



Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

Los Mochis, Sin., 06/diciembre/2024

Oficio No. DEPI/0317/2024

ASUNTO: Aceptación de documento de tesis

MIRLA CERVANTES SOBERANES
JEFA DE LA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN
TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO/IT LOS MOCHIS
PRESENTE

Por este conducto, los integrantes del Comité Tutorial le informamos que hemos realizado la revisión del trabajo de tesis titulado "Análisis Energético y propuesta de ahorro mediante energía renovable para el edificio del Palacio Municipal del Municipio de Ahome 2021 ." del estudiante de posgrado C. OSWALDO ESPINOZA CORTES, con número de control M20440012 de la Maestría en Ingeniería posterior a la revisión se ha dictaminado **ACEPTAR** el documento de tesis, en virtud de que el estudiante en mención realizó las correcciones y observaciones que le fueron indicadas, por tal motivo le solicitamos atentamente la autorización de impresión definitiva.

ATENTAMENTE

Excelencia en Educación Tecnológica®
"EL PROGRESO COMO META, LOS PRINCIPIOS COMO GUÍA"

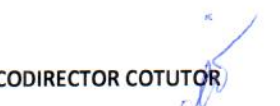
DIRECTOR / TUTOR


ALEXANDER MENDOZA ACOSTA
DOCTOR EN INGENIERIA
Cédula Profesional 10761377

REVISOR


CARLOS ALBERTO SOTO ROBLES
DOCTOR EN CIENCIAS
Cédula Profesional 12246281

CODIRECTOR COTUTOR


YENIBA ARGÜESO MENDOZA
MAESTRA EN INGENIERÍA INDUSTRIAL
Cédula Profesional 8580875

REVISOR


EDER JESÚS VALENTÍN LUGO MEDINA
DOCTOR EN CIENCIAS EN QUÍMICA
Cédula Profesional 6099394

c.c.p. Estudiante de posgrado
c.c.p. Archivo DEPI
MCS/lety*





Educación
Secretaría de Educación Pública



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO



Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

Los Mochis Sin., 09/diciembre/2024
OFICIO No. DEPI/0318/2024
ASUNTO: Autorización de impresión definitiva

C. OSWALDO ESPINOZA CORTES
CANDIDATO AL GRADO DE MAESTRO EN
INGENIERIA
P R E S E N T E

Por este conducto, tengo el agrado de comunicarle que el Comité Tutorial asignado a su trabajo de tesis titulado **"Análisis Energético y propuesta de ahorro mediante energía renovable para el edificio del Palacio Municipal del Municipio de Ahome 2021"** ha informado a esta División de Estudios de Posgrado e Investigación, que posterior a la revisión se ha dictaminado **ACEPTAR** su documento de tesis, en virtud de cumplir con los requerimientos del Comité Tutorial y con lo estipulado en los Lineamientos para la Operación de Estudios de Posgrado en el Tecnológico Nacional de México. Por lo anterior se le **AUTORIZA** la impresión definitiva de su trabajo de tesis.

Esperando que el logro del mismo sea acorde con sus aspiraciones profesionales, reciba un cordial saludo y una sincera felicitación.

A T E N T A M E N T E

Excelencia en Educación Tecnológica®

"EL PROGRESO COMO META, LOS PRINCIPIOS COMO GUÍA"

MIRLA CERVANTES SOBERANES
JEFA DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO E INVESTIGACIÓN

c.c .p. Estudiante de posgrado
c.c.p. Archivo DEPI

MCS/lety*

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE
LOS MOCHIS
División de Estudios de
Posgrado e Investigación



Bvld. Juan de Dios Batiz y 20 de Noviembre S/N C.P. 81259
e-mail: jefatura.depi@mochis.tecnm.mx



2024
Felipe Carrillo
PUERTO
GOBIERNO DEL GOBIERNO DEL ESTADO DE SONORA
GOBIERNO DEL GOBIERNO DEL ESTADO DE SONORA



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación



**TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO**

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE LOS MOCHIS

DIVISIÓN DE ESTUDIOS DE POSGRADO DE INVESTIGACIÓN

TESIS DE MAESTRÍA

**Análisis energético y propuesta de ahorro mediante
energía renovable para el edificio del Palacio Municipal
del Municipio de Ahome. 2021**

presentada por

Ing. Oswaldo Espinoza Cortes

como requisito para la obtención del grado de

Maestro en ingeniería

Director de tesis

Dr. Alexander Mendoza Acosta

Codirector de tesis

M.I.I. Yeniba Argueso Mendoza

Los Mochis, Ahome, Sinaloa. Diciembre de 2024.





Contenido

CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	7
1.1 Introducción.....	7
1.2 Planteamiento del problema.....	10
1.2.1 Preguntas de investigación.....	11
1.2.1.1 Pregunta central de investigación.....	11
1.2.1.2 Preguntas de investigación complementarias.....	11
1.3 Objetivos.....	12
1.3.1 Objetivo general.....	12
1.3.2 Objetivos específicos.....	12
1.4 Alcances y limitaciones.....	12
1.5 Justificación.....	12
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	13
2.1 Marco teórico-conceptual.....	13
2.2 Marco contextual.....	53
2.3 Marco referencial.....	55
CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	58
3.1 Introducción.....	58
3.2 Tipo de investigación.....	59
3.2.1 Hipótesis.....	59
3.2.2 Población y selección de la muestra.....	59
3.2.3 Descripción de la muestra.....	63
3.2.4 Definición conceptual, operativa e instrumental de las variables.....	63
3.2.5 Técnicas e instrumentos utilizados para la recolección de datos.....	65
3.2.6 Procedimientos para la recolección de los datos.....	65
3.2.7 Herramientas y estrategias para el análisis e interpretación de los datos.....	67
3.3 Diseño de investigación.....	69
CAPÍTULO IV: ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS.....	99



4.1	Introducción	99
4.2	Análisis e interpretación de los resultados.	100
4.3	Resumen de los resultados obtenidos.	100
CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....		101
5.1	Introducción	101
5.2	Conclusiones.	101
5.3	Aportaciones al conocimiento científico que entrega la investigación.	102
LISTA DE REFERENCIAS		103
ANEXOS		106
ANEXO 1.....		107
ANEXO 2.....		110
ANEXO 3.....		114
ANEXO 4.....		117



