 entradas DC del Inversor y además, no se presenta ninguna variación en este tramo, se considerará que la sección del conductor será NYY FLEX 0.6/1kV marca CEPER, material de cobre electrolítico temple suave, aislamiento de PVC, de sección 300 mm², flexible y de 2 fases (enterrado 70 cm, 25°C), su corriente admisible es de 606 A.

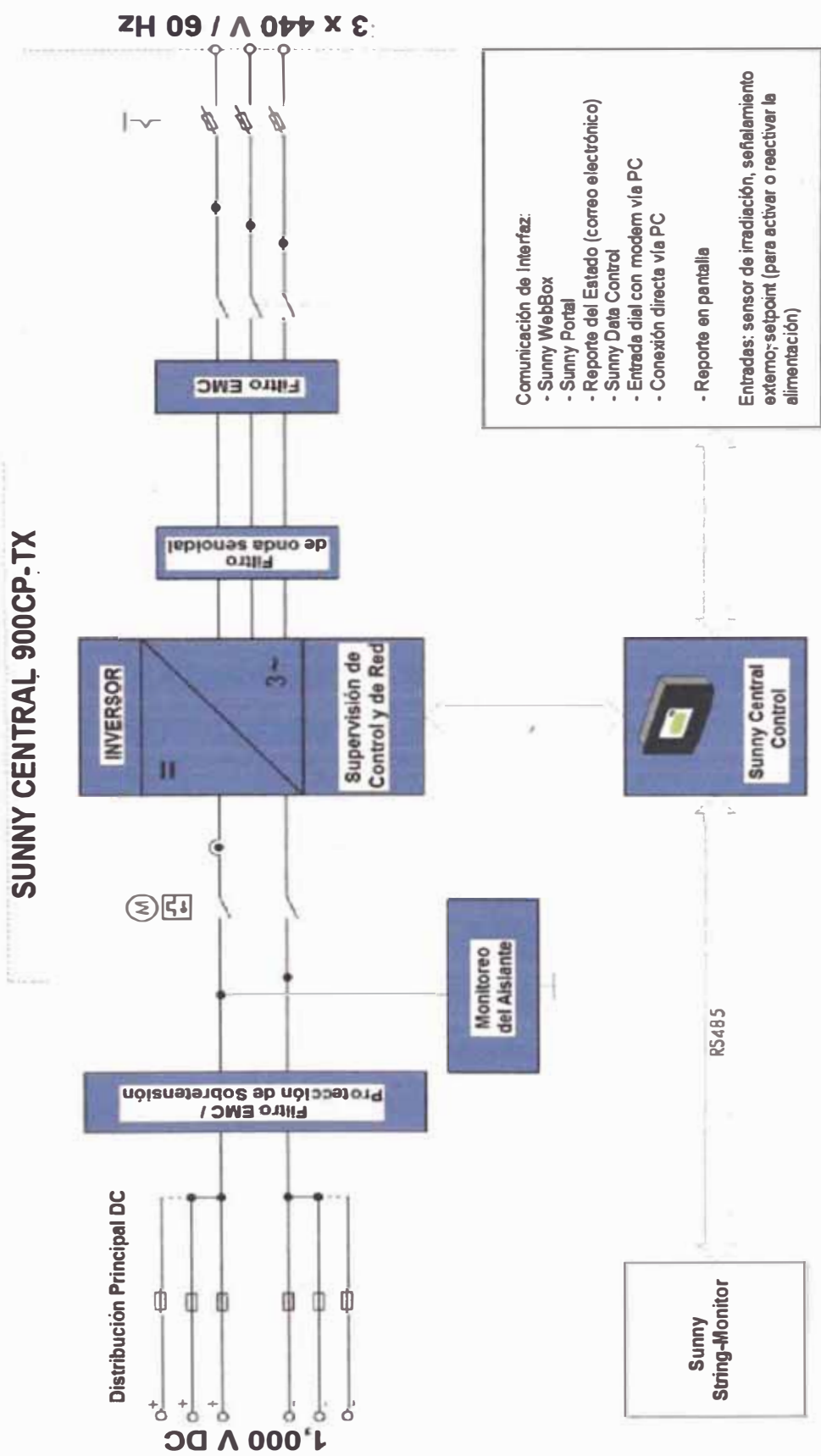


Figura 4.17 Esquema de Control del Inversor Solar de 900 kVA

4.9.2 Inversor Central - Punto de conexión del Transformador de Distribución (del Centro de Transformación)

Estará comprendido entre la salida trifásica (AC) del inversor solar hasta el punto de conexión del transformador de distribución (del Centro de Transformación), este tramo será en corriente alterna. Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo son:

- L es la longitud del conductor (en m), se tomará como longitud del cable la distancia entre la salida AC del inversor solar y el punto primario del transformador de distribución, 50 m.
- La tensión de salida AC del inversor es de 405 V.
- La intensidad en el punto de máxima potencia del inversor es:

$$I_{m\acute{a}x} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{900,000}{\sqrt{3} \cdot 405 \cdot 0.99} = 1,295.96 \text{ A}$$

- La caída de tensión " ΔV ", según el volumen V (Sistema de Utilización) del Código Nacional de Electricidad (CNE-2006), los conductores alimentadores deberán ser dimensionados para que la caída de tensión no sea mayor del 2.5% ($\Delta V(\%) \leq 2.5\%$). Para la salida AC del inversor solar:

$$\Delta V = \Delta V(\%) \cdot V_{salidaAC, inversor} = 2.5 \cdot 0.01 \cdot 405 = 10.13 \text{ V}_{AC}$$

- La conductividad del elemento que forma el conductor, en este caso se utilizará cobre y su conductividad es: $\sigma = 56 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cálculo de la sección mínima del conductor para este tramo será:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos \varphi}{\Delta V \cdot \sigma} = \frac{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 1,295.96 \cdot 0.99}{10.13 \cdot 56} = 195.86 \text{ mm}^2$$

Como este tramo es de un nivel de baja tensión, mediante catálogo de proveedor, será NYY FLEX 0.6/1kV marca CEPER, material de cobre electrolítico temple suave, aislamiento de PVC, de sección 240 mm², flexible y de 3 fases (enterrado 70 cm, 25°C), su corriente admisible es de 540 A. En la siguiente figura, se muestra los datos técnicos del conductor comercial.

Sección Nominal (mm ²) Forma de Conductor	Hilos/ Conductor	Espesor Nominal (mm)		Diámetro Exterior Nominal (mm)		Peso Total Aproximado (kg/km)
		Aislante Fase	Cubierta	Diámetro Fase	Cable Total	
3-1x150	1078	1,8	1,6	27,0	27x81	4935
3-1x185	1323	2,0	1,7	29,0	29x87	6030
3-1x240	1764	2,2	1,8	33,0	33x99	7905
3-1x300	2205	2,4	1,9	36,0	36x108	9780

Sección Nominal Fase/neutro (mm ²)	Resistencia Conductor Fase (Ohm/km)		Reactancia Inductiva (Ohm/Km a 60 Hz)	Capacidad de Corriente (A)	
	c.c. a 20°C	c.a. a 90°C		Aire Libre 30°C	Enterrado 25°C 0,9 °K-m/W
3-1x150	0.129	0.166	0,116	402	415
3-1x185	0.106	0.137	0,115	464	467
3-1x240	0.0801	0.105	0,113	553	540
3-1x300	0.0641	0.085	0,112	636	606

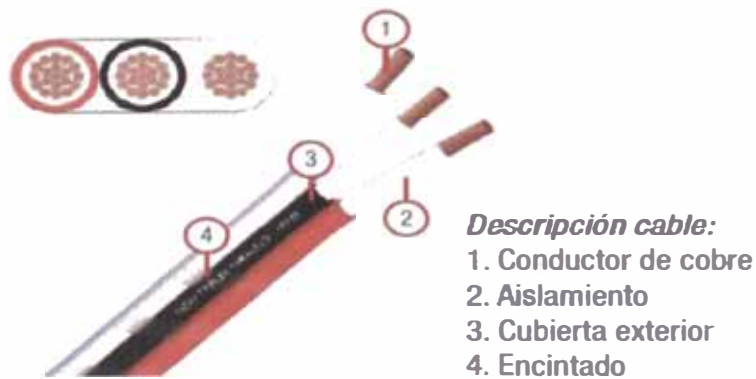


Figura 4.18 Datos Técnicos del Conductor NYY FLEX 0.6/1kV (de 3 fases, CEPER)

Para la central solar propuesta en la tesis, en la parte del centro de transformación (C.T.), el transformador de distribución es del tipo 3 devanados y se conectarán a 2 inversores solares de 900 kVA, En la siguiente figura se muestra la configuración del C.T.

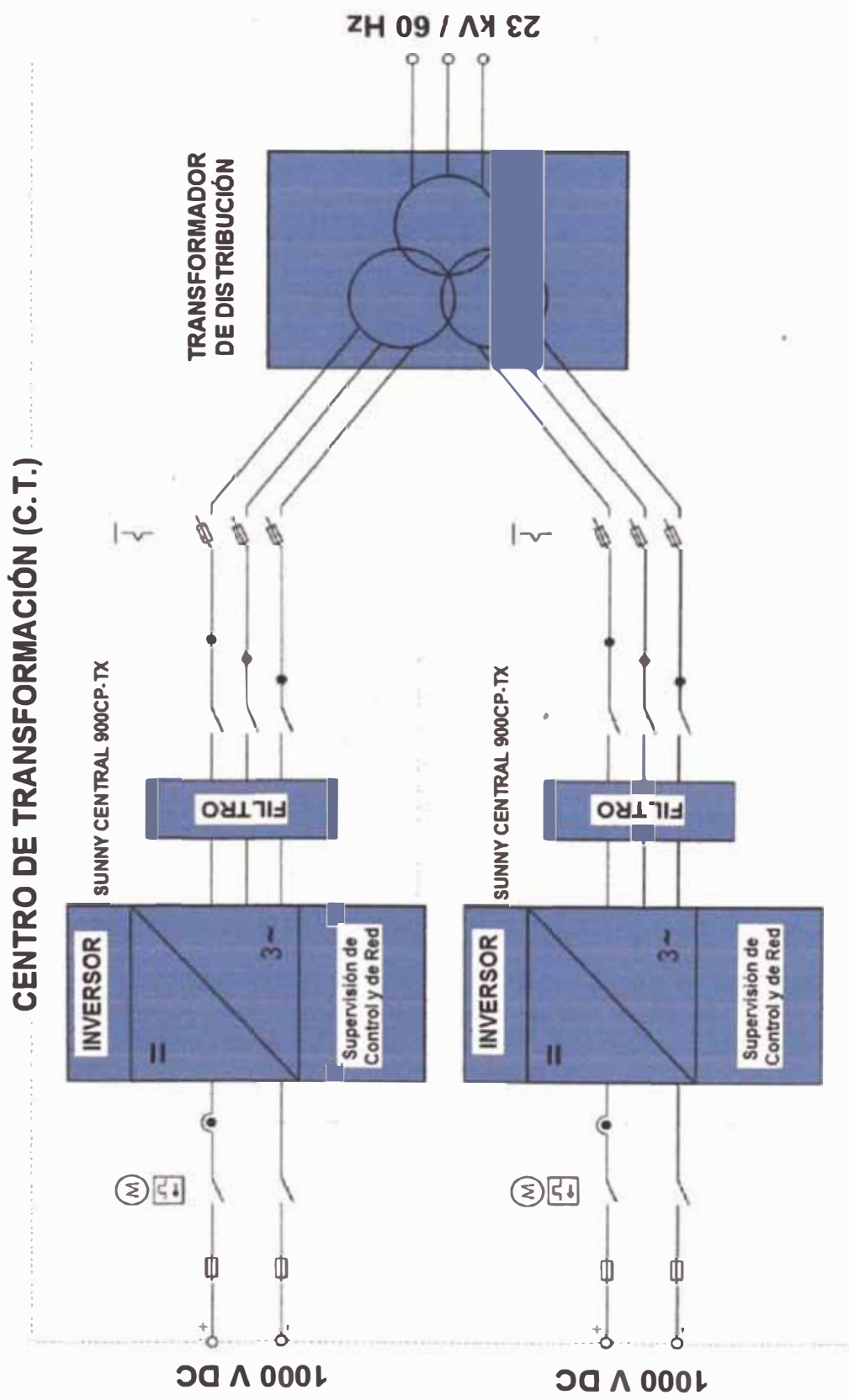


Figura 4.19 Esquema para cada Centro de Transformación (C.T.)

4.9.2.1 Características del Transformador de Distribución

Las características del transformador de distribución son:

- El transformador de distribución puede ser tanto un transformador sumergido en líquido como un transformador seco.
- En la siguiente figura, se muestra el nivel de tensión del devanado de baja tensión del transformador, para el inversor solar, la tensión puede alcanzar un nivel máximo de $\pm 1,600$ V a tierra.

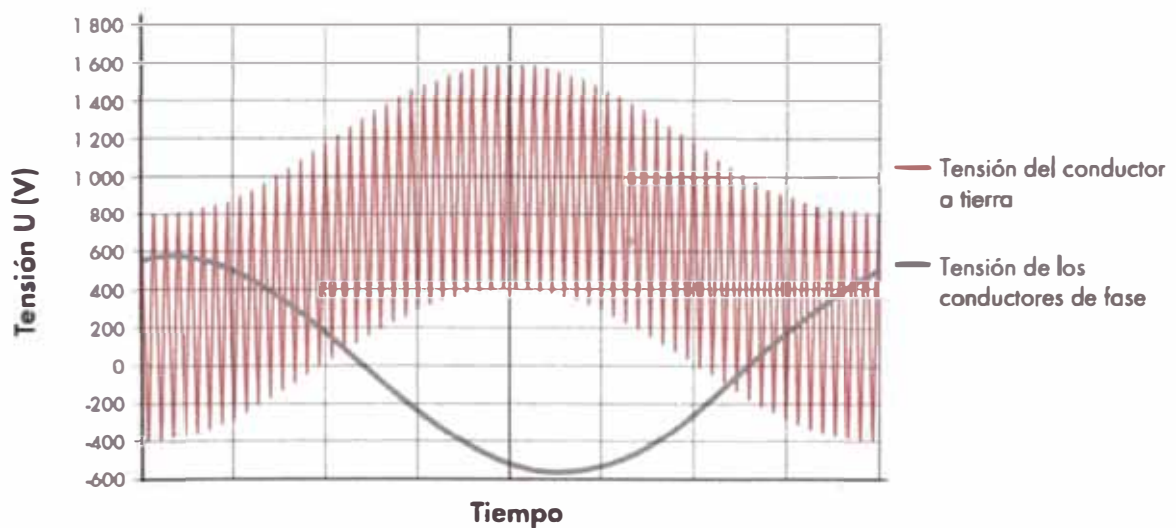


Figura 4.20 Nivel de Tensión del devanado de baja tensión del transformador de distribución

- En el devanado de baja tensión, presenta una pendiente de tensión dU/dt de hasta 500 V/ μ s a tierra.
- En la siguiente tabla, muestra las condiciones de operación entre el Inversor Solar y el transformador de distribución.

Tabla 4.15 Condiciones de operación entre el inversor y el transformador de distribución

Descripción	
Tensión de salida AC de baja tensión (inversor solar) del transformador de distribución	405 V
Corriente de salida AC a 25°C	1,411 A
Corriente de salida AC a 40°C	1,335 A
Corriente de salida AC a 50°C	1,283 A
Valor mínimo absoluto de la tensión relativa de cortocircuito	4.0 %
Valor Nominal de la tensión de cortocircuito	6.0 %
Valor máximo absoluto de la tensión relativa de cortocircuito	7.0 %

- El transformador de distribución es un transformador de 3 devanados, se compone de un devanado de alta tensión y 2 devanados de baja tensión.
- En la siguiente figura, se muestra la estructura del transformador de 3 devanados de tipo LHL (Low-High-Low), el devanado de alta tensión se encuentra entre los 2 devanados de baja tensión.

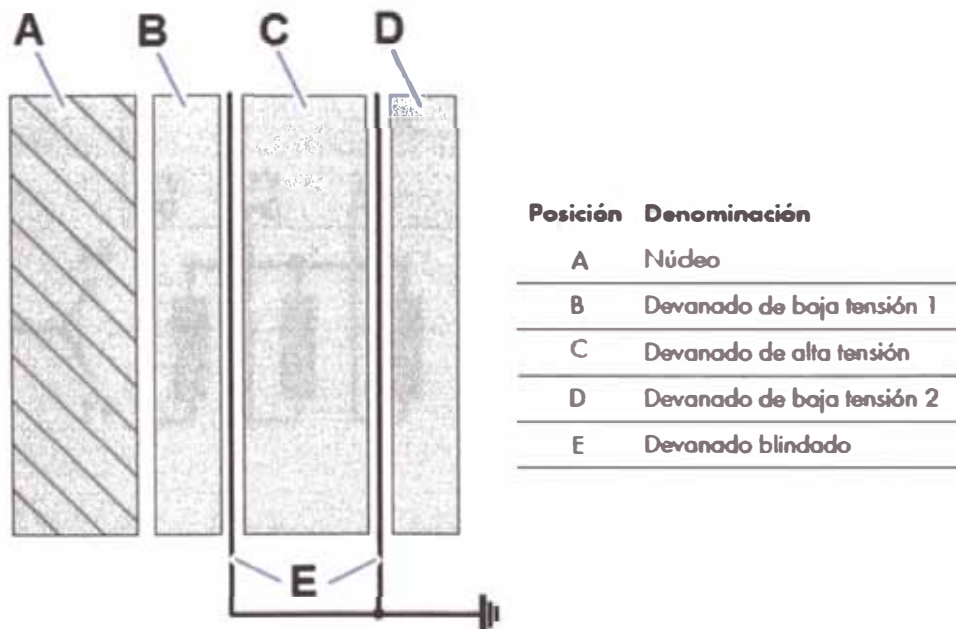


Figura 4.21 Estructura del Transformador de 3 Devanados

- En la siguiente tabla, se muestra los grupos de conexiones para punto neutro en el transformador de distribución.