ACRONIMOS

Abreviatura	Significado
NOM-001-SEDE-2012	Norma Oficial Mexicana, Instalaciones Eléctricas (Utilización)
CFE	Comisión Federal de Electricidad
GDMTH	Gran Demanda Media Tensión Horaria
INECC	Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático
SAM	System Advisor Model
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
δ	Declinación
φ	Latitud
γ_s	Altura Solar
ψ_s	Angulo Azimutal
θ_{zs}	Angulo Cenital
AM	Masa de Aire
ν	Frecuencia En Aumento
λ	Longitud de Onda
HSP	Hora Solar Pico
EVA	Etileno Vinil Acetato
PVB	Butiral de Polivinilo
IP	Grado de Protección
MPP	Punto de Máxima Potencia
IV ó $I-V$	Curva Intensidad-Voltaje
PV ó $P-V$	Curva Potencia-Voltaje
P_{MPP}	Potencia Máxima Pico
I_{MPP}	Corriente Máxima Pico
V_{MPP}	Voltaje Máximo Pico
V_{OC}	Voltaje de Circuito Abierto
I_{SC}	Corriente de Corto Circuito
β	Angulo de Inclinación
β	Coeficiente de Temperatura de V_{OC}
γ	Coeficiente de Temperatura de P_{MPP}
α	Coeficiente de Temperatura de I_{SC}
mA	Miliamperes
mV	Milivolts
STC o CEM	Condiciones Estándar de Prueba (Medida)
TONC ó NOCT	Temperatura de Operación Nominal de Célula
P_L	Potencia de La Célula
V_L	Voltaje de La Célula
I_L	Corriente de La Célula
FF	Factor de Forma



η	Eficiencia en la conversión energía
W_p	Watts Pico
SFCR ó SFIR	Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red Eléctrica
TIR	Tasa de Interés Rentable
H1, H2	Hipótesis de Investigación
GEI ó GEI's	Gases de Efecto Invernadero
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
SCnMEM	Costos Relacionados con los Servicios del Mercado
DAP	Derecho al Alumbrado Público
$D_{max_{punta}}$	Demanda Máxima Punta
F.C.	Factor de Carga
F.P.	Factor de Potencia
$Q_{mensual}$	Consumo Mensual
GDMTO	Gran Demanda Media Tensión Ordinaria
A	Amper
V	Voltaje, Tensión, Potencial
I	Intensidad, Corriente
NREL	Laboratorio Nacional de Energía Renovable (en inglés: National Renewable Energy Laboratory)
CC/CA	Convertidor Corriente Directa-Corriente Alterna
V_{CA}	Voltaje de Corriente Alterna
V_{CD}	Voltaje de Corriente Directa
MPPT	Seguidor del Punto de Máxima Potencia
CD	Corriente Directa
CA	Corriente Alterna
$I_{Máx\ CD}$	Corriente Máxima en Corriente Directa
I_{Cond}	Corriente del Conductor
F_{Agrup}	Factor por Agrupamiento
$F_{Coreccion\ Temp}$	Factor por Corrección de Temperatura
AWG	American Wire Gauge (Calibre del Cable Estadounidense Conductor Eléctrico)
$I_{Máx\ CA}$	Corriente Máxima en Corriente Alterna
DPSC	Dispositivo de Protección Contra Sobre Corriente
DPFT	Dispositivo de Protección Contra Falla a Tierra
PU	Precio Unitario
DLLS	Dólares
CNE (LCOE)	Costo Normalizado De Energía (Levelized Cost Of Energy)
W	Watts
kW	Kilowatts
MW	Megawatts
MXN	Moneda Nacional



IVA	Impuesto Sobre el Valor Agregado
ROI	Retorno de Inversión
EDGAR	Emisiones para la Investigación Atmosférica Global
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre el Cambio Climático
Gt CO ₂	Giga Toneladas de Dióxido de Carbono
UE27	Los 27 Países de La Unión Europea
kUSD	Mil Dólares
tCO ₂	Toneladas de Dióxido de Carbono
PIB	Producto Interno Bruto



CAPITULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

1.1 Introducción.

Es posible que los primeros pobladores de la humanidad hayan presenciado fenómenos meteorológicos que derivaron descargas atmosféricas sobre algún árbol seco, provocando un incendio, fue entonces que el hombre descubrió en el fuego la capacidad de producir energía y los beneficios que este descubrimiento contribuía a la sobrevivencia, así experimento y observo diferentes opciones para incendiar madera hasta lograrlo.

La referencia de la industrialización en el siglo XVIII y que se señala que comenzó en Inglaterra, da paso a la evolución de la sociedad que hoy conocemos, habría sido imposible sin la utilización de las energías fósiles (primero el carbón, luego el petróleo y más recientemente el gas natural).(Giotitsas et al. 2020)

Se pronostica que en algunas décadas el uso de las energías fósiles dejará de ser rentable, ya que los costos de extracción de las masas de petróleo que aún queden bajo tierra serán muy elevados; por otra parte, la contaminación que genera el uso de energías fósiles contribuye al aumento de la concentración de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero en la atmosfera, los investigadores del llamado cambio climático predice que habrá consecuencias de impacto negativo.(Mendoza 2015)

El energético eléctrico a nivel nacional va en aumento, según la Comisión Federal de Electricidad (CFE) la demanda para el año 2025 será de 404.7 TWh, México se caracteriza por un alto nivel de consumo energético en las diferentes áreas de las actividades personales, recreativas, laborales, etc.

En el año de 1980 el consumo de electricidad per cápita fue de 838.60 kWh, en el año de 1990 el consumo de electricidad per cápita fue de 1,193.80 kWh, en el año de 2000 el consumo de electricidad per cápita fue de 1,697.70 kWh, en el año de 2010 el consumo de electricidad per cápita fue de 1,900.70 kWh y en el año de 2019 el consumo de electricidad per cápita fue de 2,116.60 kWh (Sistema de Información Energética), el incremento en los últimos 39 años ha sido de 1,62.10 kWh per cápita, un incremento del 252 %, este resultado es debido a la evolución tecnológica de las actividades laborales y económicas del país, pero los costos de los combustibles fósiles en el mundo en el transcurso de los años ha sido una variable económica para la economía en todos los sectores, tanto residencial, servicios públicos, comercial e industrial, provocando altas sostenibles de costos de facturación de energía eléctrica, Figura 1.