Tabla 4.16 Grupos de conexiones para punto neutro en el Transformador de Distribución

Punto neutro aislado en el lado de media tensión	Compensación de fallo a tierra en el lado de media tensión	Punto neutro conectado a tierra, de baja impedancia
Dy11y11	YNy0y0	YNy0y0

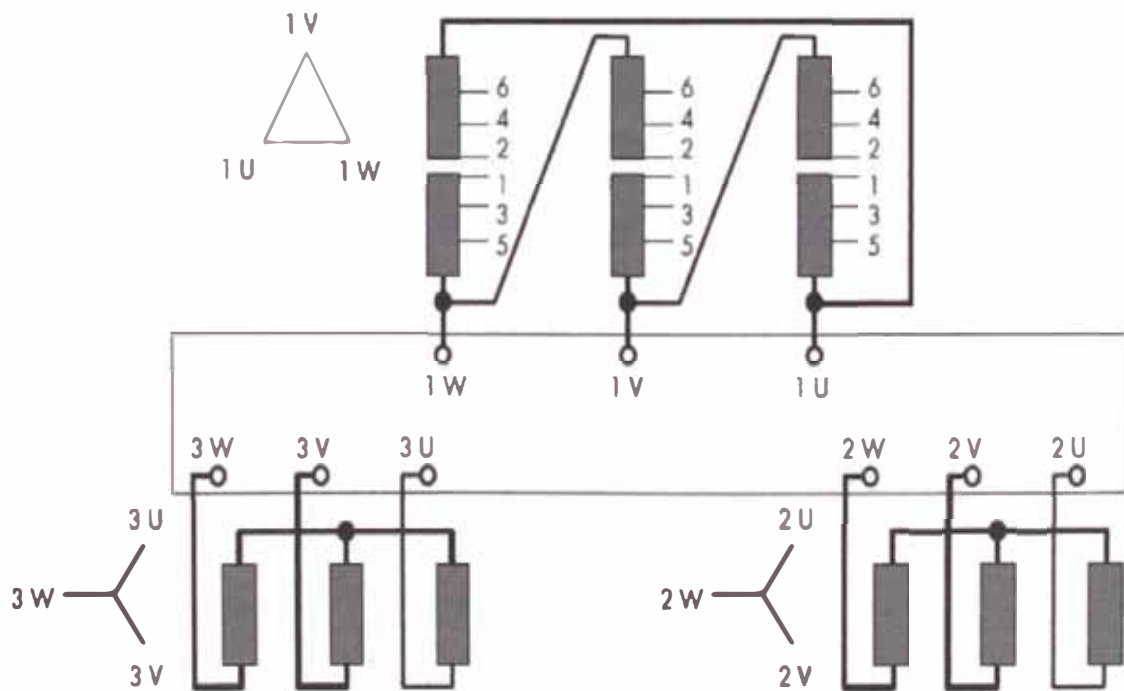


Figura 4.22 Esquema del Transformador de 3 Devanados

- La diferencia de las tensiones relativas de cortocircuito entre el punto de conexión a la red del transformador de distribución y los puntos de conexión a la red de los 2 inversores no debe superar el 2.0%. El valor absoluto de la tensión relativa de cortocircuito entre los dos devanados de baja tensión debe ser superior al 8.0%.

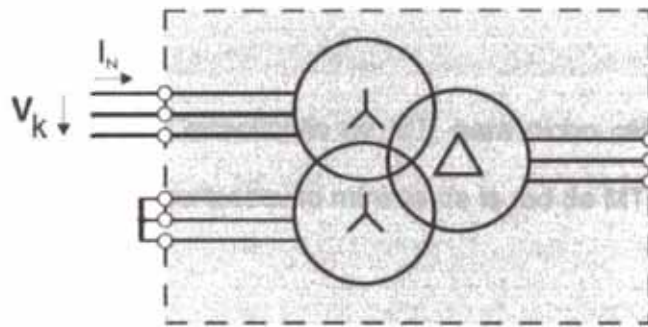


Figura 4.23 Esquema para determinar la tensión de cortocircuito en el transformador de 3 devanados

4.9.2.2 Cálculo del Centro de Transformación (C.T.)

La intensidad primaria (MT) en el transformador de distribución trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S_{trafo\ dist}}{\sqrt{3} \cdot V_{p,td}} = \frac{2,000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 23\ kV} = 50.2044\ A$$

Donde:

“ $S_{trafo\ dist}$ ” es la potencia aparente del transformador de distribución (2 MVA)

“ $V_{p,td}$ ” es la tensión de MT del transformador de distribución (23 kV)

La intensidad secundaria (BT) en el transformador de distribución trifásico viene dada por la expresión:

$$I_S = \frac{S_{trafo\ dist}}{\sqrt{3} \cdot V_{s,td}} = \frac{2,000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 0.44\ kV} = 2,624.3194\ A$$

Donde:

“ $V_{s,td}$ ” es la tensión de BT del transformador de distribución (440 V)

Intensidad de Cortocircuito de MT, para dicho cálculo se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito mínima de la red de MT (22.9 kV), el valor es 250 MVA.

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc,td}}{\sqrt{3} \cdot V_{P,td}} = \frac{250,000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 23\ kV} = 6.2755\ kA$$

Donde:

“ $S_{cc,td}$ ” es la potencia de cortocircuito mínima de la red de MT (en este caso: 250 MVA)

“ $V_{P,td}$ ” es la tensión de servicio del transformador de distribución (en este caso: 23 kV)

Intensidad de Cortocircuito de BT, el cálculo será:

$$I_{ccs} = \frac{S_{trafo\ dist}}{\sqrt{3} \cdot V_{s,td} \cdot V_{cc,trafo}(\%)} = \frac{2,000\ kVA}{\sqrt{3} \cdot 440\ V \cdot 6\%} = 43.7387\ kA$$

Donde:

“ $V_{cc,trafo}(\%)$ ” es tensión de cortocircuito del transformador de distribución (6%)

4.9.3 Punto de conexión a la red de MT (Salida del Centro de Transformación) – Punto de conexión a la subestación eléctrica (S.E.)

La central solar propuesta en la tesis, consta de 13 centros de transformación (C.T.) conectados a una red de media tensión de 23 kV. Los cables utilizados en las redes subterráneas tendrán conductores de aluminio y estarán aislados con materiales adecuados a las condiciones de instalación. Estarán debidamente apantallados, y protegidos contra la corrosión que pueda provocar el terreno donde se instalen o la producida por corrientes erráticas, y tendrán resistencia mecánica suficiente para soportar las acciones de instalación y tendido.

Los parámetros para el cálculo de la sección mínima de los conductores de este tramo (en M.T.) son:

- L es la longitud del conductor (en m), se tomará como longitud del cable la distancia entre la salida del C.T. más alejado y el punto de entrada de la subestación eléctrica (S.E.), 6,000 m (6 km).
- La tensión de salida AC del transformador de distribución es 23 kV.
- La intensidad que circula es:

$$I_{\text{línea,MT}} = \frac{S_{CT}}{\sqrt{3} \cdot V \cdot \cos \varphi} = \frac{2,00 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 23 \text{ kV} \cdot 0.965} = 52.0253 \text{ A}$$

- Dicho tramo es de un nivel de MT, se seleccionará un conductor de aluminio con tensión nominal entre fases mayor a 23 kV, mediante catálogo de proveedor, el conductor tipo NA2XSU Unipolar 18/30 kV.

Para definir la sección nominal se hará mediante la tabulación del cálculo de la caída de tensión “ ΔV ”, según el volumen IV (Sistema de Distribución) del Código Nacional de Electricidad (CNE), los conductores alimentadores deberán ser dimensionados para que la caída de tensión no sea mayor del 6% ($\Delta V(\%) \leq 6\%$) y su cálculo es:

$$\Delta V = \sqrt{3} \cdot I_{\text{línea,MT}} \cdot L \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \text{Sen}\varphi) \dots (4.24)$$

Donde: $L = 6$ km, $I_{\text{línea,MT}} = 52.0253$ A y $\cos\varphi = 0.965$. La conductividad del aluminio es: $\sigma = 36$ m/ $\Omega \cdot \text{mm}^2$.

El cálculo de la sección mínima del conductor para este tramo será:

$$S = \frac{\sqrt{3} \cdot L \cdot I_{\text{línea,MT}} \cdot \cos\varphi}{\Delta V \cdot \sigma} \dots (4.25)$$

En la siguiente tabla, se muestra la tabulación del cálculo de la sección nominal del conductor. De los resultados, se ha optado el conductor con sección nominal de 240 mm^2 , con tensión nominal entre fases de 30 kV y contra tierra de 18 kV, enterrado a una profundidad de 0.8 m (a 20°C y $1.5^\circ\text{C} \cdot \text{m/W}$), su corriente admisible es 373 A (capacidad de corriente para 3 cables instalados con separación de un diámetro y mayor que la corriente admisible 340 A, de la tabla 2-XXIX del Tomo IV-CNE).

Tabla 4.17 Tabulación para seleccionar la sección nominal del conductor de MT

S_{asumido} (mm²)	185.00	240.00	300.00
Resistencia en AC a 90°C (R, Ω/km)	0.212	0.163	0.131
Reactancia Inductiva (X, Ω/km)	0.213	0.207	0.203
Capacidad Nominal (μF/km)	0.211	0.232	0.252
L (en km)	6.00	6.00	6.00
cosφ (C.T.)	0.9650	0.9650	0.9650
senφ	0.2622	0.2622	0.2622
I_{línea,CT} (en A)	52.0253	52.0253	52.0253
ΔV (en V)	140.8098	114.3938	97.1310
ΔV (%)	0.61	0.50	0.42
Tomo IV - CNE (ΔV(%)≤6%)	CUMPLE	CUMPLE	CUMPLE
Conductividad (σ, m/Ω·mm²)	36.00	36.00	36.00
S (mm²)			
(%)	102.9244	126.6919	149.2085
Verificación	55.63	52.79	49.74

En la siguiente figura, se muestra los datos técnicos del conductor comercial. Las características del conductor es aluminio cableado redondo compacto, clase 2 según norma IEC 60228, pantalla semiconductor interna extruida sobre el conductor, aislamiento de polietileno reticulado (XLPE), pantalla semiconductor externa extruida sobre el aislamiento, pantalla metálica (hilos y/o cinta de cobre, cinta semiconductor higroscópica sobre y debajo de esta pantalla metálica, para bloquear ingreso longitudinal de agua), cubierta exterior PVC ST2 (resistente a la humedad y no propaga la llama) y temperaturas: en operación normal 90°C, condición de emergencia (servicio permanente) 130°C y condición de cortocircuito 250°C.

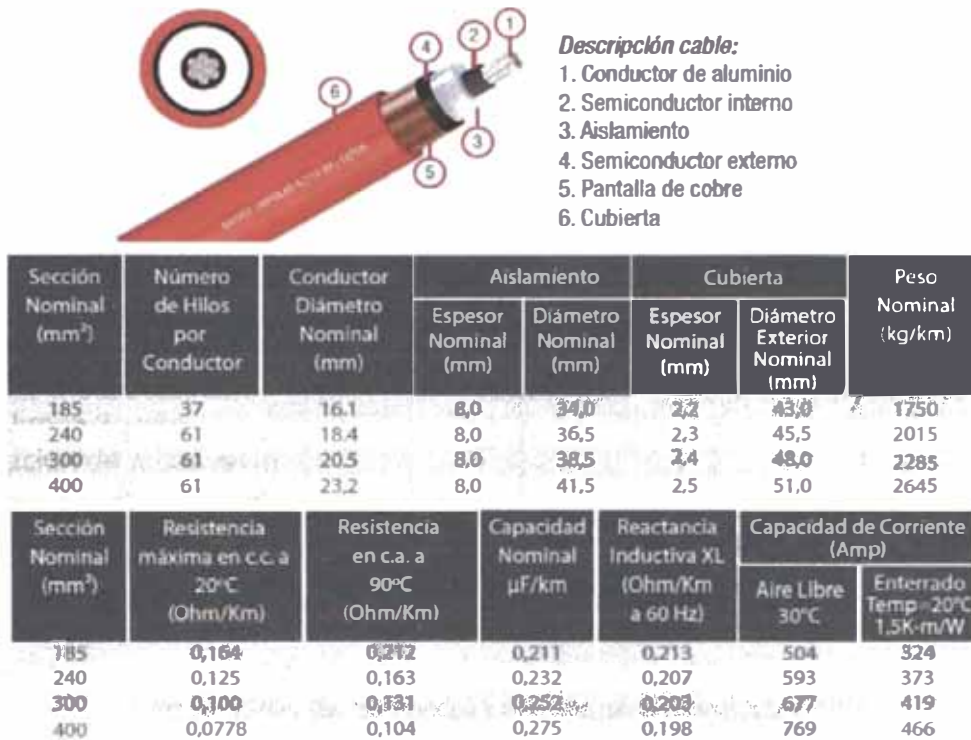


Figura 4.24 Datos Técnicos del Conductor NA2XSY Unipolar 18/30kV (CEPER)

Dicho conductor estará enterrado y por ductos (no ferroso) para cada tema, a una profundidad de 0.8 m y además, al tratarse de cables unipolares se conectarán las pantallas a tierra en ambos extremos.

El terreno en donde se instalará la central solar es de tipo suelo de arena y arcilla con piedras pequeñas y grado de humedad semi-húmedo. De la tabla 2-XXXIII del Tomo IV (Sistema de Distribución) del CNE, su resistividad térmica es 1.2 °C·m/W.

Tabla 4.18 Resistividad térmica del suelo (Tabla 2-XXXIII, Tomo IV-CNE)

Composición	GRADO DE HUMEDAD				
	Muy húmedo saturado	Húmedo	Semi-húmedo	Seco	Muy seco
Arena y arcilla con piedras pequeñas Terrenos calcáreos de poca compactación	-	100	120	180	220
Arena, algo de arcilla y piedras medianas, sin compactación	-	-	150	200	250
Acumulación de rocas en la que no existe retención de arena o arcilla	-	-	-	-	300

Los factores de corrección aplicados al conductor son:

Tabla 4.19 Factores de Corrección para el conductor de MT

Descripción	Factor de Corrección
Según tabla 2-XXXI del Tomo IV – CNE, para la temperatura del suelo: 40°C	0.86
Según tabla 2-XXXVI del Tomo IV – CNE, para el tendido en ductos: 3 ductos (no ferroso) y en línea horizontal	0.77
Según tabla 2-XXXII del Tomo IV – CNE, para una capacidad de corriente relativo a la resistividad térmica del suelo: 1.2 °C·m/W	0.93
Según tabla 2-XXXV del Tomo IV – CNE, para una profundidad del tendido: 0.8 m	0.98
Factor de Corrección Total (F_{ct}):	0.60

La intensidad corregida del conductor es:

$$I_{\text{corregida}} = I_{\text{adm,cond}} \cdot F_{\text{ct}} = 373 \cdot 0.60 = 223.80 \text{ A} > I_{\text{línea,MT}} = 52.0253 \text{ A}$$

Comprobando la intensidad de cortocircuito admisible en los conductores, el cálculo es:

$$I_{cc,MT} = \frac{k \cdot S_{adm,cond}}{\sqrt{t_{cc,cond}}} = \frac{89 \cdot 240}{\sqrt{0.5}} = 30.21 \text{ kA} > 6.2755 \text{ kA}$$

Donde:

“k” es el coeficiente del conductor (aluminio: 89).

“ $S_{adm,cond}$ ” es la sección nominal del conductor de MT (en mm^2).

“ $t_{cc,cond}$ ” es la duración del cortocircuito del conductor (en seg.).

4.9.3.1 Características de la Subestación Eléctrica (S.E.)

En la central solar propuesta en la tesis, se instalarán 13 Centros de Transformación, cada uno con una corriente de 52.0253 A y a una tensión de MT de 23 kV. Entonces la potencia aparente de entrada al transformador de potencia será:

$$S_{trafo,pot} = 13 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{línea,MT} \cdot V_{AT} \dots (4.26)$$

$$S_{trafo,pot} = 13 \cdot \sqrt{3} \cdot 52.0253 \cdot 23 \text{ kV} = 26.94 \text{ MVA} \approx 27 \text{ MVA}$$

Entonces, el transformador de potencia tendrá una potencia aparente de 30 MVA. En la siguiente tabla, se muestra las características de la subestación eléctrica.

Tabla 4.20 Características de la Subestación Eléctrica

Sistema AT	
Tensión Nominal AT	60 kV
Potencia Máxima AT	63 kV – 60 Hz
Configuración	3 ϕ con cable de guarda
Conductor	German 120 mm ² aleación de aluminio AAAC
Potencia de Cortocircuito	250 MVA
Línea de Transmisión de 60 kV	
Tensión Nominal AT	60 kV (fase-fase)
Número de Ternas	Una
Longitud	25 km
Vano Medio	235 m
Conductor	AAAC Cairo de 236 mm ² , conductor de aleación de aluminio, 19.88 mm, peso de 0.65 kg/m y tensión de rotura de 7,110 kg
Cable de Guarda	Tipo OPGW (Optical Ground Wire), sección menor a 100 mm ² , diámetro de 15 mm, peso de 0.5 kg/m, tensión de rotura de 7,000 kg, de 24 fibras (single mode)
Estructuras	106 Postes de hormigón de 18 m
Aislación	Para la cadena de suspensión, se utilizarán 6 aisladores de vidrio tipo neblina
Estructura	Perfil de acero galvanizado en caliente, de forma de tronco piramidal, de disposición vertical de conductores y considerar un canastillo para el cable de guarda. Tipo
Tipo de Estructura	De suspensión hasta 1° de deflexión, de anclaje hasta 30° de deflexión y de anclaje-remate
Ancho mínimo de fajas de servidumbre	Para 60 kV: 16 m
Puesta a Tierra	Sistema resistivo – capacitivo con alambre Copperweld N° 8 AWG

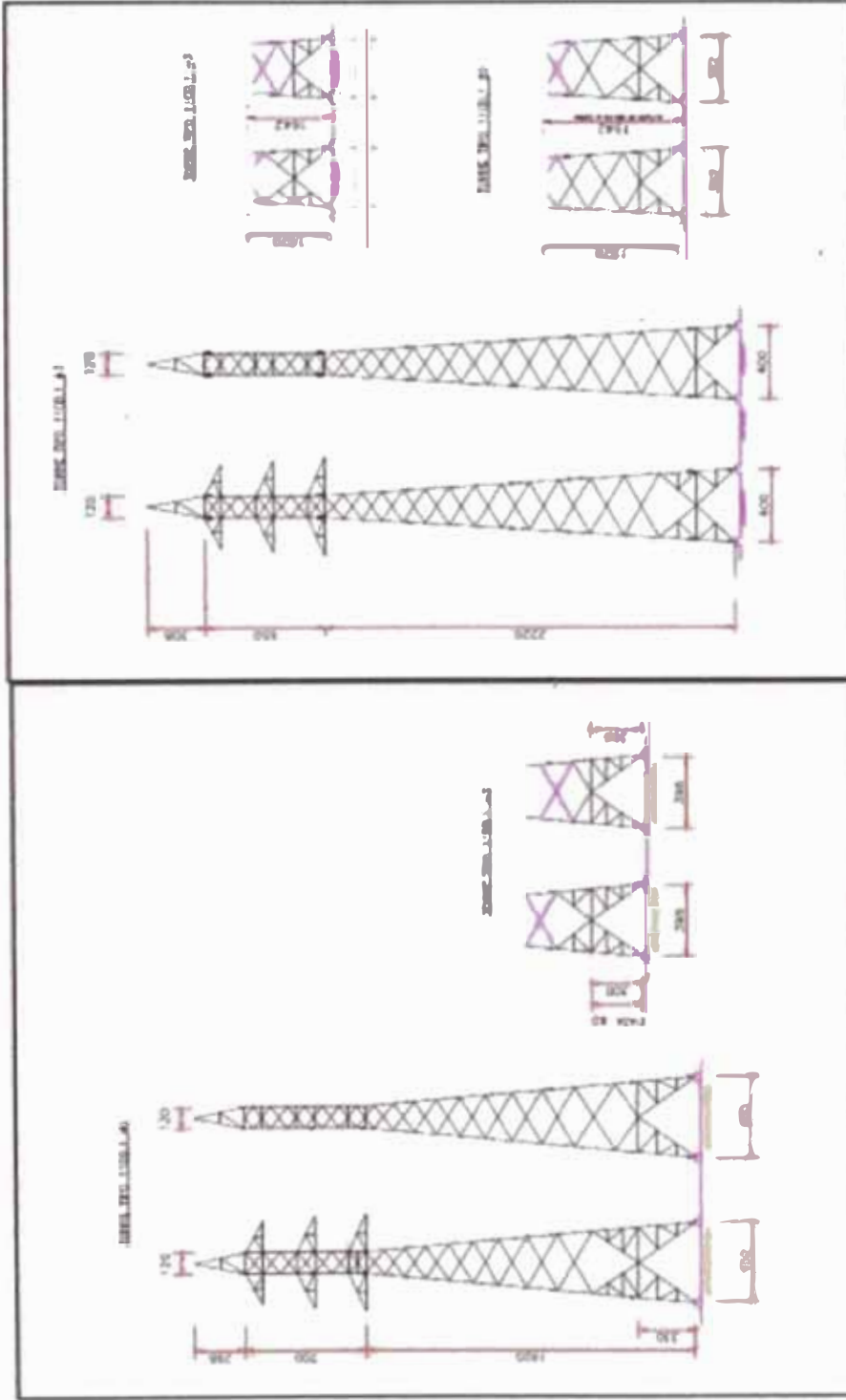


Figura 4.25 Torre de anclaje y remate (lado izquierdo) y torre de anclaje (lado derecho)

Las características de AT son:

$$I_{AT} = \frac{S_{trafo,pot}}{\sqrt{3} \cdot V_{AT}} = \frac{30,000kVA}{\sqrt{3} \cdot 60kV} = 288.6751 A$$

$$Z_{AT} = \frac{V_{AT}^2}{S_{trafo,pot}} = \frac{(60kV)^2}{30,000kVA} = 120 \Omega$$

Las características de MT son:

$$I_{MT} = \frac{S_{trafo,pot}}{\sqrt{3} \cdot V_{MT}} = \frac{30,000kVA}{\sqrt{3} \cdot 23kV} = 753.0656 A$$

$$Z_{MT} = \frac{V_{MT}^2}{S_{trafo,pot}} = \frac{(23kV)^2}{30,000kVA} = 17.63 \Omega$$

Intensidad de Cortocircuito de AT, para dicho cálculo se tendrá en cuenta la potencia de cortocircuito mínima de la red de AT (60 kV) de 250 MVA.

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc,tp}}{\sqrt{3} \cdot V_{linea,AT}} = \frac{250,000 kVA}{\sqrt{3} \cdot 60 kV} = 2,405.6261 kA$$

Donde:

“ $S_{cc,tp}$ ” es la potencia de cortocircuito mínima de la red de MT (en este caso: 250 MVA)

“ $V_{P,red}$ ” es la tensión de la red eléctrica (60 kV)

4.9.3.2 Características de Conductor de AT

El conductor es AAAC (Cairo) de 236 mm², conductor homogéneo encordonado concéntricamente y formado por cables de aluminio aleación 6201, compuesto de magnesio y silicio, tensión de servicio de 500 kV, para

tendido aéreo y alta tensión, temperaturas de servicio 90°C, de cortocircuito 180°C y sobrecarga de emergencia 100°C.



Figura 4.26 Conductor AAAC (Cairo)

En la siguiente figura, se muestra las características del conductor de Alta Tensión (AT).

Nombre	Calibre [kcmil]	Sección del cond. [mm ²]	Tipo de cable	Numero de alambres de aleación AL 6201	Diámetro del alambre [mm]	Diámetro conductor [mm]	Peso nominal [kg/km]	Radio medio geométrico (m)
450,0 MCM	450	228	450,0 MCM	19	3,909	19,6	625,7	0,0074
Cairo	465,4	235,8	Cairo	19	3,975	19,9	646,9	0,00753
500,0 MCM	500	253,3	500,0 MCM	19	4,12	20,6	695	0,0078
550,0 MCM	550	278,6	550,0 MCM	37	3,096	21,7	764,4	0,00832

Nombre	Carga de rotura (kgf)	Resistencia eléctrica máxima (Ohm/km)		Radio medio geométrico (m)	Reactancia inductiva (Ohm/km)	Reactancia capacitiva (MOhm.km)	Ampacidad [A]
		CC 20°C	AC - 60 Hz 75°C				
400,0 MCM	6094	0,1653	0,1976	0,00698	0,3744	0,2237	535
450,0 MCM	6855	0,1469	0,1759	0,0074	0,37	0,2209	670
Cairo	7088	0,1421	0,1696	0,00753	0,3687	0,2201	590
500,0 MCM	7614	0,1323	0,1585	0,0078	0,366	0,2184	635
550,0 MCM	8557	0,1202	0,1442	0,00832	0,3612	0,216	655

Figura 4.27 Datos Técnicos del Conductor AAAC (Cairo)

4.10 CÁLCULO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DEL SFV

4.10.1 Módulos FV conectados en Serie – Caja de Conexión del Ramal

4.10.1.1 Fusibles

Protegerán contra sobre-corrientes a cada uno de los ramales de 23 módulos FV conectados en serie provocando la apertura del circuito en caso de producirse una corriente superior a la admisible por los equipos o conductores de la instalación. Cada ramal poseerá 2 fusibles de idénticas características eléctricas, uno para el conductor de polaridad positiva y otro para el de polaridad negativa. En la siguiente figura, se muestra el fusible para el ramal.



Figura 4.28 Fusible de corriente continua y símbolo normalizado

La sección del conductor en este tramo de la instalación es de 1.5 mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado de los fusibles serán:

$$I_B = I_{MP,módulo} = 8.76 A$$

$$I_Z = I_{conductor} = 19.5 A$$

La corriente nominal del fusible debe cumplir lo siguiente:

$$I_B = 8.76A \leq I_N \leq I_Z = 19.5A$$

Se tomará $I_N=15A$, para verificarlo se calculará la corriente convencional de funcionamiento del dispositivo de protección (I_C , fusión de los fusibles y disparo de los interruptores automáticos) y además debe cumplir:

$$I_C = 1.6 \cdot I_N = 24A \leq 1.45 \cdot I_Z = 28.28A$$

Por consiguiente, se utilizarán fusibles de 15A en cada ramal de 23 módulos FV conectados en serie. El fusible comercial es Cooper Bussmann PV-15A10F 15A 1,000V_{DC}.

4.10.1.2 Interruptor Magneto-térmico

Estos dispositivos son aparatos modulares con distinto número de polos: unipolares, bipolares, tripolares y tetrapolares. Tienen incorporados un disipador térmico y otro magnético, actuando sobre un dispositivo de corte la lámina bimetálica y el electroimán. Normalmente no admiten disipadores indirectos. La maniobra se realiza con corte al aire. Para sobre intensidades pequeñas y prolongadas actúa la protección térmica y para sobre intensidades elevadas actúa la protección magnética. En cada ramal habrá un interruptor magneto-térmico. La sección del conductor que forma el ramal es de 1.5mm², por lo que los parámetros a utilizar para el dimensionado del interruptor magneto-térmico serán:

$$I_B = 1_{ramal} \cdot I_{MP,módulo} = 1 \cdot 8.76 A = 8.76 A$$

$$I_Z = I_{conductor} = 19.5 A$$

$$I_B = 8.76A \leq I_N = 16A \leq I_Z = 19.5A$$

En la siguiente figura, se muestra el interruptor automático magneto-térmico Eaton Electric CLS6-C16/2-DC de 2 polos de 16A y tensión de trabajo 220V_{DC}.



Figura 4.29 Interruptor magneto-térmico de 16A

4.10.2 Módulos FV conectados en Serie – Caja de Conexión del Ramal

4.10.2.1 Varistor o Descargador

El uso de protecciones contra sobretensiones garantiza la optimización del rendimiento de la instalación y en consecuencia se muestra como una decisión altamente rentable. Estos protectores de sobretensión descargan a tierra los picos de tensión transitorios que se transmiten a través de los cables de la instalación eléctrica. Un tipo de varistor es instalado en las extremidades de las líneas exteriores de la instalación para protegerla contra impactos directos de rayos.



Figura 4.30 Varistor o Descargador

Para la elección de la protección contra sobretensiones a utilizar en la instalación, se tendrá en cuenta la tensión máxima de funcionamiento que puede producirse en este tramo, esta tensión máxima aparece cuando los módulos trabajan en condiciones de circuito abierto, esto produce una tensión igual a: $23 \cdot 39.90 = 917.70$ V, por tanto se elegirá un varistor con una tensión de régimen permanente $1,000 V_{DC}$, VPU II 3PV $1000V_{DC}$.



Figura 4.31 Varistor VPU II 3PV $1000V_{DC}$

4.10.3 Caja de Conexión del Ramal – Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor) – Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box)

Este tramo de corriente continua, el dispositivo de protección se ubicará a la salida de cada sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor). Y tendrá el siguiente elemento de protección:

4.10.3.1 Interruptor - Seccionador

El interruptor seccionador que se instalará en este tramo de la instalación, tendrá la función de aislar la central solar para labores de mantenimiento en los 7 grupos de 16 ramales y 1 grupo de 19 ramales. Para la elección del interruptor-seccionador se tendrán en cuenta dos parámetros: la tensión de servicio de la línea (tensión en circuito abierto) y la corriente que deben ser capaces de interrumpir al abrirse (corriente de la línea).

- Para 16 ramales de módulos FV:

$$I_{línea} = 1.25 \cdot I_{sc,16ramales} = 1.25 \cdot 16 \cdot 9.51A = 190.2 A$$

$$V_{oc,ramal} = 23 \cdot V_{OC} = 23 \cdot 39.9 = 917.70 V_{DC}$$

De los datos, se ha seleccionado por el interruptor-seccionador AIT 160A 1000V_{DC} DC21B de 4 polos.

- Para 19 ramales de módulos FV:

$$I_{línea} = 1.25 \cdot I_{sc,19ramales} = 1.25 \cdot 19 \cdot 9.51A = 225.9 A$$

$$V_{oc,ramal} = 23 \cdot V_{OC} = 23 \cdot 39.9 = 917.70 V_{DC}$$

De los datos, se ha seleccionado por el interruptor-seccionador ABB 200A 1000V_{DC} OT200E33P de 6 polos.

En la siguiente figura, se muestran los interruptores seccionadores seleccionados.



Figura 4.32 Interruptor Seccionador de 200A



Figura 4.33 Interruptor Seccionador de 160A

4.10.4 Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box) – Inversor Solar

Este tramo de corriente continua, los dispositivos de protección estarán enlazados con el sistema de control del inversor solar de 900 kVA, el dispositivo de protección se ubicará a la salida de cada sub-distribuidor

4.10.4.1 Sistema Optiprotect

Monitorea los Sub-distribuidores DC (SSM) de 16 ramales y 19 ramales, desconecta el ramal con avería por medio de un interruptor de potencia, evitando la desconexión de cada sub-distribuidor DC.

4.10.4.2 Sistema de Comunicación del Inversor Solar de 900 kVA

Para el mantenimiento preventivo y correctivo, el inversor solar Sunny Central 900CP-TX, está equipado por un sistema de comunicaciones de acceso remoto. La operación de dicho sistema es en la monitorización de cada ramal (de 23 módulos FV conectados en serie) conectados al sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor). En la siguiente figura, se muestra el esquema de dicho sistema.

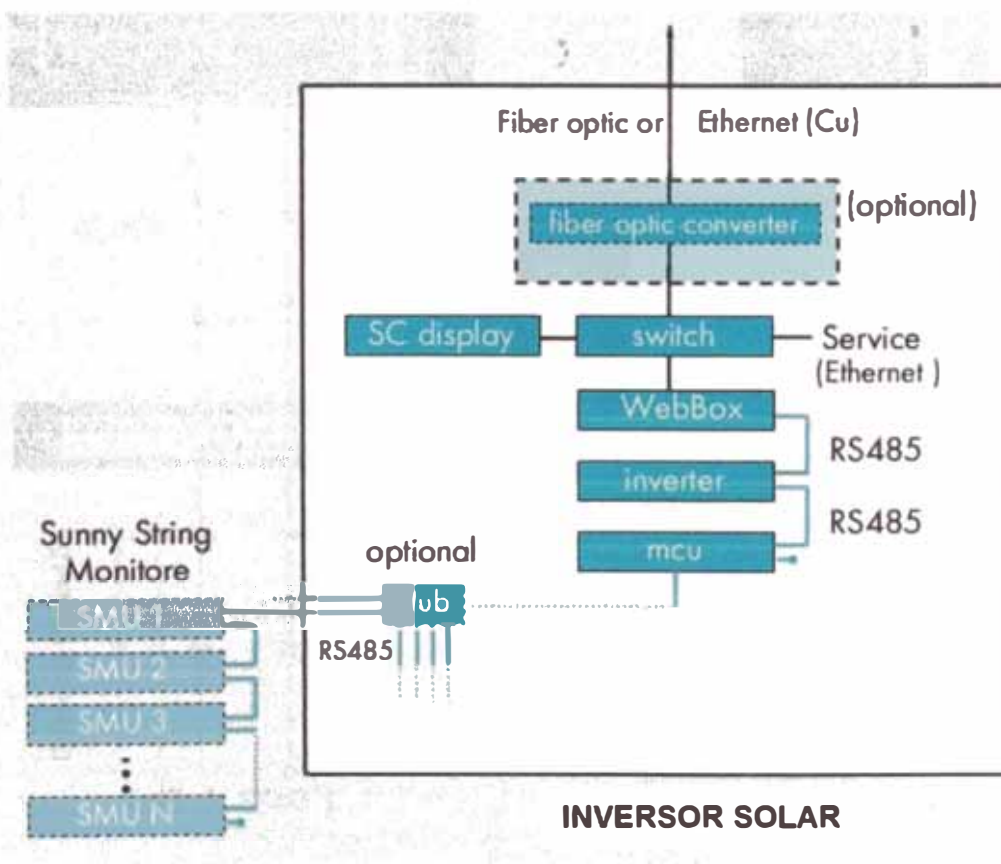


Figura 4.34 Sistema de Comunicación del Inversor solar de 900 kVA

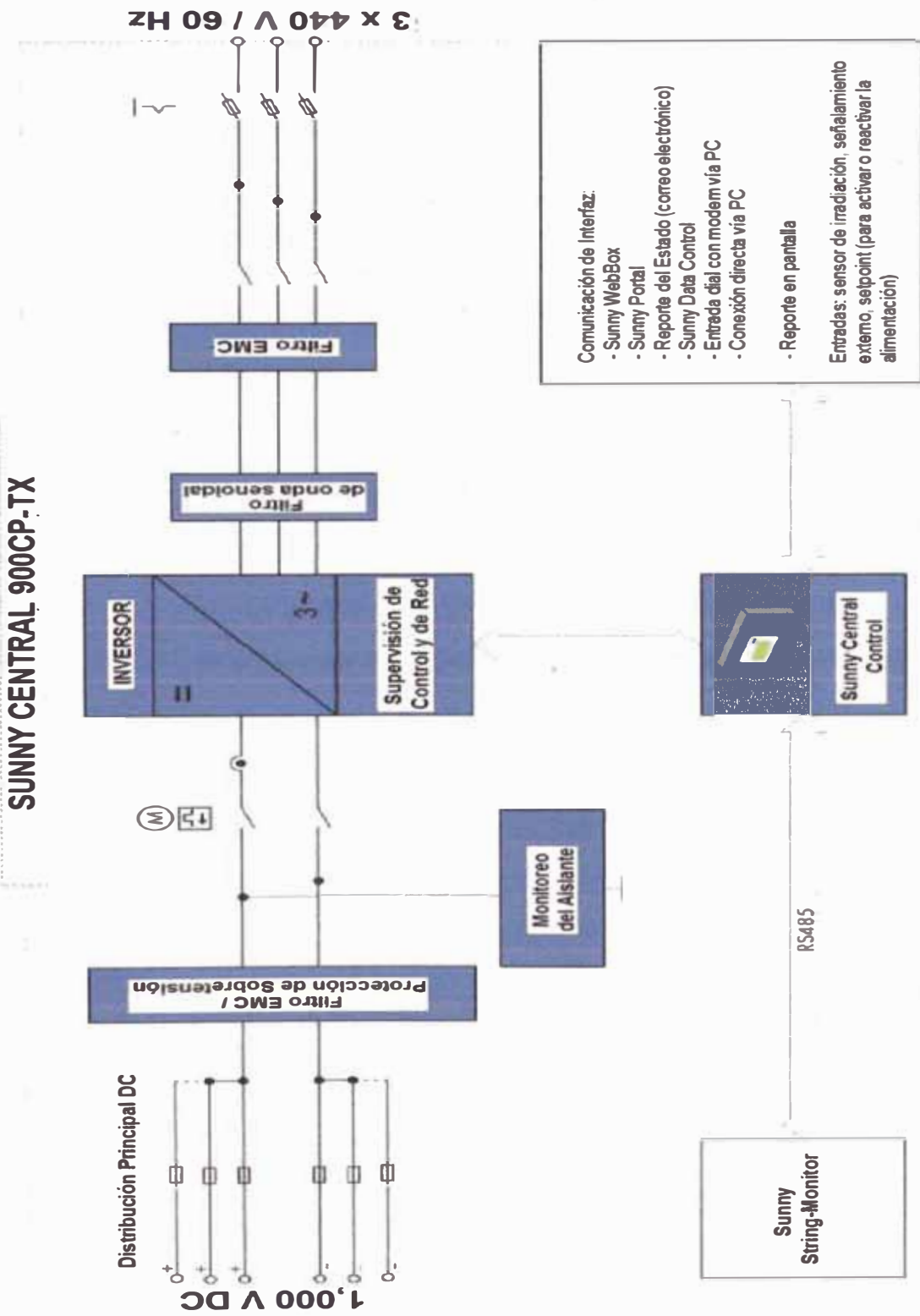


Figura 4.35 Esquema de los Dispositivos de Protección del Inversor Solar

4.10.4.3 Sistema de Ventilación del Inversor Solar de 900 kVA

En el tramo de las protecciones en corriente continua del inversor, se presentan las siguientes características:

- Monitorización de defectos a tierra.
- Protección de sobretensión para los polos positivos.
- Seccionador DC integrado.
- Monitorización de la corriente inversa.
- Integración de la distribución principal DC en los inversores .