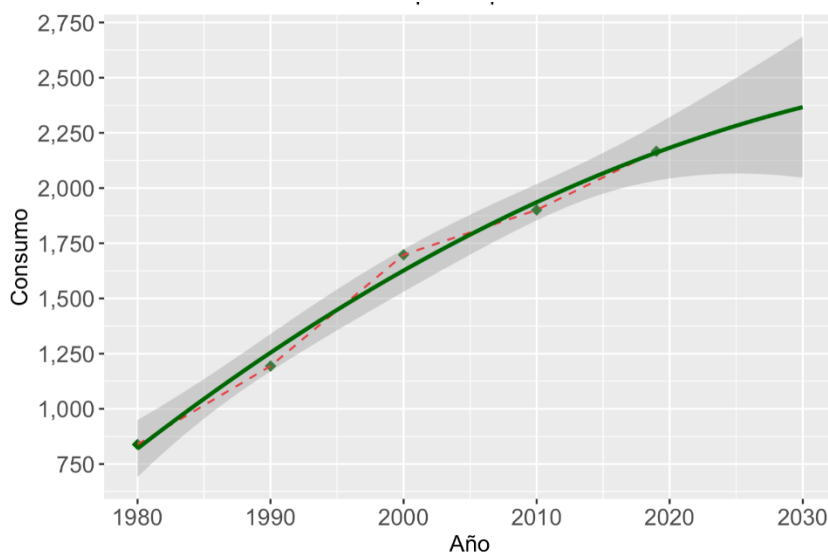


Figura 1 Consumo de electricidad per cápita en México

Actualmente entre 70% y 80% del costo de la electricidad tiene que ver con cuál combustible que se utiliza para su generación. (Energy Agency 2021)(Secretaría de Energía 2021) .Ese combustible puede ser combustóleo, diésel, gas natural (Los principales que se utilizan en México).

Para el continuo crecimiento del desarrollo industrial, de avances tecnológicos y de demandas de bienestar y confort de la sociedad actual, se requieren grandes cantidades de energía, la mayor parte de esta energía es procedente del consumo de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) (Energy Agency 2021). Estas fuentes de energía primaria presentan dos desventajas de interés internacional, nacional y local, el primer inconveniente es el déficit paulatino de agotamiento en los yacimientos existentes, el segundo inconveniente y grave desventaja es la emisión de gases de efecto invernadero y de partículas contaminantes, los cuales están haciendo efectos de impacto negativo en los ecosistemas (Sorrell et al. 2010).

El creciente calentamiento global y la contaminación son parte de los mayores problemas a los que la sociedad actual está enfrentando. Estos efectos también tienen consecuencias negativas para la salud del ser humano. Estos problemas se deben, en gran medida, a una demanda energética creciente, por lo que es necesario promover y hacer uso de fuentes de energías renovables que sean sostenibles y no contaminantes.

Un sistema de generación de energía basado en energías renovables es inagotable, no aporta gases de efecto invernadero ni gases contaminantes a la atmósfera. Una de las fuentes de energía renovable con mayor potencial es la radiación solar. Un proyecto de diseño de un sistema fotovoltaico interconectado a la red con procedimientos apegados a la NOM-SEDE-2012, sustenta el seguimiento efectivo de las operaciones de montaje, supervisión y mantenimiento para asegurar el correcto funcionamiento, también evidencia la fiabilidad y la vida útil de la instalación proyectada.(SENER 2019)



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

En la proyección de esta propuesta de generación de energía eléctrica a partir de energía renovable, se estudiará y analizará si existirá un costo-beneficio económico y ambiental al implementarse un sistema fotovoltaico de interconexión a la red eléctrica de CFE.



1.2 Planteamiento del problema

El edificio del Palacio Municipal del Municipio de Ahome cuenta con una capacidad instalada de 225 kW, con una demanda mensual entre 50 y 275 kW y un consumo mensual entre 16,592 y 42,848 kWh, facturando mensualmente entre 50 y 100 mil pesos mexicanos.

El contrato de energía eléctrica con la Comisión Federal de Electricidad que tiene celebrado el Ayuntamiento está establecido con una tarifa actual llamada “Gran Demanda Media Tensión Horaria (GDMTH)”, que es equivalente a la anterior tarifa que se llamaba “HM Horaria para servicio general en media tensión”, la tarifa en mención se aplica a los servicios que destinen la energía a cualquier uso, suministrados en media tensión, con una demanda igual o mayor a 100 kilowatts. El comportamiento del precio medio de esta tarifa desde el 2002 al 2016 se incrementó desde 67.13 hasta 134.82 ¢ por kWh, evidenciando un 200 % el aumento del precio, Figura 2, (SIE 2017).

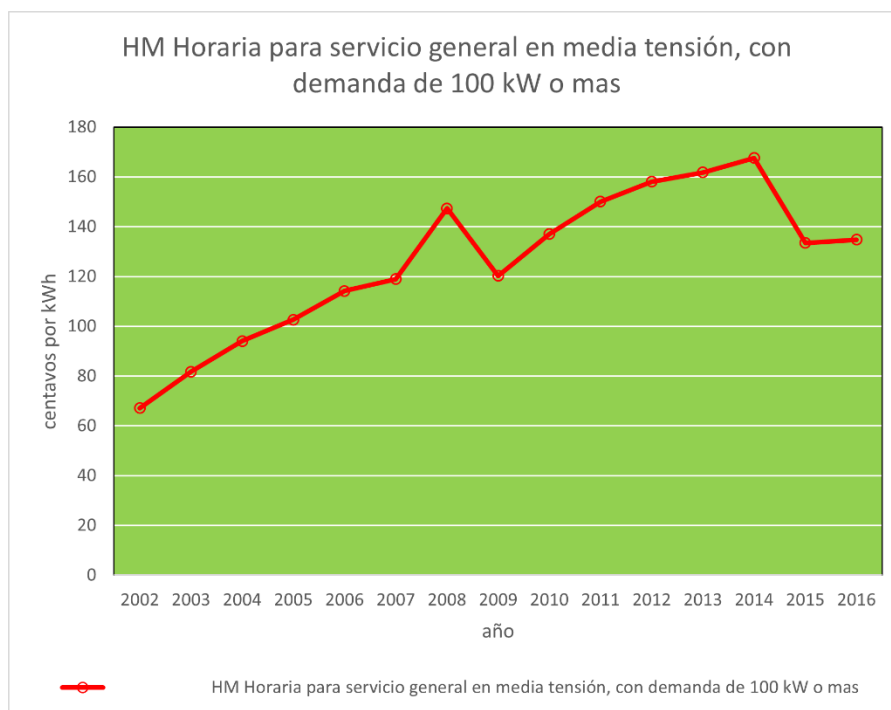


Figura 2 Evolución de la tarifa eléctrica en 14 años. Fuente: SIE.