En el tramo de las protecciones en corriente alterna del inversor, se presentan las siguientes características:

- Protección de sobretensiones trifásica.
- Seccionamiento con fusibles seccionables bajo carga para los inversores.
- Monitorización trifásica de la red: frecuencia, voltaje (entre fases) y voltaje (entre fase y neutro).



Figura 4.36 Sistema de Ventilación del Inversor Solar

4.10.5 Inversor Central - Punto de conexión del Transformador de Distribución (del Centro de Transformación)

4.10.5.1 Interruptor Magneto-térmico

Para la elección del interruptor magneto-térmico, el cálculo es:

$$I_{diseño} = 1.25 \cdot I_n = 1,620 \text{ A}$$

El interruptor magneto-térmico es LEGRAND DMX³ 2,000A, regulable de 800 a 2,000A, interruptor abierto tripolar, ejecución fija, manual, 50 kA a 220-440 V, incluye unidad de protección electrónica MP4 LSig, térmico regulable de 0.4 a 1 I_n y protección instantánea regulable de 2 a 15 I_n.

4.10.5.2 Contactor Trifásico

El contactor trifásico será de 2000 A y 440 V_{AC}. El contactor seleccionado es: 3 pole 860A 515kW 4N/O 4N/C auxiliary 240V AC Coil (NHP). En la siguiente figura, se muestra el contactor seleccionado.



Figura 4.37 Contactor Trifásico

4.10.5.3 Medidor Trifásico

Dicho medidor deberá medir la energía entregada a la red por parte de cada centro de transformación de la central solar. El medidor seleccionado es SENTRON PAC 4200 con display gráfico LCD hasta 400/690 V 60 Hz, dicho medidor efectúa mediciones de más de 300 variables eléctricas, display gráfico, medición de 4 cuadrantes, cuenta con 10 contadores de energía, consumo de energía por día y grabación de la demanda de la potencia.



Figura 4.38 Medidor Trifásico

4.10.5.4 Sistema de Protección del Centro de Transformación (C.T.)

En la siguiente figura, se muestra el esquema de los dispositivos de protección de entrada y salida del C.T.

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN (C.T.)

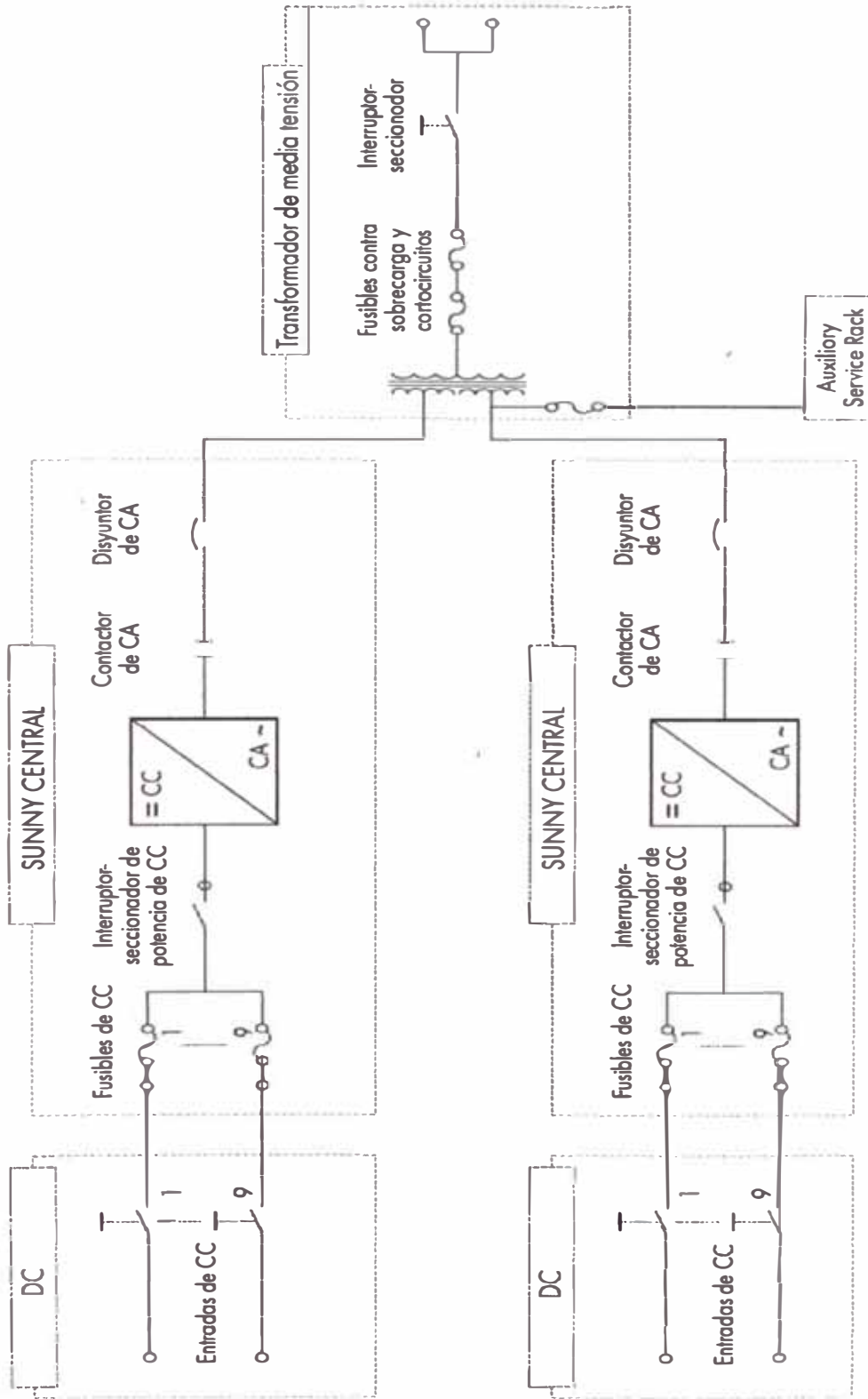


Figura 4.39 Esquema de Protección del C. T.

4.10.6 Centro de Transformación a la Subestación Eléctrica

4.10.6.1 Interruptor Seccionador (con Fusible)

Para la elección del interruptor, el cálculo es:

$$I_{diseño} = 2.25 \cdot I_n = 117.1 \text{ A}$$

El interruptor seccionador de 23kV y 120A. El interruptor seccionador seleccionado es ORMAZABAL de 24 kV, intensidad asignada 200A, poder de cierre interruptor principal 62.5kA/80kA, capacidad de corte de combinación interruptor-fusibles 31.5 kA, capacidad de cierre del seccionador de puesta a tierra 7.5kA/2.5kA.

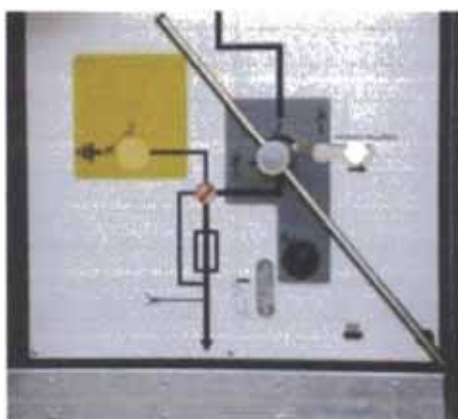


Figura 4.40 Esquema del Interruptor Seccionador de 24 kV

4.10.7 Subestación Eléctrica

4.10.7.1 Protección contra sobre-corriente

$$I_{prot} = 1.25 \cdot I_{AT} = 1.25 \cdot 288.6751 = 360.8439 \text{ A}$$

El dispositivo de protección contra sobre-corriente es de 400 A.

4.10.7.2 Nivel Básico de aislamiento al impulso (NBI) para aisladores y aparatos

Permite una adecuada coordinación del aislamiento con el resto de los dispositivos de protección del sistema de la central solar. En la siguiente tabla, se muestra para distintos voltajes nominales del sistema, para una tensión de 60 kV: NBI = 350 kV.

Tabla 4.21 Niveles básicos de aislamiento al impulso (tensión de aguante) para distintos voltajes nominales del sistema

Voltaje Nominal del Sistema (kV)	Nivel Básico de Aislamiento del equipo (Tensión de Aguante) (kV)
14.4	110
23	150
34.5	200
46	250
69	350
115	550
138	650
161	750
230	900 / 1050

4.10.7.3 Factor de Corrección por Altitud para Equipos

Para un factor de corrección por altitud que se aplica al NBI, para una altitud menor de 1,000 metros, es de 1.

4.10.7.4 Resistencia Mecánica para Aisladores de Aparatos tipo exterior

El diseño y fabricación de los aisladores tipo poste para aparatos, debe permitir, por igual, las posiciones de montaje vertical y suspendido, pero aquí es importante considerar las diferencias cuando se usan aisladores tipo poste y tipo alfiler. Para un nivel básico de aislamiento al impulso (NBI) de 350 kV, presenta las siguientes características:

- Esfuerzo en cantiliver como montante o soporte: 13,344 Newton.
- Esfuerzo en cantiliver colgado: 10,453 Newton.
- Círculo del tornillo: 12.7 cm.
- Altura: 76.3 cm.
- Distancia de fuga: 183 cm.

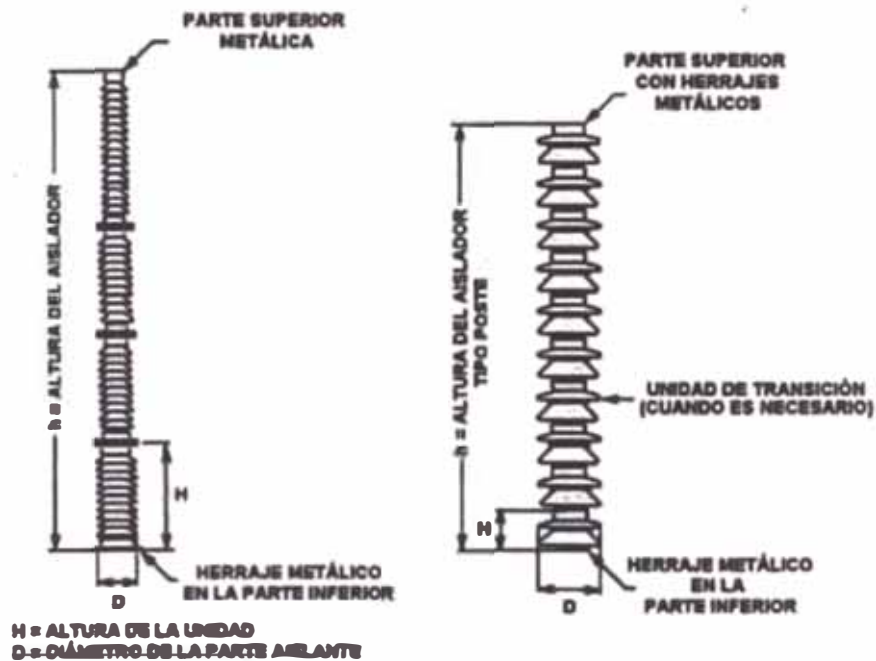


Figura 4.41 Aislador Tipo Soporte

4.10.7.5 Aisladores de Suspensión

Los aisladores de suspensión se usan como aislamiento y soporte para los buses (barras) flexibles en las subestaciones. Los aisladores de remate tipo distribución se pueden usar en los voltajes de distribución para los buses tipo flexible. Los aisladores de suspensión tipo convencional, se usan normalmente para los buses tipo flexible y se pueden suministrar para su fijación mecánica con clima o bola. Los aisladores tipo suspensión se conectan en serie, formando cadena de aisladores.

El sobre aislamiento puede conducir a que los flameos ocurran de fase a fase, en lugar de que se presenten de fase a tierra, en consecuencia, la cantidad de aisladores debe ser suficientemente pequeña como para que los flameos ocurran a tierra. Para este caso, con voltaje nominal del sistema de fase-fase de 60 kV y NBI de 350 kV, el número mínimo de aisladores tipo suspensión (estándar de 25.4 cm de diámetro x 14.6 cm de altura) formando cadenas es 5. En la siguiente figura, se muestra algunos tipos de aisladores.

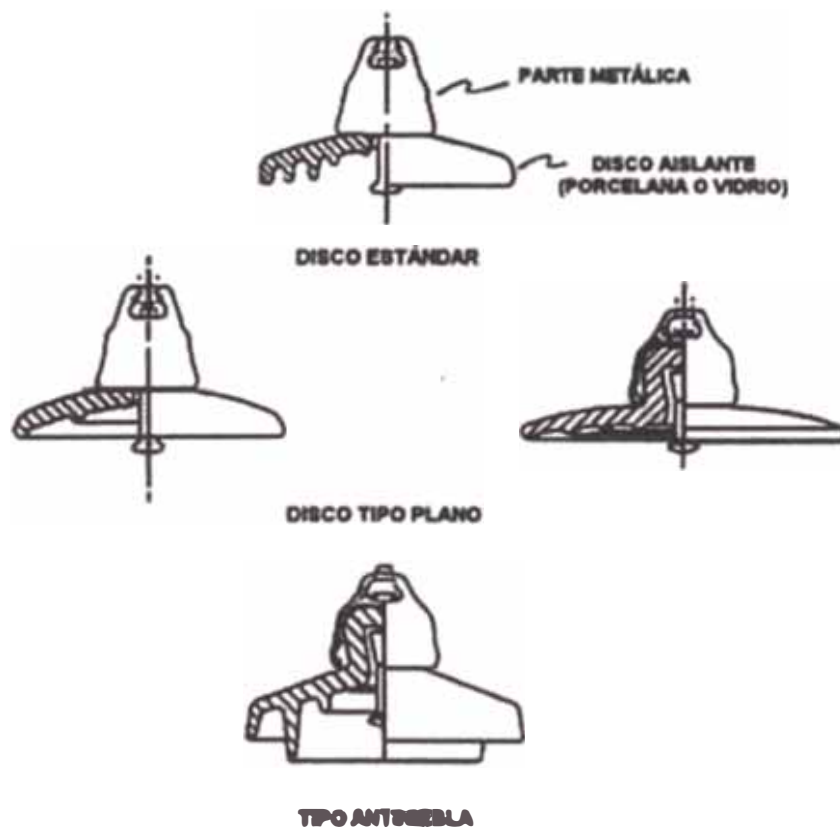


Figura 4.42 Aisladores para formar cadenas en el soporte de buses (barras) flexibles

En la siguiente figura, se muestra el detalle de uso de herrajes para aisladores tipo suspensión.

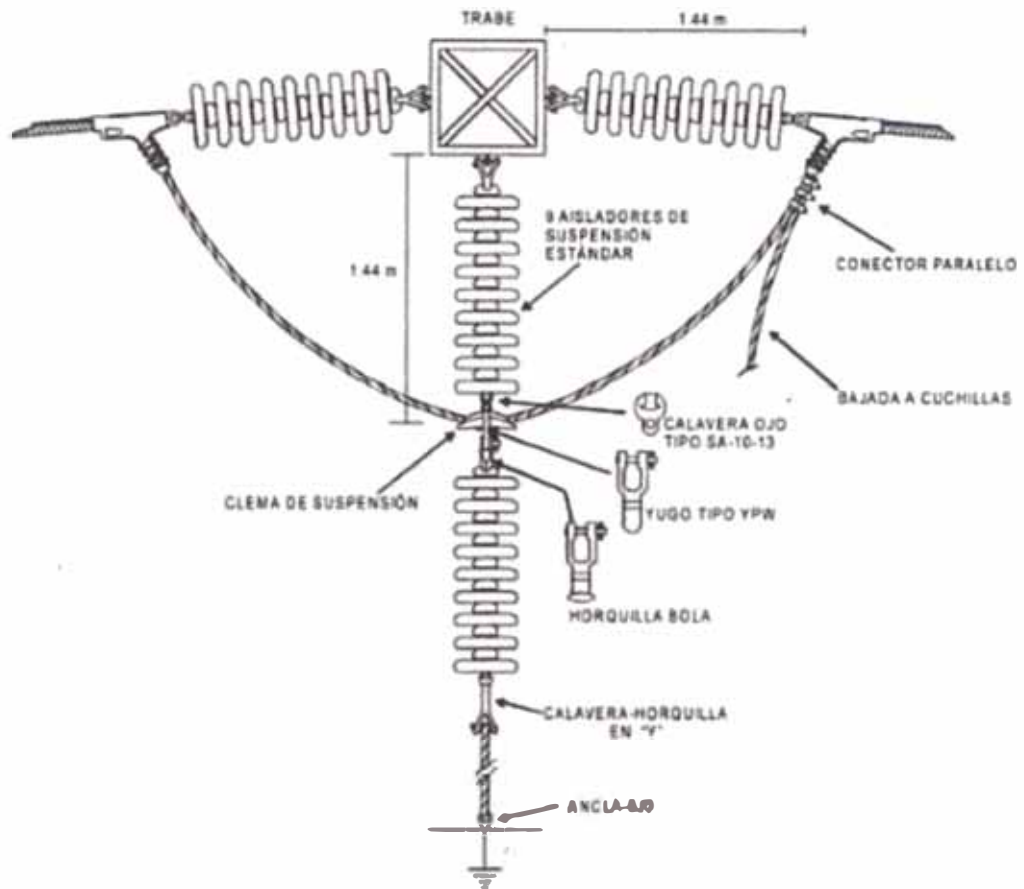


Figura 4.43 Detalle de uso de herrajes para aisladores tipo suspensión

4.10.7.6 Subestaciones con barras y conexiones rígidas

Para clase de aislamiento de 60 kV, las distancias entre centro de fases es de 1.6 veces la distancia de fase a tierra.