El resultado anterior ha provocado incrementos en las facturaciones de energía eléctrica del edificio del Palacio Municipal.

Por otro lado, el 22.503% de emisión de gases de efecto invernadero (Gg en CO_{2e})(INECC 2018) es consecuencia de la producción de energía eléctrica en el país. La problemática del



calentamiento global en los últimos años representa una necesidad de utilizar energías renovables.

México adoptó como un compromiso de estado atender los indicadores de desarrollo sostenible para la Agenda 2030, el indicador 7 Energía asequible y no contaminante(SIODS 2020) tiene como metas atender:

1. *De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos, indicador de marco global.*
2. *De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, indicador de marco global.*
3. *De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética, indicador de marco global.*
4. *Incrementar la participación de fuentes de energía limpias en la matriz energética para asegurar las metas previstas en la legislación, indicador específico para México.*
5. *Incentivar la Eficiencia Energética, indicador específico para México.*

La problemática de altos consumos de energía eléctrica del Palacio Municipal se incurre en altos costos económicos y ambientales que no corresponden a las políticas internacionales del cuidado del medio ambiente ni a las políticas nacionales de austeridad de los órganos de gobierno.(Presidencia de la República 2019)

1.2.1 Preguntas de investigación

1.2.1.1 Pregunta central de investigación

¿El diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red puede ser una alternativa de suministro eléctrico factible, técnica y económicamente, para reducir costos y emisiones contaminantes por parte del Palacio del Municipio de Ahome?

1.2.1.2 Preguntas de investigación complementarias

¿La radiación solar en la ciudad de Los Mochis, será suficiente para producir la energía eléctrica necesaria para el proyecto fotovoltaico propuesto para el edificio?

¿El área donde se proyectará la instalación será suficiente para cubrir las necesidades energéticas del edificio?

¿Cuál es el ángulo y la orientación óptimos para la instalación del sistema fotovoltaico?



1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Proponer y evaluar un proyecto de energía eléctrica utilizando energía fotovoltaica interconectada a la red para el edificio del Palacio Municipal del Municipio de Ahome, con el objeto de reducir costos económicos y ambientales.

1.3.2 Objetivos específicos

- 1) Integrar base de datos de cargas y consumos eléctricos.
- 2) Delimitar el espacio a utilizar para la proyección del generador fotovoltaico.
- 3) Obtener información geográfica de parámetros relacionados con la irradiación solar a partir de fuentes oficiales nacionales e internacionales.
- 4) Realizar simulaciones de distintas configuraciones y seleccionar las que presenten mejores características en función del análisis de la evaluación económica y ambiental.
- 5) Publicar artículo de divulgación y trabajo de tesis.

1.4 Alcances y limitaciones

El alcance del presente proyecto cubre el levantamiento físico, memorias de cálculo preliminar, simulaciones con software especializado (SAM, SUNWISE), análisis de resultados y estimaciones económicas preliminares para el edificio del Palacio Municipal de Ahome en condiciones de operación correspondientes al ejercicio 2020-2023.

Se excluye del presente proyecto la adquisición física de los sistemas diseñados, instalaciones, pruebas, puestas en marcha, así como todo lo que no se haya asentado expresamente en el párrafo anterior.

1.5 Justificación

La energía es un insumo fundamental de los procesos productivos y un consumo necesario para asegurar la movilidad y las condiciones adecuadas de habitabilidad en las viviendas y edificios de uso público.(Hashemi et al. 2012)

El mercado energético está atravesando una transformación importante a nivel internacional y nacional debido a que la energía se convirtió en el principal activo de las empresas; es decir, los requerimientos de energía para poder operar son cada vez más altos, se demanda mejor calidad, confiabilidad y mayor disponibilidad de recursos energéticos que se adapten a las necesidades de los usuarios.(Rizvi et al. 2022)





Los consumidores de energía eléctrica cada vez son más conscientes de la importancia del comportamiento y hábitos para lograr avances en la eficiencia energética, pero los usuarios son el último eslabón de una larga cadena que se inicia en el punto de generación de la energía eléctrica y llega hasta los usuarios a través de la red de transmisión.

El edificio del Palacio Municipal ha tenido un crecimiento en la infraestructura de la instalación eléctrica en los últimos años, motivos por los cuales presenta variabilidad de altas demandas de energía eléctrica durante el año.

El estudio y análisis de la demanda y la potencia instalada son fuente de información de gran utilidad para conocer el estatus de funcionamiento de la instalación eléctrica, así como también permite conocer, estudiar y analizar el comportamiento de los consumos de energía eléctrica.

Con el estudio de lo anterior se puede determinar si el sistema de distribución eléctrica puede admitir nuevas cargas, verificar las ampacidades del sistema eléctrico, verificar la simetría de las fases existentes, verificar el sistema de protecciones, realizar un seguimiento del factor de potencia y se puede estimar y medir el consumo de energía eléctrica real del edificio, una vez hecho esto, se podrá llevar a cabo la simulación y modelación del proyecto propuesto, y si los resultados determinan que el proyecto tiene factibilidad, se podrá estimar el costo-beneficio económico ambiental de ahorro de energía.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Marco teórico-conceptual

Solarimetría

EL sol tiene una superficie inestable, pero, para hacer mediciones astronómicas y científicas es considerada como una esfera la cual tiene diámetro del orden de 1,392,000 km. (Mascarós 2016) equivalencia aproximada de 109 veces el diámetro de la tierra (NASA, n.d.), con una masa de 1.9891×10^{30} kg. (Mascarós 2016). La fusión nuclear de los átomos de hidrógeno en el núcleo del sol emiten radiación electromagnética, con una potencia solar de 3.845×10^{26} W (Mascarós 2016) Figura 4, la temperatura en el núcleo es del orden de 15,000,273.15 millones Kelvin, en la zona radioactiva, los fotones intentan escapar al exterior en un viaje que puede durar unos 100,000 años debido a que son absorbidos continuamente y reemitidos en otra dirección distinta a la original, en la zona convectiva se produce el fenómeno de convección, gases calientes ascienden hasta la superficie y vuelven a descender por un cambio de temperatura de los gases, la fotosfera es una capa de luz del orden de 500 km de espesor promedio, aquí se irradia la luz y calor total al espacio, o dicho de otra manera, los fotones salen al espacio exterior, en el radio menor de la fotosfera la temperatura es del orden de 8,500 K, alcanzado cerca de 4,500 K en el radio mayor aproximadamente, habiendo una temperatura media alrededor de 5,770 K, en la fotosfera es donde se producen los fenómenos de Manchas,

Fáculas y granulaciones, la cromosfera tiene un aspecto de color rojo magenta, con un espesor que varía en el orden de 1,000 y 8,000 km, la temperatura en el límite inferior es del orden de los 4,000 K, en los 3,000 km de altura de la cromosfera, la temperatura empieza a ascender exponencialmente, al llegar al límite superior, del orden de los 8,000 km, la temperatura es cerca de 1,000,000 K, la corona la última y la más extensa capa del sol, se le llama así por su característica durante los eclipses de sol, formando un anillo de color blanco aperlado cuando la luna se posiciona entre el sol y la tierra, la temperatura en la corona alcanza un valor medio de 2,000,000 K a una distancia de dos radios solares, (Tinoco Licas 2005). Las ondas electromagnéticas que emite el astro solar, viajan en el espacio una distancia media de 149,597,870 km (Mascarós 2016) para llegar al planeta tierra, con esa distancia la energía luminosa y calorífica tarda en llegar en un tiempo de ocho minutos y 19 segundos aproximadamente al límite exterior de la atmosfera terrestre, a esta distancia se la conoce como unidad astronómica (ua), se usa para comparar las distancias entre los planetas y la tierra, la irradiancia solar que se emite desde la superficie del sol es de 63,500 kW/m² (Mascarós 2016), y tan solo llegan a la superficie exterior de la atmosfera terrestre 1367 W/m² (Mascarós 2016), esta es llamada constante de irradiancia solar en el límite de la atmosfera terrestre, al ingresar a la atmosfera terrestre hasta llegar una altura de 3 km aproximadamente de la tierra, la irradiancia mínima es de 1000 W/m² (Mascarós 2016), esta varía de acuerdo a las horas solar, condiciones de cielo despejado, nublado, medio nublado y poco, la irradiancia solar impacta en la superficie de las células fotovoltaicas convirtiéndose en insolación o irradiación solar con unidades en Wh/m². (Mascarós 2016)

La tierra tiene una trayectoria eclíptica de pequeña excentricidad, este plano que contiene esta trayectoria se llama "plano de la eclíptica", Figura 3.

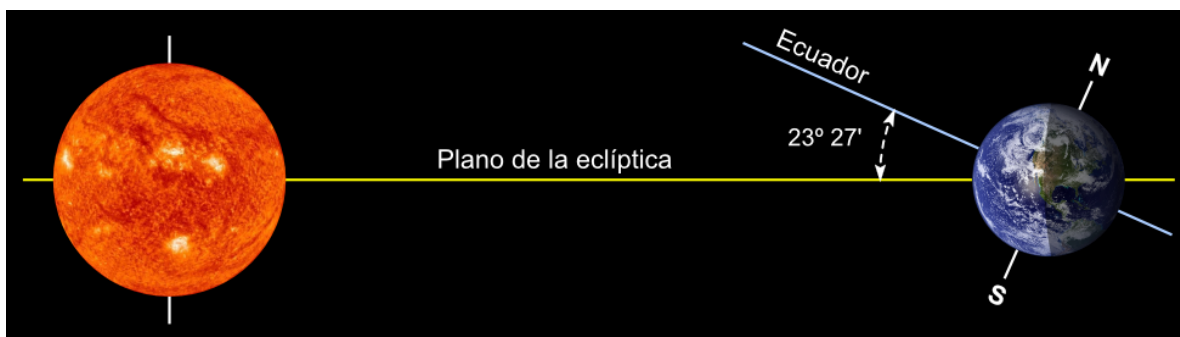


Figura 3 Plano de la eclíptica.

Fuente: administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio de los Estados Unidos de América (NASA).

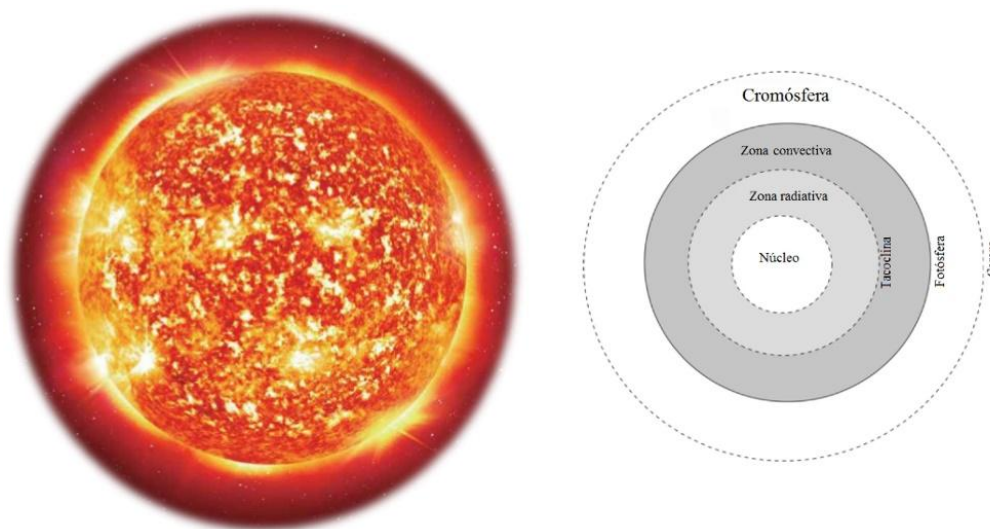


Figura 4 El sol, fuente de energía luminosa y calorífica. Fuentes: Mascaros, 2016 - Benestad (2006).