4.10.7.7 Distancia entre Fase y Tierra

$$TCF = \frac{NBI}{0.961} = \frac{350}{0.961} = 364.20 \text{ kV}$$

Permite una adecuada coordinación del aislamiento con el resto de los dispositivos de protección del sistema

4.11 SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Para la designación del calibre del conductor de puesta a tierra en el sistema, el calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones es:

Tabla 4.22 Calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones

Capacidad nominal o ajuste del dispositivo de protección contra sobre-corriente ubicado antes del equipo conductor No mayor de (en amperios)	Calibre del conductor de puesta a tierra (AWG o MCM)	
	Cobre	Aluminio
15	14	12
20	14	12
30	12	10
40	10	8
60	10	8
100	8	6
200	6	4
400	4	2
600	2	2/0
800	1/0	3/0
1,000	2/0	4/0
1,200	3/0	250 MCM
1,600	4/0	350 MCM
2,000	250 MCM	400 MCM
2,500	350 MCM	500 MCM
3,000	400 MCM	600 MCM
4,000	500 MCM	800 MCM
5,000	700 MCM	1,000 MCM
6,000	800 MCM	1,200 MCM

4.11.1 Módulos FV conectados en Serie – Caja de Conexión del Ramal – Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor)

Para la elección de la puesta a tierra, el cálculo de protección contra sobrecargas es:

$$I_d = 1.25 \cdot I_n = 1.25 \cdot 9.51 \approx 12 A$$

El conductor de este tramo es de cobre. De la tabla “calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones”, la designación de la puesta a tierra es: Cobre → AWG 14 (T)

4.11.2 Sub-distribuidor DC (Sunny String-Monitor) – Distribuidor Principal DC (Sunny Main Box) – Inversor Solar de 900 kVA

Para la elección de la puesta a tierra, el cálculo de protección contra sobrecargas es:

$$I_d = 1.25 \cdot I_n = 1.25 \cdot 152.16 \approx 191 \text{ A}$$

El conductor de este tramo es de cobre. De la tabla “calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones”, la designación de la puesta a tierra es: Cobre → AWG 6 (T)

4.11.3 Sistema de puesta a tierra del Inversor

En la siguiente figura, se muestra el sistema de protección de las instalaciones de los módulos FV y del inversor solar para sistemas puestas a tierra.

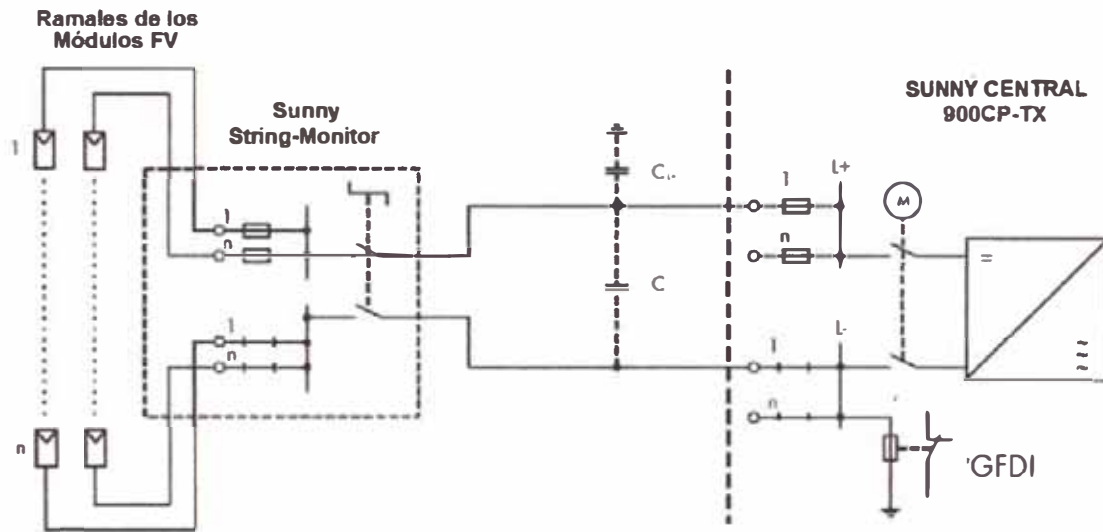


Figura 4.41 Esquema del Sistema de puesta a tierra del inversor

Donde, "GFDI" (Ground Fault Detection Interruption), es un dispositivo para sistemas con puesta a tierra de alguno de sus polos del campo de ramales de módulos FV, monitorización del aislamiento para el polo no puesto a tierra y está integrado al inversor solar.

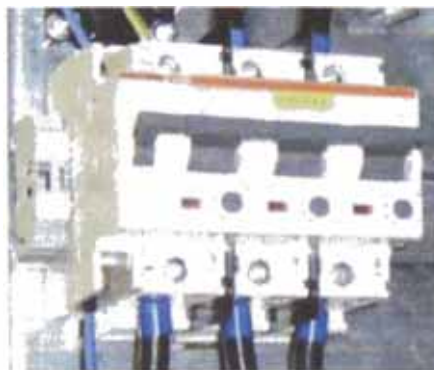


Figura 4.42 Dispositivo del Inversor

Los posibles defectos son:

- Del aislamiento en el polo positivo, la corriente de fuga se cierra por el polo puesta a tierra pasando a través del magneto-térmico que donde el polo negativo a tierra.

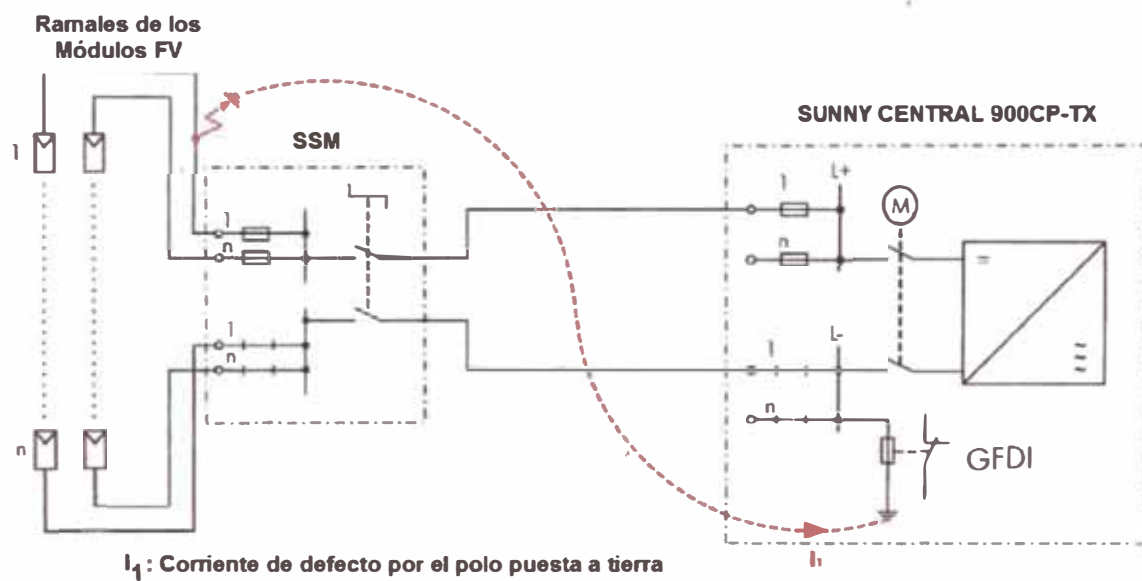


Figura 4.43 Defecto de la Protección, caso 1

- Del aislamiento en el polo negativo (polo puesta a tierra), el GFDI es puenteado y no puede asegurar la protección del sistema

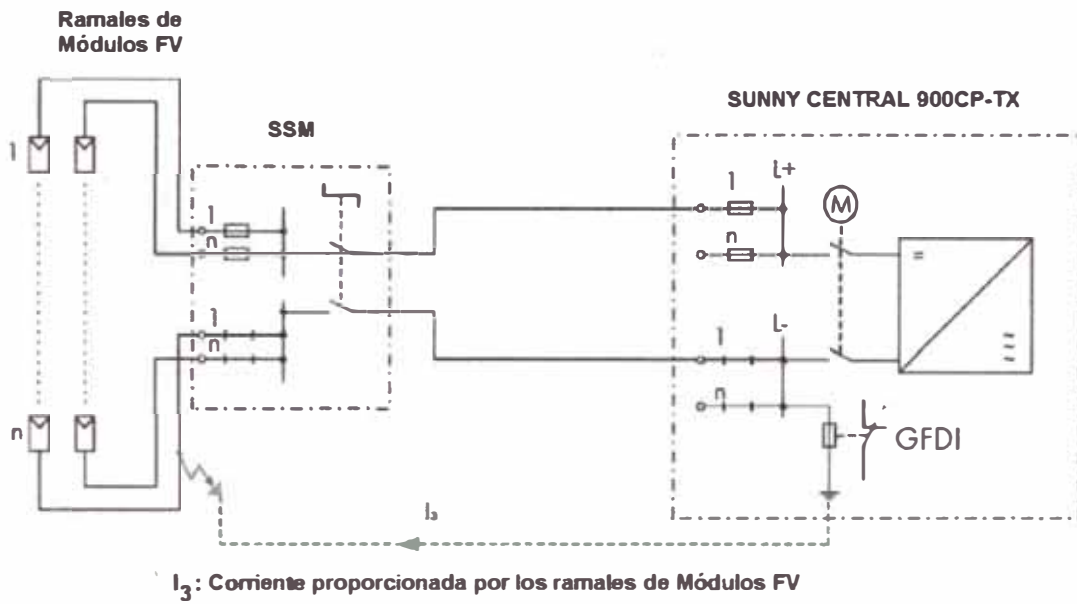


Figura 4.44 Defecto de la Protección, caso 2

- Del aislamiento en el polo puesta a tierra, después de haberse producido un defecto de aislamiento en el polo no puesta a tierra (sin que se haya despejado el primer defecto).

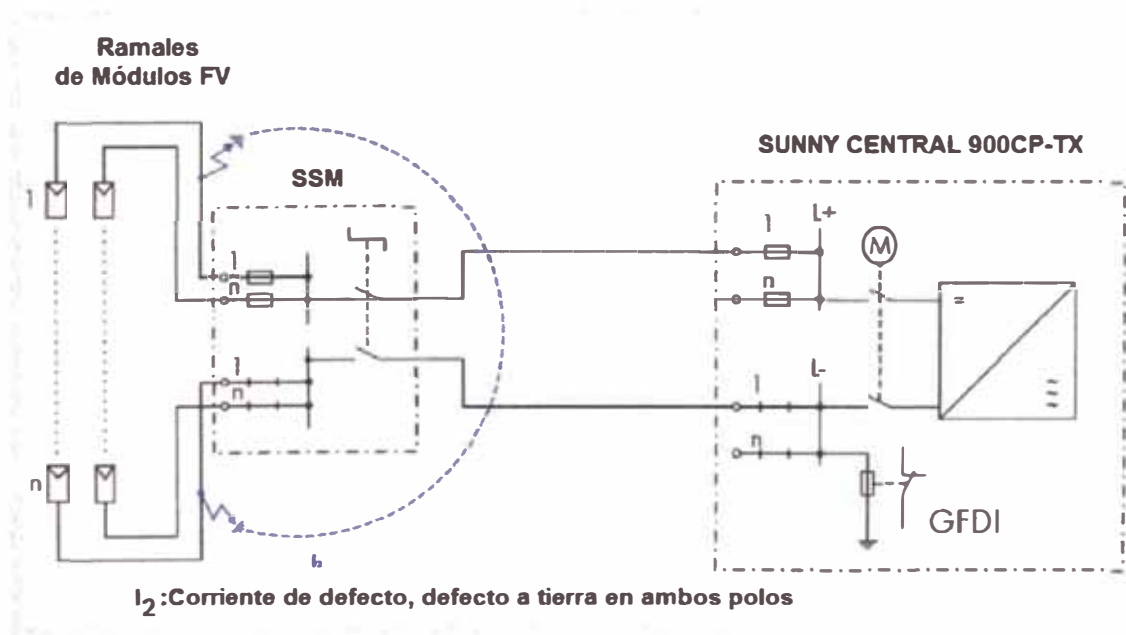


Figura 4.45 Defecto de la Protección, caso 3

4.11.4 Inversor Central - Punto de conexión del Transformador de Distribución (del Centro de Transformación)

Para la elección de la puesta a tierra, el cálculo de protección contra sobrecargas es:

$$I_d = 1.25 \cdot I_n = 1.25 \cdot 1,295.96 \approx 1,620 \text{ A}$$

El conductor de este tramo es de cobre. De la tabla "calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones", la designación de la puesta a tierra es: Cobre → 250 MCM (T)

4.11.5 Punto de conexión a la red de MT (Salida del Centro de Transformación) – Punto de conexión a la subestación eléctrica (S.E.)

El conductor de este tramo es de cobre. De la tabla "calibre de los conductores para puesta a tierra de equipos y canalizaciones", la designación de la puesta a tierra es: Aluminio → 600 MCM (T)

4.11.6 Subestación Eléctrica (S.E.)

Para la subestación eléctrica es el sistema resistivo – capacitivo con alambre Copperweld N° 8 AWG

4.12 SOBRE-DIMENSIONAMIENTO DE LA CENTRAL SOLAR

4.12.1 Rendimiento de la Central Solar

El rendimiento de la central solar depende principalmente de los siguientes factores:

- Rendimiento de las Celdas Solares, que oscila entre 15% y 30%. Uno de los motivos es debido a las condiciones de la instalación solar, por factores de temperatura e irradiancia, por ejemplo, al incrementar dichos dos factores supone una mayor intensidad en los módulos FV. Además, el módulo de tipo monocristalino tiene coeficiente de temperatura inferior, lo que supone que se calienta perdiendo más potencia.
- Rendimiento del Seguidor Solar, que oscila entre 94% y 99%. Uno de los motivos es por sus características mecánicas.
- Rendimiento del Inversor, que oscila entre 96% y 99%.

4.12.2 Criterio del Sobre-dimensionamiento

Para tener en cuenta los factores anteriormente mencionados, será necesario incrementar el número de paneles solares totales de la instalación en base a un coeficiente que llamaremos sobre-dimensionamiento y está relacionado con el efecto que tendrán los equipos fotovoltaicos frente a las condiciones de temperatura y climatología del emplazamiento y además, del material de la celda solar.

El cálculo del sobre-dimensionamiento será:

$$SD = \left(\frac{P_{DC,m\acute{a}x,inv\text{ersor}}}{P_{nominal,inv\text{ersor}}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left(\frac{1,010}{900} - 1 \right) \cdot 100\% = 13\%$$

Donde:

" $P_{DC,m\acute{a}x,inv\text{ersor}}$ " es la potencia de entrada máxima del inversor

" $P_{nominal,inv\text{ersor}}$ " es la potencia nominal del inversor

4.12.3 Cantidad de Inversores Solares

Respecto al sobredimensionamiento, la cantidad de inversores solares será:

$$V_{MP,m\acute{o}d} \cdot N_S \cdot I_{MP,m\acute{o}d} \cdot N_P \cdot N_{cantidad\ inversores} < (100\% + SD) \cdot P_{inst,planta} \dots(4.27)$$

$$33.96 \cdot 23 \cdot 8.76 \cdot 131 \cdot N_{cantidad\ inversores} < (0.13 + 1) \cdot 20MW$$

$$N_{cantidad\ inversores} < 25.21$$

Se tomará el máximo valor y es el siguiente:

$$N_{cantidad\ inversores} = 25\ inversores$$

4.12.4 Potencia Pico Instalada de la Central Solar

La potencia pico instalada de la central solar propuesta en la tesis será:

$$P_{pico,instalada,planta} = V_{MP,m\acute{o}d} \cdot N_S \cdot I_{MP,m\acute{o}d} \cdot N_P \cdot N_{cantidad\ inversores} \dots(4.28)$$

$$P_{pico,instalada,planta} = 22,408.404\ kW \approx 22.41\ MW$$

4.13 PÉRDIDAS ENERGÉTICAS EN LA CENTRAL SOLAR

En el momento de dimensionar un sistema fotovoltaico, es importante considerar las diferentes pérdidas energéticas en los distintos componentes de la central solar propuesta en la tesis y son las siguientes:

4.13.1 Pérdidas por Dispersión de Potencia (P1)

La potencia de los módulos no es exactamente la misma y por lo tanto no lo es su intensidad ni su tensión de máxima potencia. Esto trae consigo que al ponerlos en serie se produzcan una pérdida de potencia, en concreto, la intensidad de paso de una cadena en serie de paneles será la menor de todos los paneles que componen la serie. Como el fabricante de los módulos FV que se instalarán en la central solar, garantiza que su potencia está siempre dentro de un rango de +/- 2,5%. Para la central solar propuesta en la tesis, las pérdidas por dispersión de potencia es 2%.

4.13.2 Pérdidas por Temperatura de la Celda Fotovoltaica (P2)

El rendimiento de los módulos 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 continua es necesario que exista una buena ventilación tanto por la superficie expuesta como por la parte posterior. Para el cálculo del factor que considera las pérdidas medias mensuales debidas a la temperatura, L_{temp} , se hace uso de la siguiente expresión:

$$L_{Temp} = \gamma \cdot (T_{trabajo,módulo} - T_{cond,estándar}) \dots(4.29)$$

$$T_{trabajo,módulo} = T_{prom,amb} + \frac{NOCT_{prom}-20}{800} \cdot I_{trab} \dots(4.30)$$

Donde:

“ γ ” es el coeficiente de temperatura respecto a V_{MP} (es $-0.390 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$)

“ I_{trab} ” es la irradiancia en condiciones no estándar ($I=800 \text{ W/m}^2$)

“ $T_{cond,estandar}$ ” y “ $T_{trabajo,módulo}$ ” son las temperaturas de operación del módulo en condición estándar (25°C) y de trabajo respectivamente

“ $T_{prom,amb}$ ” es la temperatura promedio del emplazamiento para cada mes del año 2013 y “NOCT” tiene rango de $(46 \pm 2) \text{ } ^{\circ}\text{C}$:

En la siguiente tabla, se muestra las pérdidas por temperatura para cada mes del año 2013.

Tabla 4.23 Pérdidas por temperatura

Temperatura Promedio del Emplazamiento		
Mes (2013)	Temperatura ($^{\circ}\text{C}$)	L_{temp} (%)
Enero	27.85	11.25
Febrero	28.70	11.58
Marzo	27.85	11.25
Abril	25.90	10.49
Mayo	24.75	10.04
Junio	22.60	9.20
Julio	21.55	8.79
Agosto	22.45	9.15
Septiembre	22.90	9.32
Octubre	23.25	9.46
Noviembre	22.80	9.28
Diciembre	26.00	10.53

4.13.3 Pérdidas por Suciedad de los Módulos (P3)

En condiciones normales de situación y realizando los trabajos de mantenimiento correspondientes (correctivo y preventivo), dichas pérdidas es 3%.

4.13.4 Pérdidas por el Soporte con Seguidor Solar (P4)

Las pérdidas que presenta el soporte con seguidor solar, en este caso seguidor de 1 solo eje de rotación horizontal, están en el rango del 1% al 6%. Cabe resaltar que si el soporte hubiera sido con sistema fijo, se tendrían pérdidas considerables y que perjudicaría el rendimiento del sistema FV. Para la central solar propuesta en la tesis, dichas pérdidas es 6%.