Movimiento de Traslación

El movimiento de la tierra alrededor del sol tarda 365 días, 5 horas, 48 minutos y 45 segundos en dar una vuelta completa sobre su eje de traslación, Figura 5, es por eso que cada cuatro años hay un año bisiesto en el que febrero cuenta con un día más, se hace para ajustar los horarios y que se mantenga siempre estable. Como se muestra en la figura, con un movimiento aparente el sol pasa sobre el ecuador a principios de primavera y otoño, en esta posición el día y la noche tienen la misma duración y son llamados los equinoccios, en los puntos más alejados de la eclíptica se presenta el solsticio de verano y de invierno, durante estos puntos, el día es más largo y la noche más corta (en el solsticio de verano) y la noche más larga con el día más corto (en el solsticio de invierno), durante los solsticios, la irradiancia incide más verticalmente sobre uno de los hemisferios, elevando su temperatura, de ahí a que mientras en el hemisferio norte es invierno en el sur es verano y viceversa, la tierra respecto al sol tiene un momento en el que está más alejado, se llama Afelio y sucede en el mes de julio, el punto más cercano de la tierra con el sol es el perihelio y ocurre en el mes de enero (NASA n.d.)(Baker 2000). La órbita de la tierra con respecto al sol tiene un perímetro de 938 millones de kilómetros y se mantiene a una distancia promedio de 149 597 870 km de este. La velocidad a la que se desplaza es del orden de 107,280 km/h (Levin et al. 2017).

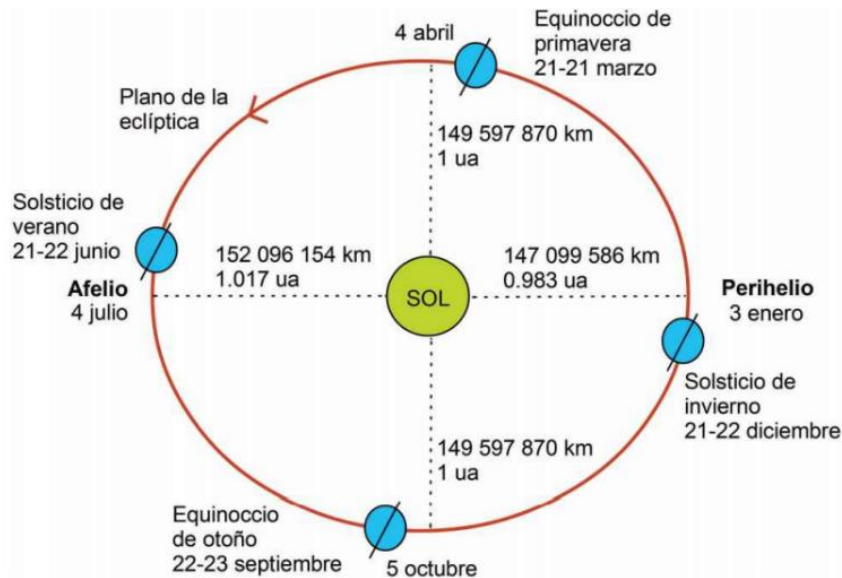


Figura 5 Movimiento de traslación de la Tierra. Fuente: Mascaros, 2016

Movimiento de rotación

El movimiento de giro sobre sí misma la tierra, tarda una media de 23 horas, 56 minutos y 4 segundos, en sentido oeste a este, se considera como sentido antihorario, esta es la razón por la que existe el día y la noche. El movimiento de rotación que tiene el planeta tierra da origen de la creación de un campo magnético terrestre, desviación de los vientos y corrientes marinas. Este campo magnético hace posible tener vida en la Tierra y mantiene una protección continua de la radiación procedente del viento solar, Figura 6.

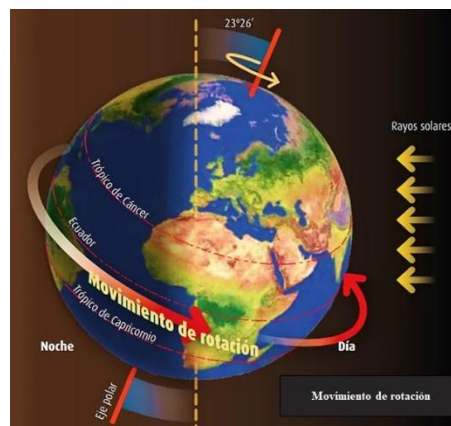


Figura 6 Movimiento de rotación.

Fuente: <https://www.rojotse.com.co/2021/04/movimientos-de-la-tierra.html>

Movimiento de precesión

Un cambio lento y gradual en la orientación del eje de rotación del planeta tierra es causado por el momento de fuerza que ejerce el sistema Tierra-Sol. Este movimiento incide directamente en la inclinación con la que los rayos de Sol llegan a la superficie terrestre. Actualmente este eje tiene una inclinación de 23,43 grados, Figura 7.

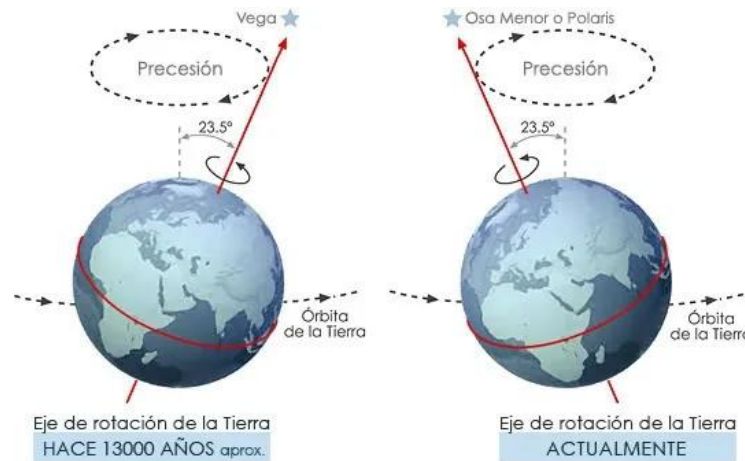


Figura 7 Movimiento de precesión. Fuente: <https://astrogredos.com/tag/precesion/>

Esto indica que el eje de rotación terrestre no siempre apunta a la misma estrella (Polar), sino que va girando en sentido horario, haciendo que la Tierra se mueva en un movimiento similar al de un trompo. Una vuelta completa en el eje de precesión tarda unos 25,700 a 25,900 años.(Díaz 2017)

Movimiento de nutación

Es un movimiento ligero e irregular que tiene lugar en el eje de rotación de todos los objetos simétricos que giran sobre su eje, es la oscilación periódica del eje de rotación alrededor de su posición media en la esfera celeste. Este movimiento ocurre a causa de la fuerza que ejerce la gravedad terrestre y la atracción que hay entre la luna, el sol y la tierra. Este pequeño vaivén del eje terrestre tiene lugar por el abultamiento ecuatorial y la atracción de la luna. El periodo de nutación es de 18.6 años. En una vuelta completa de precesión (25,767 años) la tierra realiza más de 1,300 bucles de nutación. El movimiento de nutación de la tierra fue descubierto por el astrónomo británico James Bradley (Díaz 2017) Figura 8.

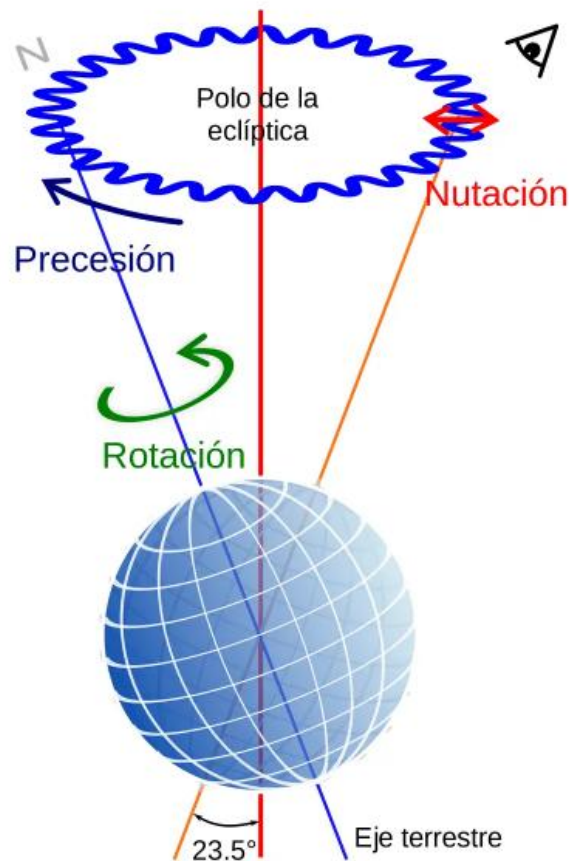


Figura 8 Movimiento de Nutación. Fuente: <https://astrogredos.com/tag/precesion/>

Declinación solar.

Al ángulo que forma el plano ecuatorial y el plano de la eclíptica se denomina “declinación solar”, y se puede calcular de forma aproximada mediante la expresión:

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \text{sen} \left(360 \cdot \frac{284+d}{365} \right) \quad \text{Ecuación 1}$$

En ecuación 1, la declinación es representada por la letra “ δ ” en grados sexagesimales, la “ d ” es igual al día del año desde 1...365, con “ $d = 1$ ” para el día 1 de enero y “ $d = 365$ ” para el día 31 de diciembre.

La variación de la declinación solar es representada por la Figura 9, donde se puede observar el comportamiento de la declinación durante los días del año:

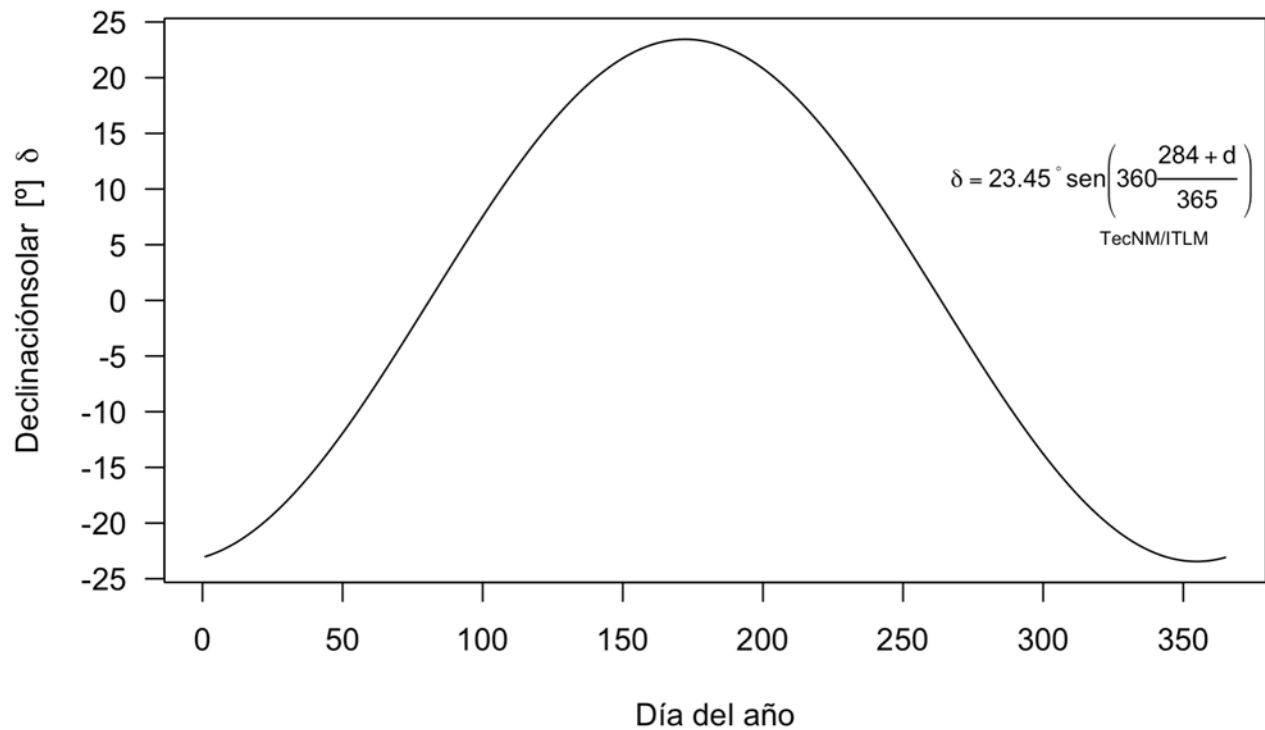


Figura 9 Variación de la declinación Solar en el año. Fuente: Mascaros 2016

El solsticio de verano se puede observar en la Figura 10, se puede interpretar como se sitúa el eje del ecuador del planeta tierra con respecto al plano de la eclíptica y como impactan la radiación solar (NASA, n.d.).