4.13.5 Pérdidas por Sombra (P5)

Puesto que en el emplazamiento en donde se instalarán los módulos FV es una zona tipo desértica, para evitar las sombras, entre filas de módulos fotovoltaicos, se deberá cumplir con los resultados del cálculo de la separación entre filas de módulos FV, la distancia mínima entre fila y fila está condicionada por la latitud de la ubicación de la instalación debido a que el ángulo de incidencia solar varía con este parámetro. Si se cumple con dichos requisitos, no se consideraría las pérdidas por sombras.

4.13.6 Pérdidas por Degradación Fotónica (P6)

Estas pérdidas se deben a un proceso natural de degradación de todas las celdas de silicio cristalino y se produce al exponer al sol por primera vez el panel fotovoltaico, dichas pérdidas es 1%.

4.13.7 Pérdidas Eléctricas en Cableado (P7)

Tanto en los cables de DC como en los de AC se produce una pérdida de potencia que depende en gran medida de la longitud del circuito. Estas se calcularán para la máxima corriente posible (máxima radiación). Se calculan de forma diferente para los circuitos DC y AC.

4.13.7.1 Pérdidas en Circuitos DC

Se evalúan con la ecuación:

$$\Delta P_{DC} = I^2 \cdot R \dots (4.31)$$

Donde:

“ ΔP_{DC} ” son las pérdidas (en W)

“R” es la resistencia del tramo del cable (ida y vuelta) (Ω)

“I” es la intensidad que circula (en A).

En el cálculo del conductor para el tramo de corriente continua de la central solar propuesta en la tesis, por caída de tensión, las pérdidas por cableado DC es 1.25%.

4.13.7.2 Pérdidas en Circuitos AC

Se evalúan con la ecuación:

$$P_{AC} = 3 \cdot R \cdot I^2 \cdot L \dots (4.32)$$

Donde:

“ P_{AC} ” son las pérdidas (en W)

“R” es la resistencia del cableado (Ω/km)

“I” es la intensidad que circula (en A)

“L” es la longitud del cableado (km)

En el cálculo del conductor para el tramo de corriente alterna de la central solar propuesta en la tesis, por caída de tensión, las pérdidas por cableado AC es 1.25%.

4.13.7.3 Pérdidas en Línea de Media Tensión

En este caso calcularemos las pérdidas de la línea subterránea que va desde el transformador hasta el entronque con la línea de suministro. Las calcularemos con la siguiente ecuación:

$$P_{LSMT} = 3 \cdot R \cdot i^2 \cdot L \dots (4.33)$$

Donde:

“ P_{LSMT} ” son las pérdidas (en W)

“R” es la resistencia del cableado (Ω)

“I” es la intensidad que circula (en A)

“L” es la longitud del cableado (km)

En el cálculo del conductor para el tramo de corriente alterna de la central solar propuesta en la tesis, por caída de tensión, las pérdidas por cableado en MT es 1%.

Tabla 4.24 Pérdidas por cableado

Pérdidas en el cableado	
Circuitos de Corriente Continua	1.25%
Circuitos de Corriente Alterna	1.25%
Línea de Media Tensión	1.00%
TOTAL (estimado)	3.50%

4.13.8 Pérdidas en el Transformador (P8)

Estas pérdidas se deben a los elementos del modelo simplificado del transformador con:

- Pérdidas en el hierro debido al fenómeno de histéresis.
- Pérdidas en el cobre por efecto Joule, entre otros.

Se realizarán dos ensayos de laboratorio en el transformador; ensayo de cortocircuito y ensayo de vacío. Resultando así unas pérdidas cuantificadas como sigue:

$$\Delta P_{TR} = W_{Cu} + W_{Fe} \dots(4.34)$$

Donde:

“ W_{Cu} ” son las pérdidas en cortocircuito del transformador (en W)

“ W_{Fe} ” son las pérdidas en vacío del transformador (en W)

Para el transformador de distribución del centro de transformación, da un valor de 18 kW para las pérdidas en cortocircuito (W_{Cu}) y 2.2 kW para las pérdidas en vacío (W_{Fe}), resultando 20.2 kW. Éstas pérdidas nos dan un valor porcentual de 1.01% (respecto a la potencia del transformador de distribución, 2 MVA).

Para el transformador de potencia de la subestación eléctrica, debido a que su propósito es de elevar la tensión para reducir las pérdidas por efecto Joule, para este caso, las pérdidas del transformador de potencia se considerarán despreciables.

4.13.9 Pérdidas por Disponibilidad (P9)

En la disponibilidad de la instalación se considerarán pérdidas por caídas de la red debido a fallas en la red de distribución provocados por múltiples causas (manipulaciones, etc.), labores de mantenimiento de la central, fallas en el inversor, etc. Para la central solar propuesta en la tesis, dichas pérdidas es 1%.

4.13.10 Pérdidas por Reflectancia (P10)

Para la central solar propuesta en la tesis, dichas pérdidas es 3%.

4.14 PRODUCCIÓN DE GENERACION DE ENERGIA ELECTRICA EN LA CENTRAL SOLAR

4.14.1 Perfomance Ratio (PR)

Se calculará en base a las pérdidas energéticas de la central solar y en la siguiente tabla se muestra para cada mes del año 2013.

Tabla 4.25 Performance Ratio (PR)

Mes	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9	P10	PR
Enero	2.00%	11.25%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	72.02%
Febrero	2.00%	11.58%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	71.75%
Marzo	2.00%	11.25%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	72.02%
Abril	2.00%	10.49%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	72.64%
Mayo	2.00%	10.04%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	73.00%
Junio	2.00%	9.20%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	73.68%
Julio	2.00%	8.79%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	74.01%
Agosto	2.00%	9.15%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	73.73%
Septiembre	2.00%	9.32%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	73.59%
Octubre	2.00%	9.46%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	73.47%
Noviembre	2.00%	9.28%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	73.62%
Diciembre	2.00%	10.53%	3.00%	6.00%	0.00%	1.00%	3.50%	1.01%	1.00%	3.00%	72.60%

4.14.2 Energía Inyectada a la Red

Teniendo en cuenta la potencia pico instalada de la central solar propuesta en la tesis, el promedio diario de la radiación solar óptima (con seguidor solar) y el performance ratio (PR), la energía generada será:

$$E_{planta} = \frac{H_{\beta y, seguidor} \cdot P_{pico, instalada, planta} \cdot PR}{G_{STC}} \dots (4.35)$$

En la siguiente tabla se muestra la energía generada para cada mes del año 2013.

Tabla 4.26 Resultados de la Energía Inyectada a la Red

Mes	Promedio Diario de la Energía de Radiación Solar con Seguidor Solar	PR	Ecentral	
	kWh/m ² /día		kWh/día	Energía Mensual (MWh)
Enero	5.01	72.02%	80,834.69	2,505.88
Febrero	6.86	71.75%	110,345.87	3,089.68
Marzo	6.95	72.02%	112,161.34	3,477.00
Abril	7.12	72.64%	115,839.74	3,475.19
Mayo	9.50	73.00%	155,366.88	4,816.37
Junio	7.55	73.68%	124,723.40	3,741.70
Julio	7.63	74.01%	126,469.59	3,920.56
Agosto	7.61	73.73%	125,781.63	3,899.23
Septiembre	8.71	73.59%	143,667.33	4,310.02
Octubre	5.94	73.47%	97,878.39	3,034.23
Noviembre	7.08	73.62%	116,827.33	3,504.82
Diciembre	7.94	72.60%	129,139.03	4,003.31
		MÁX	155,366.88	
		MÍN	80,834.69	
		PROMEDIO	119,919.60	
ENERGÍA ANUAL GENERADA (MWh):				43,778.00

4.14.3 Factor de Planta

Se calcula con la siguiente ecuación:

$$FP = \frac{E_{\text{central solar, anual}}}{P_{\text{instalada}} \cdot t_a} = \frac{43,778 \text{ MWh}}{20 \text{ MW} \cdot 8,760 \text{ horas}} = 0.249 \approx 25\%$$

Donde:

“ $E_{\text{centra solar, anual}}$ ” es la energía anual ofertada

“ $P_{\text{instalada}}$ ” es la potencia instalada de la central solar

“ t_a ” es el tiempo que transcurre en un año

CAPÍTULO 5

EVALUACIÓN ECONÓMICA

5.1 CAPITAL INICIAL (METRADOS Y COSTOS)

En el estimado del costo de ejecución del Proyecto que se detalla en el presente capítulo, se considera el monto requerido para la construcción y equipamiento de la Central Solar. Se incluyen además, los costos de Ingeniería, Supervisión, Estudios, Gastos Administrativos y Contingencias. Para la elaboración del Presupuesto, se ha tenido en cuenta en la tabla de metrados, las partidas más importantes que conforman cada estructura de la Central.

El presupuesto integral está expresado en Dólares Americanos (US\$). Los precios referenciales de los insumos relacionados con la mano de obra, materiales y equipo de construcción corresponden al mes de enero 2012 y 2014, y han sido obtenidos de tesis relacionadas a centrales solares con SFV. Los precios de los equipos con SFV han sido obtenidos en base a cotizaciones con fabricantes y a costos referenciales de proyectos similares.

El presupuesto total de la instalación del proyecto de la tesis como inversión inicial del proyecto, se muestra a continuación:

Tabla 5.1 Presupuesto de la Instalación del Proyecto (en US\$)

PRESUPUESTO DE LA CENTRAL SOLAR DE 20 MWp				
ÍTEM	EQUIPO	COSTO UNITARIO (US\$)	CANT.	SUB-TOTAL (US\$)
1	Módulo de 300 Wp	160	75,325	12,052,000
2	Inversor de 900 kW	120,000	25	3,000,000
3	Seguidor Solar	4,500	3,406	15,327,000
4	Centro de Transformación, 2MVA	100,000	13	1,300,000
5	Cableado DC - BT	350,000	1	350,000
6	Cableado AC - BT	150,000	1	150,000
7	Cableado MT	150,000	1	150,000
8	Cableado AT	150,000	1	150,000
9	Protección y Accesorios DC - BT	350,000	1	350,000
10	Protección y Accesorios AC - BT	250,000	1	250,000
11	Protección y Accesorios MT	200,000	1	200,000
12	Protección y Accesorios AT	150,000	1	150,000
13	Subestación Eléctrica 20 MVA	1,100,000	1	1,100,000
14	Línea de Transmisión AT	150,000	1	150,000
15	Sistema de Puesta a Tierra (SPAT)	350,000	1	350,000
16	Edificación de la Central Solar	400,000	1	400,000
17	Obra Civil	100,000	1	100,000
18	Terreno de la Instalación	250,000	1	250,000
TOTAL GENERAL (US\$):				35,779,000

5.2 COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO PARA LA CENTRAL SOLAR

5.2.1 Costo de Operación

Los costos de operación estará conformado por el personal de la central solar, encargados de dirigir y supervisar, para dichas labores se cuentan con dos grupos: grupo de campo y grupo de control.

5.2.1.1 Grupo de Campo

Conformado por un supervisor y 4 técnicos de apoyo., encargados de la mano de obra dentro de los 13 centros de transformación de la central solar. Además, de la vigilancia y patrullaje de la central solar.

5.2.1.2 Grupo de Control

Conformado por 2 operadores y 4 técnicos, encargados de las actividades de coordinación y monitoreo de la central solar. Además, de la supervisión del sistema de comunicaciones para los 25 inversores solares que tiene la central solar.

En la siguiente tabla, se muestra el costo de operación tanto para el grupo de campo como para el grupo de control.

Tabla 5.2 Costo de Operación

Descripción	Costo Operación (US\$/día)	Costo Mensual(US\$/mes)	Costo Anual (US\$/año)	Cant.	Total (US\$/año)
Grupo de Campo					
Supervisor	23.00	506.00	6,072.00	1.00	6,072
Técnico de apoyo	9.00	270.00	3,240.00	4.00	12,960
Grupo de Control					
Operador	19.00	380.00	4,560.00	2.00	9,120
Técnico	11.00	330.00	3,960.00	4.00	15,840
COSTO DE OPERACIÓN TOTAL (US\$):					43,992

5.2.2 Costo de Mantenimiento

Los costos de mantenimiento se estructuran de acuerdo al mantenimiento preventivo y correctivo.

Los costos de las actividades de mantenimiento están constituidos por los siguientes rubros:

- **Materiales:** Son todos aquellos elementos necesarios para realizar las actividades de mantenimiento.
- **Recursos:** Son aquellos que permiten la ejecución de las actividades de mantenimiento, es decir la mano de obra, transporte y equipos necesarios. Cada una de las actividades de operación, mantenimiento preventivo o mantenimiento correctivo tiene asociado un empleo de recursos expresado como una cantidad determinada de horas-hombre totales requeridas para efectuar la intervención.

5.2.2.1 Mantenimiento Preventivo

Es el que se realiza en forma programada con el fin de asegurar el adecuado funcionamiento del Sistema de Módulos Fotovoltaicos y minimizar la probabilidad de fallas y deterioro. Se han determinado la frecuencia de las actividades de mantenimiento preventivo asociadas a un correcto estado de conservación de las instalaciones que permita obtener las tasas de fallas óptimas para los componentes del sistema de módulos fotovoltaicos. Las actividades de mantenimiento preventivo son:

- Inspección minuciosa del módulo FV, requieren escaso mantenimiento por su propia configuración carente de partes móviles y con el circuito interior de las células y las soldaduras de conexión aisladas del ambiente exterior por capas de material protector. Esta actividad abarca el retiro de obstáculos y maleza que obstaculizan la incidencia de los rayos solares sobre el módulo FV, inspección visual de posibles degradaciones internas de la estanqueidad del módulo FV, el ajuste de los pernos que unen el soporte de metal al módulo FV, el control de conexiones y cableado del módulo FV, la revisión de la orientación del panel y grado de inclinación.
- Limpieza e inspección visual del módulo FV, la suciedad acumulada y el crecimiento de hongos sobre la cubierta transparente del panel reduce el rendimiento del mismo y puede producir efectos de inversión o punto caliente similares a los producidos por sombras, por ello se requiere una frecuencia bimestral y 2 visitas cada 3 meses para SFV ubicados en zonas de costa, sierra y selva respectivamente.
- Medición de parámetros eléctricos de cada ramal de 23 módulos FV en serie, esta actividad comprende la medición de la tensión de operación de los módulos FV a fin de verificar el valor de tensión del ramal, para garantizar el correcto funcionamiento del mismo y la detección de fallas.

- Inspección minuciosa del inversor solar, el trabajo de mantenimiento será de la lectura de los mensajes de error y las advertencias, evaluación de los indicadores de temperatura, limpieza del reflector, limpieza del conducto de aire y las rejillas de ventilación, comprobación de fusibles/interruptores-seccionadores, comprobación del descargador de sobretensión.

5.2.2.2 Mantenimiento Correctivo

Es el que se realiza con el fin de reparar o reemplazar los elementos de un sistema fotovoltaico a partir de la detección de una falla o deterioro.

- Los Costos por Cambio de Equipos por Vida Útil, se considera dentro de los costos de mantenimiento, los costos que incurre el cambio de ciertos equipos de los SFV por vida útil menor a 20 años. A continuación se muestran dichos equipos, con su respectiva vida útil, y la cantidad de cambios que se requiere durante un periodo de 20 años, luego de ser instalados:

Tabla 5.3 Vida Útil de Equipos Principales del Sistema de Módulos FV

Equipo	Módulo FV	Inversor	Seguidor Solar
Vida útil (años)	25	20	10

Con una evaluación de 20 años, se observa que el equipo que tendrá reemplazo en ese período es el seguidor solar.

- Mantenimiento del inversor solar por parte del grupo de control, el trabajo de mantenimiento correctivo es el cambio de los interruptores de llave, elementos frontales y adhesivos exteriores, sustitución de los ventiladores del seccionador AC, descargador de sobretensión y GFDI/interruptor automático de alto rendimiento.

En la siguiente tabla, se muestra el costo de mantenimiento para la central solar.

Tabla 5.4 Costo de Mantenimiento

Descripción	Materiales (US\$)	Recurso Transporte y Equipos (US\$)	Subtotal (US\$)	Cant.	Total (US\$/año)
Cambio del seguidor solar	11.18	2.10	13.28	3,406.00	45,238
Cambio de accesorios del inversor solar	6.10	1.50	7.60	25.00	190
COSTO DE MANTENIMIENTO TOTAL (US\$):					45,428

5.2.3 Costo Anualizado de Operación y Mantenimiento (O&M)

El costo anual requerido para realizar operación y mantenimiento dentro de la central solar propuesta en la tesis será:

$$C_{O\&M} = C_{Operación} + C_{Mantenimiento} = 89,420 \text{ US\$/año}$$

5.3 COSTO DE LA ENERGÍA

Para el cálculo del costo de la energía se ha considerado que la inflación del 2016 sea 2.5%, las pérdidas de la potencia anual de la central solar es 0.8% y la tasa de descuento de 12%. En la siguiente tabla se detalla los parámetros para el costo de la energía.

Tabla 5.5 Parámetros para la producción de energía e ingresos de la central solar
2016 - 2035

Inversión inicial	Inv (US\$)	35,779,000
Costos de O&M	C. O&M (US\$/año)	89,420
Energía anual generada	E (kWh/año)	43,777,996.31
tiempo	t (años)	20
tasa de descuento	i (%)	12.00%
Inflación	Π (%)	2.50%
Pérdida de la potencia anual	p (%)	0.80%

En la siguiente tabla, se evalúa la producción estimada de energía y del costo de operación y mantenimiento de la central solar en el período 2016-2035.

Tabla 5.6 Resultados Generales de la central solar 2016 – 2035

Año	Producción estimada	Operación y Mantenimiento
	kWh	US\$
2015	-	89,448
2016	39,087,497	81,860
2017	34,620,354	74,917
2018	30,663,742	68,562
2019	27,159,315	62,747
2020	24,055,393	57,425
2021	21,306,205	52,554
2022	18,871,210	48,096
2023	16,714,501	44,016
2024	14,804,272	40,283
2025	13,112,355	36,866
2026	11,613,800	33,739
2027	10,286,509	30,877
2028	9,110,908	28,258
2029	8,069,661	25,861
2030	7,147,414	23,668
2031	6,330,567	21,660
2032	5,607,074	19,823
2033	4,966,265	18,142
2034	4,398,692	16,603
2035	3,895,984	15,194
TOTAL(en 20 años):	311,821,718	801,151

El costo de producción de energía eléctrica de la central solar es:

$$COE = \frac{\text{Inversión Inicial} + C_{O\&M,20\text{años}}}{\text{Energía Central Solar}_{20\text{años}}} = 11.73 \text{ ctv US\$/kWh}$$

5.4 RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Para analizar la rentabilidad del proyecto se realiza un análisis atendiendo a criterios como el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retomo (TIR). Para poder realizar el estudio de rentabilidad es necesario considerar los parámetros para la producción de energía e ingresos de la central solar 2016 – 2035.

Tabla 5.7 Parámetros para la producción de energía e ingresos de la central solar
2016 - 2035

Inversión Inicial	Inv (US\$)	35,779,000
Costos de O&M	C. O&M (US\$/año)	89,420
Energía anual generada	E (kWh/año)	43,777,996.31
tiempo	t (años)	20
tasa de descuento	i (%)	12.00%
Inflación	Π (%)	2.50%
Pérdida de la potencia anual	p (%)	0.80%

En la siguiente tabla, se muestra la evaluación de 20 años y los resultados del flujo de caja en el período 2016-2035.

Tabla 5.8 Resultados de la Rentabilidad del Proyecto

Año	Precio	Producción estimada	Ingresos	Operación y Mantenimiento	Flujo de Caja
	ctv US\$/kWh	kWh	US\$	US\$	US\$
2015	11.73	-	-	89,448	-35,779,000
2016	12.02	39,087,497	5,264,036	81,860	5,172,353
2017	12.32	34,620,354	5,352,472	74,917	5,258,496
2018	12.63	30,663,742	5,442,394	68,562	5,346,069
2019	12.95	27,159,315	5,533,826	62,747	5,435,093
2020	13.27	24,055,393	5,626,794	57,425	5,525,593
2021	13.60	21,306,205	5,721,324	52,554	5,617,593
2022	13.94	18,871,210	5,817,443	48,096	5,711,118
2023	14.29	16,714,501	5,915,176	44,016	5,806,193
2024	14.65	14,804,272	6,014,551	40,283	5,902,843
2025	15.02	13,112,355	6,115,595	36,866	6,001,095
2026	15.39	11,613,800	6,218,337	33,739	6,100,974
2027	15.78	10,286,509	6,322,805	30,877	6,202,508
2028	16.17	9,110,908	6,429,028	28,258	6,305,724
2029	16.58	8,069,661	6,537,036	25,861	6,410,649
2030	16.99	7,147,414	6,646,858	23,668	6,517,311
2031	17.41	6,330,567	6,758,525	21,660	6,625,740
2032	17.85	5,607,074	6,872,069	19,823	6,735,964
2033	18.30	4,966,265	6,987,519	18,142	6,848,012
2034	18.75	4,398,692	7,104,910	16,603	6,961,914
2035	19.22	3,895,984	7,224,272	15,194	7,077,702

5.5 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. La metodología consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros o en determinar la equivalencia en el tiempo cero de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto y comparar esta equivalencia con el desembolso inicial. El VAN de un proyecto de inversión es la suma algebraica de los valores equivalentes de todos los flujos de caja parciales, actualizados al inicio del proyecto.

$$VAN = -FC_o + \sum_{a=1}^n \frac{FC_a}{(1+i)^a} \dots (5.3)$$

Donde:

“FC_o” es la inversión inicial del proyecto (en US\$)

“FC_a” es el flujo de caja anual (en US\$)

“i” es la tasa de rentabilidad o tasa de descuento

“n” es el número de años para el estudio de rentabilidad

“a” es el año actual

Esta metodología es utilizada para la evaluación de proyectos. Para la central solar propuesta en la tesis, para una evaluación de 20 años (periodo 2016-2035), el VAN es:

$$VAN = 7,049,090 \text{ US\$}$$

5.6 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La tasa interna de retomo o tasa interna de rentabilidad (TIR) de una inversión es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". También se le conoce como la tasa de descuento (i) con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN o VPN) es igual a cero, es decir, la tasa de interés que iguala la inversión inicial con los flujos de caja futuros esperados durante la duración del proyecto. La TIR puede utilizarse como indicador de la rentabilidad de un proyecto: a mayor TIR, mayor rentabilidad.

$$VAN = 0 \rightarrow -FC_0 + \sum_{a=1}^n \frac{FC_a}{(1+TIR)^a} = 0 \dots(5.4)$$

El proyecto se considerará atractivo y rentable si su TIR es superior a la tasa de descuento que se exige a la inversión ($TIR > i$).

$$-FC_0 + \sum_{a=1}^n \frac{FC_a}{(1+TIR)^a} = 0 \dots(5.5)$$

Este valor nos indica si el proyecto es rentable. En la central solar propuesta en la tesis, para una evaluación de 20 años, el TIR es:

$$TIR = 14.86\%$$

CAPÍTULO 6

BENEFICIO AMBIENTAL

6.1 PROTOCOLO DE KYOTO (PK)

El Protocolo de Kioto (1997) es un acuerdo internacional para detener las emisiones responsables del calentamiento del planeta, obligando a los países industrializados, que han ratificado el Protocolo, a reducir las emisiones de los gases de efecto invernadero (GEI), a un nivel inferior en no menos de 5% al de 1990 en el período de compromiso comprendido entre el año 2008 y el 2012. Contiene un conjunto de compromisos generales que se mencionan a continuación:

- Adoptar medidas para mejorar la calidad de los datos sobre emisiones.
- Organizar programas nacionales de mitigación y adaptación.
- Promover la transferencia de tecnologías ambientalmente sanas.
- Cooperar en la investigación científica y en las redes internacionales de observación del clima.
- Respaldar las iniciativas de educación, formación, sensibilización pública y fomento de la capacidad.

6.1.1 Emisiones de GEI de Larga Permanencia

Los Gases del Efecto Invernadero (GEI) se detallan en la siguiente tabla:

Tabla 6.1 Principales GEI, fuentes de emisión y potencial de calentamiento expresados en unidad de CO₂ (fuente IPCC, 1996)

GASES	FUENTES DE EMISIÓN	POTENCIAL DE CALENTAMIENTO (en CO ₂ eq.)
Dióxido de Carbono (CO ₂)	Quema de combustible fósiles, deforestación, producción de cemento	1
Metano (CH ₄)	Producción y quema de combustibles fósiles; agricultura, ganadería, manejo de residuos	21 – 23
Óxido Nitroso (N ₂ O)	Quema de combustibles fósiles, agricultura, explotación de la tierra	230 – 310
Perfluoro Carbono (PFCs)	Actividades Industriales (refrigerantes, aerosoles, espumas plásticas)	6,200 – 7,100
Hidrofluoro Carbono (HFC)	Actividades Industriales (refrigerantes líquidos)	1,300 – 1,400
Hexafluoruro de azufre (SF ₆)	Actividades Industriales (aislantes eléctricos)	23,900

NOTA: Dada la diversidad de GEI y considerando que cada uno se concentra en la atmósfera con distinta intensidad, es usual expresar la cantidad total de GEI en términos de CO₂ eq. Para ello se utiliza una tabla de equivalencias o de conversión, que establece las cantidades de cada GEI que igualan a una unidad de CO₂ eq.

6.1.2 Mecanismos de Kyoto

Los mecanismos que se acordaron en el Protocolo de Kyoto fueron los siguientes:

- El comercio de emisiones, sólo se aplica en países industrializados.
- La implementación conjunta (IC), se aplica en países con economía en transición, por ejemplo, los países de Europa del Este.
- Mecanismo de desarrollo limpio (MDL), es el único mecanismo que se aplica en el Perú.

Estos mecanismos de Kyoto permiten a los países integrantes en el Protocolo a cumplir su compromiso de reducción o limitación de emisiones, al permitir a las mismas tomar ventaja de un menor costo de la reducción de las emisiones fuera de sus territorios. A tal efecto, estos mecanismos incluyendo el comercio de emisiones, en ningún caso, deberán anteponerse a las medidas internas para cumplir los compromisos en el marco del Protocolo

6.1.2.1 Comercio de Emisiones

Es una compra-venta de emisiones de gases de efecto invernadero entre países que tengan objetivos establecidos dentro de los países industrializados del PK. De esta manera, los que reduzcan sus emisiones más de lo comprometido podrán vender los certificados de emisiones excedentarios a los países que no hayan alcanzado cumplir con su compromiso. El comercio de derechos de emisión no reduce por sí mismo las emisiones, sino que puede suponer una redistribución de las emisiones entre los países industrializados.

La Unión Europea ha creado su régimen de comercio de emisiones (EU ETS) es un ejemplo de un sistema regional de comercio dentro del marco del Protocolo de Kioto.

La unidad de negociación asociada a este mecanismo es AAU (Assigned Amount Unit). Unidad de Emisión Asignada. Corresponde al monto total de emisiones de gases de efecto invernadero que a un país se le permite emitir a la atmósfera durante el primer período de compromiso (2008-2012) del PK. Cada país divide y asigna su respectivo monto a empresas localizadas en su territorio a manera de límite de emisión por empresa. Consiste en la negociación de los permisos de emisión. Un AAU es equivalente a una unidad negociable de 1 ton de CO₂.

6.1.2.2 Mecanismo de Implementación Conjunta

Este mecanismo permite que un país industrializado del PK invierta en otro país industrializado del PK, para la ejecución de un proyecto encaminado a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o incrementar la absorción por los sumideros y recibir los créditos por la reducción de las emisiones o absorciones logradas a través de ese proyecto. El país inversor obtiene certificados para reducir emisiones a un precio menor del que le habría costado en su ámbito nacional, y el país receptor de la inversión recibe la inversión y la tecnología. Deberán cumplirse determinados requisitos para poder hacer uso de este mecanismo, y en cualquier caso, los proyectos deberán someterse a su certificación por entidades independientes.

La unidad de negociación asociada a este mecanismo se llama ERU (Emission Reduction Unit). Corresponde a un monto específico de emisiones de gases de efecto invernadero que dejaron de ser emitidas por la ejecución de un proyecto de Implementación Conjunta. Un ERU es equivalente a una unidad negociable de 1 ton de CO₂.

6.1.2.3 Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)

El MDL permite que un país industrializado del PK invierta en otros países que no están incluidos en el PK, para la ejecución de proyectos de reducción de emisiones o de forestación y proyectos de reforestación generadores de créditos de emisiones. A diferencia del Comercio de Emisiones y la Implementación Conjunta, los proyectos del MDL crean nuevas unidades y su adquisición por los países del PK aumenta el total de la cantidad atribuida a disposición de las Partes del PK en su conjunto y su nivel permitido de emisiones.

Uno de los prerequisites más relevantes es el contribuir al desarrollo sostenible del país anfitrión y la adicionalidad. La adicionalidad es uno de los elementos más importantes en el desarrollo de un proyecto MDL de acuerdo a los lineamientos entregados por el Protocolo de Kyoto y sus directrices posteriores. De manera resumida un proyecto es adicional si el proyecto no se hubiese realizado sin tomar en cuenta el MDL y sus beneficios. Las medidas de validación y registro de proyectos, son llevadas a cabo por las Entidades Operacionales Designadas (EOD), asegurando que las reducciones o absorciones relacionadas con los proyectos vayan más allá de lo se producirían en ausencia de los mismos.

Las unidades de negociación asociada a los proyectos del MDL son diferentes según la temporalidad del certificado de reducción, diferenciándose en tres unidades de Kyoto:

- CERs (Certified Emission Reduction): Certificados de reducción de emisiones, se expiden a los proyectos que reducen las emisiones. Un CER equivale a una tonelada de CO₂ eq. reducida en la atmósfera como consecuencia de un proyecto de MDL. Los CERs son plena y libremente comercializables por sus titulares, durante o después de su emisión.
- tCERs (Temporary Certified Emission Reductions): son cantidad total de carbono secuestrado (neto de base) desde que se inició el proyecto (por sumideros), cada tCER expira al final del periodo de compromiso posterior al periodo para el que se expidió.
- ICERs (Long-Term Certified Emission Reductions) puede ser expedido para los proyectos que mejoran la absorción a través de la forestación y proyectos de reforestación. Expiran al final del periodo de acreditación, y su validez máxima es de 60 años.

Tanto los tCERs como los ICERs tienen la característica de no permanencia, asociada a los proyectos de actividades de sumideros, forestación y reforestación, y ambos certificados sólo pueden utilizarse para el cumplimiento en el periodo de compromiso en el cual fueron expedidos.

6.2 MERCADOS DE CARBONO

Es el mercado resultante de la venta y compra de permisos de emisión y créditos por reducción de emisiones a fin de permitir a los países y empresas cumplir sus compromisos de emisión de GEI. Se trata de un mercado amplio que incluye los proyectos capaces de generar tales créditos. El emergente mercado del carbono en el marco del Protocolo de Kioto es complejo y segmentado. En él coexisten y compiten, dos familias de productos con diferentes atributos: los permisos de emisión y las unidades de reducción de emisiones de distintas características y orígenes. Por su parte, hay mercados primarios y secundarios, ventas "spot" y a futuro, lo que conduce a la formación de diversos precios. Se trata de un mercado estrechamente determinado por normas en el que la demanda y la oferta constituyen además fuerzas desiguales.

- Los tres mecanismos, Comercio de Emisiones, Mecanismo de Implementación Conjunta y Mecanismo para un Desarrollo Limpio, regulan las transacciones de Reducción de Emisiones (RE) y definen los parámetros de procedimiento para desarrollarlas.
- Existen múltiples mercados ambientales a nivel mundial. Hay sistemas de comercio de emisiones en mercados regulados (como el de la Unión Europea, EU ETS; y Unites States Acid Rain Program, éste último no se enmarca dentro de PK) y aquellos mercados que abordan los problemas ambientales con prioridad a la reglamentación (como los mercados emergentes de GEI en todo el mundo). Los términos "Comercio de Derechos de Emisión" son a menudo utilizados de igual manera que "Comercio de Reducción de Emisiones".

Existen mercados de emisiones y son los siguientes:

- Bubbles (Burbujas), mecanismo de cumplimiento que permite a una entidad con múltiples fuentes de emisión, combinar el total de sus metas de emisión bajo una sola burbuja para dicha entidad. Esto crea flexibilidad para que la entidad aplique tecnologías de control de contaminación más efectiva en términos de costos, y la cantidad total de emisiones bajo la burbuja debería ser menor a lo que tenía permitido si cada fuente de emisión cumpliera con los requisitos convencionales.
- Offsets or Credit-based Emission Reduction (Compensaciones o Créditos de reducción de emisiones), estos sistemas se basan en proyectos, y frecuentemente incorpora a entidades o industrias que no están obligadas a reducir sus emisiones, es decir que no tienen límites de emisión. Los Offsets se generan cuando una fuente voluntariamente realiza reducciones de emisión permanentes, las que son legalmente reconocidas por un ente regulador. Dichos Offsets son vendidos a fuentes de emisión para cubrir nuevas emisiones o el aumento de las mismas, y compensarlas, siempre y cuando sea aprobado por un ente regulador.
- Cap and Trade, es el sistema que más ha evolucionado en comercio de emisiones. Una autoridad reguladora establece un límite máximo para el total de las emisiones de un contaminante que es un límite firme y permanente para un grupo de emisores. El límite o tope permitido, se fija como una parte de las emisiones históricas de cada fuente. Sistema de

asignación de permisos de emisiones fijas y limitadas, donde agentes con excedentes, pueden comercializarlos.

6.3 PROCESO DE CERTIFICACIÓN (PROYECTO MDL)

En la siguiente figura, se muestra el ciclo o serie de procesos que deberá cumplir el proyecto para que califique para la certificación de reducción de emisiones (CER). Además, se observa que el proyecto podrá emitir CERs luego del periodo de evaluación que es de 4 años.



Figura 6.1 Ciclo del Proyecto MDL

6.3.1 Identificación del Proyecto

Un proyecto de Mecanismo de Desarrollo Limpio se inicia con la elaboración del Documento de Diseño del proyecto. Este documento se caracteriza por ser muy costoso; es por eso que, previamente se suele elaborar un perfil del proyecto para que los expertos y compradores de bonos puedan evaluar la factibilidad para que después decidir si pueden realizar o no estudios más avanzados.

6.3.2 Estudio de Línea de Base, Adicionalidad y Protocolo de Monitoreo

Este estudio tiene como objetivo determinar la cantidad de emisiones de gas que se pudieron haber generado en ausencia del proyecto y cuál sería el escenario con el proyecto. Por otro lado, el protocolo de monitoreo y verificación contiene información sobre los procedimientos de monitoreo; mientras que, la división de verificación tiene la función de detallar las reglas para la contabilización de emisiones, como en qué momento y quien realizará la verificación y que datos tienen que estar accesibles.

6.3.3 Documento de Diseño del Proyecto

Este documento es fundamental; ya que, es con esto con lo que es evaluado un proyecto por una Entidad Operacional Designada (EOD). La información que se encuentra aquí es sobre descripción del proyecto, metodología de la línea de base y determinación de la adicionalidad, período de acreditación, protocolo de monitoreo y verificación, estudios sociales y de impacto ambiental, entre otros.

6.3.4 Aprobación del País Anfitrión

El país anfitrión, que es en el cual se desarrollará el proyecto, debe aprobar el proyecto para que este pueda ser calificado en el Mecanismo de Desarrollo Limpio. De esta manera el país estaría afirmando que el proyecto contribuye al desarrollo sostenible del país. Los Responsables de esta aprobación es una Autoridad Nacional Designada (AND) para el MDL, en su ausencia, sería el punto focal del país anfitrión ante la Convención marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático. Para nuestro caso, el peruano, es el Consejo Nacional del Ambiente (CONAM) el que ha sido designado; que, además, recibe el apoyo del FONAM, como oficina promotora del MDL.

6.3.5 Proceso de Validación

Una vez que se cumpla con los pasos mencionados anteriormente, se comenzará el proceso de validación del proyecto. Este proceso consiste en la evaluación de todos los documentos relevantes de un proyecto ya considerado como proyecto MDL de acuerdo con todos los requerimientos establecidos en el MDL. La evaluación será llevada a cabo por una entidad independiente denominada entidad operacional, que habrá sido aprobada por la Junta Ejecutiva del MDL. Después de la evaluación, la entidad operacional determinara si otorga o no la validación.

6.3.6 Proceso de Registro

En esta parte, la entidad operacional se encargará de solicitar el registro del proyecto que haya pasado de manera exitosa todo los pasos previos. La solicitud de registro será enviado por la entidad operacional como un reporte de validación y aprobación del país anfitrión. La Junta Ejecutiva de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (UNFCCC), será la encargada de este proceso de registro que empleará un tiempo máximo de ocho semanas.

6.3.7 Negocios de Contrato de Compra de Emisiones Reducidas

En esta parte del proceso se termina la elaboración de la documentación legal y se firma el acuerdo de compra de reducciones de emisiones.

6.3.8 Implementación y Monitoreo

En esta etapa el proyecto ya puede comenzar a vender Certificados de Reducción de Emisiones anualmente. Es a partir de aquí que el desarrollo del proyecto comienza a ejecutar el Protocolo de monitoreo, cuyos resultados se envían periódicamente a la entidad operativa para que verifique y certifique las reducciones de emisiones. Estas emisiones se expresan en toneladas de CO₂ equivalente (ton CO₂).

6.3.9 Certificación y emisión de CERs

La verificación se desarrolla posterior a la primera que el proyecto haya cumplido con todos los trámites y haya sido aprobado. En este último paso se dan revisiones periódicas para garantizar que el proyecto esté cumpliendo con la reducción de emisiones acorde con todos los criterios que habían sido establecidos en el Protocolo de Monitoreo. El reporte de certificación que elabore la entidad operacional trata de una solicitud a la Junta Ejecutiva para que esta emita la cantidad de reducciones de emisiones que han sido verificadas en forma de CER. Una vez que se hayan certificado las emisiones reducidas, el fondo de carbono pagará un equivalente por la cantidad de reducciones de acuerdo a lo que se haya establecido en el contrato.

6.4 COSTO DE LOS CERs

Los costos se realizan para la emisión de Certificados de Emisión de Reducción (CERs) que equivalen a un número de ton CO₂, con la finalidad de ser vendidos a los países industrializados vinculados en el Protocolo de Kyoto. En la siguiente tabla, se detalla el costo del CER. Además, los proyectos de energías renovables con una capacidad máxima equivalente de 15 MW son considerados proyectos de MDL de pequeña escala. Para el proyecto de una central solar fotovoltaica de 20 MW, será considerada como proyecto de MDL de gran escala.

Tabla 6.2 Costos de los CERs (Fuente: FONAM)

Actividad	Costo en US\$ (Proyectos MDL de gran escala o tradicionales)	Costo en US\$ (Proyectos MDL pequeña escala)	Tipo de Costo
Fase de Planeamiento			
Estudio de Pre-factibilidad, Nota Idea de Proyecto (PIN)	5,000 – 30,000	2,000 – 7,500	
Documento de Diseño del Proyecto (PDD)	15,000 – 100,000	10,000 – 25,000	
Expediente de aprobación nacional que incluye consulta social	5,000 – 8,000	5,000 – 8,000	
Tasa de registro ante la Autoridad Nacional Designada (AND)	1,000	1,000	
Nueva metodología (de ser necesaria)	20,000 – 100,000	20,000 – 50,000	
Validación	8,000 – 30,000	6,500 – 10,000	
Tasa de registro	10,500 – 350,000	18,500 – 117,000	
Tasa para el Fondo de Adaptación de las Naciones Unidas (SOP)	2% de los CERs	2% de los CERs	
Fase de Construcción			
Construcción y Equipamiento	Variable depende del tipo de proyecto		Pago a contratistas
Instalación de equipos de monitoreo	Costo mínimo relativo al costo de los equipos		Pago a contratistas
Costos específicos – fase de construcción	Costo mínimo relativo al costo de los equipos		
Fase de Operación			
Verificación inicial	5,000 – 30,000	5,000 – 15,000	Tasa de la EOD
Verificación periódica	5,000 – 25,000	5,000 – 10,000	Tasa de la EOD

6.5 FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂

Según el Fondo Nacional del Ambiente – Perú (FONAM), el factor de emisión representa la cantidad de CO₂ que se genera por MWh de electricidad producida para la Red de Energía Eléctrica. Hasta el momento, cada nuevo proyecto del sector de energía que aplica el Mecanismo de Desarrollo Limpio, debe estimar el factor de emisión de la red eléctrica como parte de la documentación necesaria para su validación y posterior registro. Por lo tanto, se ha realizado el cálculo del factor de emisión de la red eléctrica para el año 2007, como una de las acciones importantes dentro del marco del proyecto.

En la siguiente tabla, se detallan los factores de emisión utilizados por tipo de combustible y por sector económico (2014).

Tabla 6.3 Factores de emisión de CO₂ según combustible y sector económico

Combustible	Factor de Emisión
Sector Eléctrico (ton CO₂/MWh)	
Gas Natural	0.430
Diesel y Residual	0.818
Carbón	0.955
Sector Industrial (ton CO₂/GJ)	
Petróleo Industrial Nº 6	0.077
Carbón	0.096
Gas Natural	0.055
Sector Transporte (ton CO₂/GJ)	
Gasolinas	0.059
GNV	0.039

Según el Ministerio de Energía y Minas (MEM), los factores de emisión de kg CO₂ y por tipo de consumo de energía, son los siguientes:

Tabla 6.4 Factores de Emisión de kg CO₂ (fuente: MEM – FONAM, 2007)

Factores de Emisión de kg CO ₂		
	Factor	Unidades
Energía Eléctrica	0.615	Kg CO ₂ /kWh
GLP	2.75	Kg CO ₂ /kilogramo
Diesel	9.7	Kg CO ₂ /galón
Gasolina	7.9	Kg CO ₂ /galón
Leña	1.7	Kg CO ₂ /kilogramo

6.6 BONOS DE CARBONO

Los bonos de carbono (también llamados "Créditos de Carbono") son un mecanismo internacional de descontaminación para reducir las emisiones contaminantes al medio ambiente; es uno de los tres mecanismos propuestos en el Protocolo de Kyoto para la reducción de emisiones causantes del calentamiento global o efecto invernadero (GEI o gases de efecto invernadero).

$$1 \text{ bono de carbono} = 1 \text{ tonelada métrica de reducción de } CO_2$$

La valorización monetaria de las emisiones mitigadas por proyectos de fuentes renovables no convencionales (RER), se realiza a través del precio de los bonos de carbono en ton CO₂-eq.

Los precios de los bonos de carbono han mostrado una tendencia a la baja, la cual se ha agudizado en 2013. En enero de 2008, el precio del bono de carbono por ton CO₂-eq. era de US\$ 24.3, mientras que en diciembre de 2013, el precio descendió hasta alcanzar US\$ 0.49 por ton CO₂-eq. En Julio de 2014, el precio del bono de carbono era de US\$ 3 por 1 ton CO₂-eq. El beneficio ambiental que dará el proyecto será:

$$\text{Beneficio Ambiental} = E_{\text{central solar}} \cdot FE_{CO_2} \cdot PV_{\text{Bono Carbono}} \dots (6.1)$$

Donde:

"E_{central solar}" es la energía anual ofertada por la central solar propuesta en la tesis (43,777,996.31 kWh/año)

"FE_{CO₂}" es el factor de las emisiones de CO₂ (0.615 kg CO₂/kWh)

"PV_{Bono Carbono}" es el precio de venta del bono de carbono (3.00 US\$/ton CO₂).

El beneficio ambiental que dará la central solar propuesta en la tesis, al considerarse como energía "limpia" y que contribuye a reducir emisiones de CO₂ al generar energía eléctrica con fuente solar FV, será:

$$\textit{Beneficio Ambiental} = 80,770 \text{ US\$/año}$$

Es decir, el importe anual de US\$ 80,770 durante el período 2016-2035 (durante 20 años). Siendo la ganancia el importe a considerar para nuestro flujo.

CONCLUSIONES

1. De los datos recopilados de Radiación Solar por parte de la Universidad de Piura, la captación de radiación solar promedio diario (en el año 2013) para el módulo con soporte fijo es de 4.70 kWh/m²-día y para el módulo que incluya en el soporte el seguidor solar de un solo eje de rotación horizontal es de 7.33 kWh/m²-día. De la comparación, se seleccionará el soporte del módulo FV con seguidor solar de un solo eje de rotación horizontal.
2. La energía anual generada por la central solar propuesta en la tesis, ubicada en el norte del país, es de 43,778 MWh y la energía anual ofertada por la Central Solar Moquegua FV, ubicada en el sur del país, es de 43,000 MWh.
3. Comparando la energía anual generada por la central solar propuesta en la tesis y la energía anual ofertada por la central solar Moquegua FV, se concluye que se deberá incentivar la generación eléctrica solar en el norte del Perú.

4. Del análisis de la distribución de los módulos FV para la central solar de 20 MW, la configuración para un inversor solar será de 131 ramales de módulos FV en paralelo y que cada ramal esté conformado por 23 módulos FV en fila. Además, se instalarán 25 inversores del tipo “centralizado” en dicha central solar (con un sobredimensionamiento del 13%).

5. Para la central solar de 20 MW, el transformador elevador de BT/MT en cada Centro de Transformación (C.T.) es un transformador de 2 MVA de 3 devanados conectados a 2 inversores solares y el transformador elevador MT/AT de la subestación eléctrica (S.E.) de dicha central solar es de 30 MVA de potencia aparente.

6. Para la configuración de la Subestación Eléctrica (S.E.) propuesta en la tesis, se ha tomado como referencia el diseño de la Central Tacna Solar, debido a que su línea de transmisión de 66 kV se aproxima a la línea de transmisión (L.T.) de la S.E. Piura Oeste (de 60 kV) y además, se ha elegido dicha L.T. de 60 kV porque es la más cercana al emplazamiento en donde se instalará la central solar propuesta en la tesis.

7. El presupuesto de la instalación del proyecto de la central solar propuesta en la tesis, indica que la inversión inicial es de US\$ 35,779,000.

8. Para una evaluación de 20 años (período 2016-2035) para la central solar propuesta en la tesis, con inflación del 2.5% y 0.8% en pérdidas para la potencia anual de dicha central, el costo de producción de energía eléctrica de la central solar es 11.73 ctv US\$/kWh.

9. Mediante la evaluación económica, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR) son US\$ 7,049,090 y +14.86% respectivamente, se concluye que el proyecto de la central solar propuesta en la tesis es viable.

10. De los beneficios ambientales del proyecto de la central solar propuesta en la tesis, mediante los bonos de carbono, el beneficio ambiental anual de US\$ 80,770 resulta ser una cantidad anual de 26,923 toneladas en reducción de emisiones de CO₂-eq.

RECOMENDACIONES

1. De la elaboración para el cálculo de la energía anual generada por la central solar propuesta en la tesis, debido a que el emplazamiento en que se ha establecido la central solar es la parte del hemisferio sur, se ha presentado que el proceso ha sido diferente en comparación a proyectos de centrales solares instalados en el hemisferio norte.
2. Para el cálculo del beneficio ambiental, se ha considerado que el factor de emisión de kg de CO₂ sea de acuerdo a lo que se genera por kWh de electricidad producida para la red de energía eléctrica.
3. De acuerdo a los costos para la emisión de Certificados de Emisión de Reducción (CERs), si se desea que su proyecto sea considerado proyecto MDL de pequeña escala, deberá proponer una central solar con una potencia instalada menor a 15 MW.
4. Para un mejor performance para el cálculo de la energía anual generada por la central solar propuesta en la tesis, se deberá hacer la búsqueda de entidades con equipos de medición de radiación solar y cercana al emplazamiento en donde se proponga instalar una central solar.

5. Se recomienda usar esta tesis como nexo para elaborar una guía metodológica detallada adecuada al caso peruano.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Solar Engineering of Thermal Process**, Duffie – Beckman, ed. John Wiley & Sons, Inc., 1974.
2. **Supervisión de Contratos de Centrales de Generación y Líneas de Transmisión de Energía Eléctrica en Operación**, Osinergmin, Diciembre – 2014.
Link:
http://www.osinerg.gob.pe/newweb/uploads/GFE/SupervisionContratos/Compendio_Proyectos_Generacion_Transmision_Electrica_Operacion.pdf?3585
3. **Elaboración de la Nueva Matriz Energética Sostenible (NUMES)**, Consorcio R.GARCÍA Consultores S.A., ARCAN Ingeniería y Construcciones S.A. y CENERGIA, Enero - 2012.
4. **Recursos Fotovoltaicos**, National Renewable Energy Laboratory (NREL), 2013.
Link: <http://www.nrel.gov/pv/>
5. **Renewables 2015 Global Status Report**, Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), 2015.
Link: <http://www.ren21.net/status-of-renewables/global-status-report/>
6. **Energía Solar Fotovoltaica**, Oscar Perpiñán Lamigueiro, creative commons, 2014.
7. **Manuales sobre energía renovable – SOLAR FOTOVOLTAICA**, PNUD-GEF, Biomass Users Network (BUN-CA), 2002.
8. **Energía Solar Fotovoltaica**, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación – Madrid (España), Ibergraphi 2002, 2007.
9. **Handbook for Solar Photovoltaic (PV) Systems**, Energy Market Authority-Building and Construction Authority, Gobierno de Singapur, 2008.
10. **Elaboración de un portafolio de proyectos de electrificación de comunidades remotas con energías renovables en NRECA INTERNACIONAL**, Roland Antonio Padilla Miranda – Guatemala, 2013.

11. **Proyecto: Diseño de Planta Solar Fotovoltaica de 20 MW en California y Conexión a la red de distribución**, Macarena Jiménez Sánchez – Universidad Pontificia ICAI-ICADE COMILLAS - Madrid, 2012.
12. **Atlas de Energía Solar del Perú**, Dirección General de Electrificación Rural (DGER), SENAMHI-PNUD-MEM, 2003.
13. **Estación Meteorológica en Universidad de Piura-Perú**, Universidad de Piura (UDEP), 2013.
Link: <http://udep.edu.pe//met/>
14. **Software Google Earth 2013 – 2015**, US Dept of State Geographer, 2013-2015.
Link: <https://www.google.es/intl/es/earth/index.html>
15. **Proyecto Técnico de Instalación Solar Fotovoltaica de 20 KW sobre cubierta conectada a red**, José Luis Aulló Rubio, 2010.
16. **Photovoltaic Project Analysis**, RETScreen International – Canada, 2001-2004.
17. **Guia Técnica de Aplicación para Instalaciones de Energías Renovables – Instalaciones Fotovoltaicas**, Dirección General de Industria y Energía – Gobierno de Canarias, 2002.
18. **Proyecto: Estudio Comparativo de Diferentes Tecnologías de Generación Solar en Función de la Curva de Demanda**, Laura García Martín – Universidad Pontificia ICAI-ICADE COMILLAS - Madrid, 2014.
19. **Factor de Emisiones CO₂**, Fondo Nacional del Ambiente – Perú (FONAM), 2007.
Link: <http://www.fonamperu.org/default.php>
20. **Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Gas Natural**, OSINERGMIN, 2014.
21. **Subastas RER**, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), 2015.
Link:
<http://www2.osinerg.gob.pe/EnergiasRenovables/EnergiasRenovables.html>
22. **Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería**, OSINERGMIN, 2015.
Link: <http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Publico/1.htm?558>
23. **Reporte de Análisis Económico Sectorial – Sector Electricidad**, OSINERGMIN, 2014.
24. **Impacto de los Incentivos Tributarios en la Rentabilidad de los proyectos hidroeléctricos con emisión de bonos de carbono**, Pontificia Universidad Católica del Perú, 2013.

25. **Factores de Emisión de CO₂ y Coeficientes de paso a energía primaria de diferentes fuentes de energía final consumidas en el sector edificios en España**, Ministerio de Industria, Energía y Turismo de España - IDAE, 2014.
26. **Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional**, COES SINAC, 2015.
Link: <http://www.coes1.org.pe/WebPages/home.aspx>
27. **Planta Fotovoltaica Solar San Juan I**, Pablo Gambetta – Víctor Manuel, 2011.
28. **Proyecto: Diseño de una Central Fotovoltaica de 100 kWp de potencia nominal**, Roberto Sanz Moya – Universidad Carlos III De Madrid, 2010.
29. **Dimensionado de Sistemas Fotovoltaicos**, Lluís Prat Viñas – Universidad Politécnica de Catalunya - España.
30. **Tesis de Grado: Diseño de un generador eléctrico fotovoltaico y de su fase de interconexión con la red eléctrica local aplicado en la unidad educativa “Dr. Eugenio Espejo”**, Roberto Carlos Quintero Gonzabay – Escuela Superior Politécnica del Litoral, 2008.
31. **Proyecto: Análisis y Estudio del Rendimiento de Inversores Integrados en los Sistemas Fotovoltaicos de Conexión a Red**, Vicente Salas Merino – Universidad Carlos III De Madrid, 2009.
32. **Proyecto: Instalación Solar Fotovoltaica Conectada a Red**, Departamento de Máquinas – Universidad Politécnica de Catalunya.
33. **Instalación solar fotovoltaica de conexión a red de 50 kW sobre suelo en una masía**, Jordi Bret Cosials.
34. **Proyecto: Planta solar fotovoltaica de 500 kW sobre la cubierta de una nave industrial en la ciudad de Sevilla**, Manuel Campos Fernández – Universidad de Sevilla, 2012.
35. **Estudio y Diseño de una planta de generación de energía solar fotovoltaica de 1.5 MW con conexión a la red eléctrica de distribución**, Carlos Suárez Martínez – Universidad Politécnica de Cartagena, 2012.
36. **Parque fotovoltaico de 500 kW conectado a la red situado en El Prat**, Carlos Flores Pulgarín.
37. **Proceso de creación de una planta solar fotovoltaica conectada a red**, Ixtebe Portabella Cilveti – Universidad Politécnica de Catalunya, 2010.
38. **Diseño de un sistema fotovoltaico para el suministro de energía eléctrica a 15 computadoras portátiles en la PUCP**, Miguel Ángel Hadzich Marín - Pontificia Universidad Católica del Perú, 2014.

39. **Diseño de un parque solar fotovoltaico de 100 kW proyecto de inversión / Impacto Ambiental**, Óscar Molina Boza – Escuela Universitaria Politécnica de Mataró, 2009.
40. **Proyecto: Análisis Comparativo de inversor fotovoltaicos de Conexión a Red con potencia igual o superior a 100 kW**, Clara Ormaechea Ballesteros – Universidad Carlos III De Madrid, 2012.
41. **Proyecto: Diseño de una instalación fotovoltaica de 100 kW en un edificio**, Alberto Vegas Portero – Universidad Carlos III De Madrid, 2009.
42. **Proyecto: Diseño de planta solar fotovoltaica con conexión a red**, Rafael Luna Sáinz – Universidad Pontificia Comillas, 2007.
43. **Proyecto: Diseño de una central solar fotovoltaica de 3 MW y conexión a red de distribución mediante línea de 15 kV y centro de seccionamiento**, Jaime Fernández Navas – Universidad Carlos III De Madrid, 2010.
44. **Diseño y cálculo de una instalación fotovoltaica de 1.1 MW**, Roger Guardiola Parera – Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2008.
45. **Proyecto de construcción e instalación de una planta solar fotovoltaica conectada a la red de 113.4 kWp en Lleida**, Angels Rosell Simon, 2008.
46. **Proyecto: Instalación solar fotovoltaica de 100 kW conectada a red en Lorca - Murcia**, Francisco de Delás de Mazarredo – Universidad Pontificia Comillas, 2009.
47. **Proyecto: Central solar fotovoltaica de 500 kW**, Joseu Recarte Allué – Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, 2013.
48. **Diseño de una central fotovoltaica de 100 kW**, Sergio Morató Moreno – Escuela Técnica Superior de Ingeniería, 2006.
49. **Estudio técnico para incorporar generación distribuida fotovoltaica en el sector residencial del Cantón Cuenca**, Inés Morocho Yunga y Kevin Ríos Jaramillo – Universidad Politécnica Salesiana Sede Cuenca, 2015.