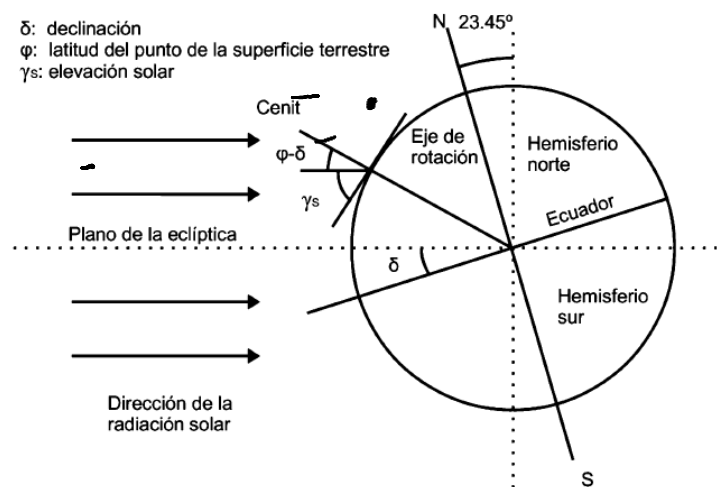


Figura 10 Solsticio de verano. Fuente: Mascaros 2016

El solsticio de invierno se logra interpretar en la siguiente Figura 11, donde se observa cómo se sitúa el eje del ecuador del planeta tierra con respecto al plano de la eclíptica y como impactan la radiación solar (NASA, n.d.).

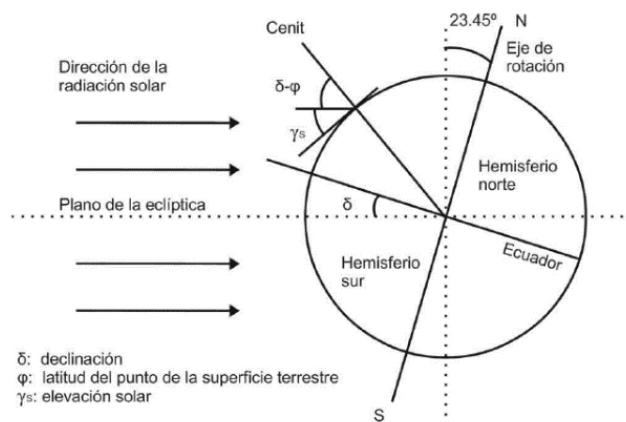


Figura 11 Solsticio de invierno. Fuente Mascaros

Coordenadas geográficas de un punto de la superficie terrestre.

La percepción Humana desde cualquier lugar de la tierra es un movimiento aparente del Sol a lo largo de la esfera celeste (Aschwanden 2014). Para representar el movimiento aparente del Sol es necesario localizar el punto sobre la superficie terrestre que se toma como referencia. La posición de dicho punto viene determinada por coordenadas geográficas (Probst 2002).

Las referencias geográficas de localización son: Primero el Ecuador, Figura 12, está definido como una línea imaginaria que parte a la tierra en el hemisferio norte y el hemisferio sur y es paralelo al eje de rotación, y el Segundo es el meridiano de Greenwich, Figura 13, también conocido como meridiano cero o primer meridiano, es una semicircunferencia imaginaria de polo norte a polo sur y pasa por Greenwich, Inglaterra.

Las semicircunferencias que pasan imaginariamente sobre las superficies terrestres y que pasan por los polos se denominan “Meridianos”, Figura 13, y las circunferencias definidas sobre la superficie terrestre paralelas al ecuador se denominan “paralelos” Figura 12.

La latitud (ϕ) es el arco de meridiano o distancia angular medido desde el ecuador hasta el punto de referencia de la superficie terrestre, La latitud se mide a partir del ecuador de la Tierra, y puede ser latitud norte o latitud sur, según el hemisferio en el que se encuentre el punto en cuestión. La latitud no puede tener nunca un valor superior a 90° . Los puntos situados sobre el ecuador tienen una latitud de 0° , en el polo norte la latitud adopta el valor de 90° N (o 90°) y en el polo sur el valor 90° S (o -90°). La longitud es el arco de ecuador o distancia angular medida desde el meridiano de Greenwich al meridiano del punto de referencia de la superficie terrestre, se mide de 0° a 180° y puede ser longitud este o longitud oeste,

dependiendo de si el punto se encuentra hacia el este o hacia el oeste del meridiano de Greenwich. En el meridiano de Greenwich la longitud es 0° . Los puntos que están en el mismo meridiano tienen la misma longitud (Levin et al. 2017) Figura 14.

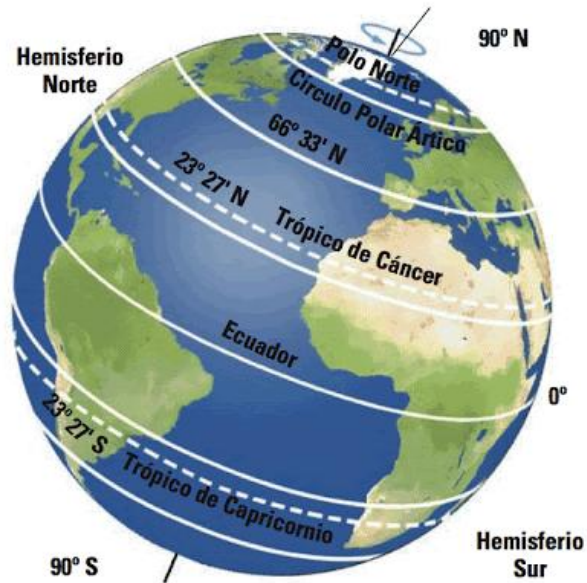


Figura 12 Representación del Ecuador y Paralelos.

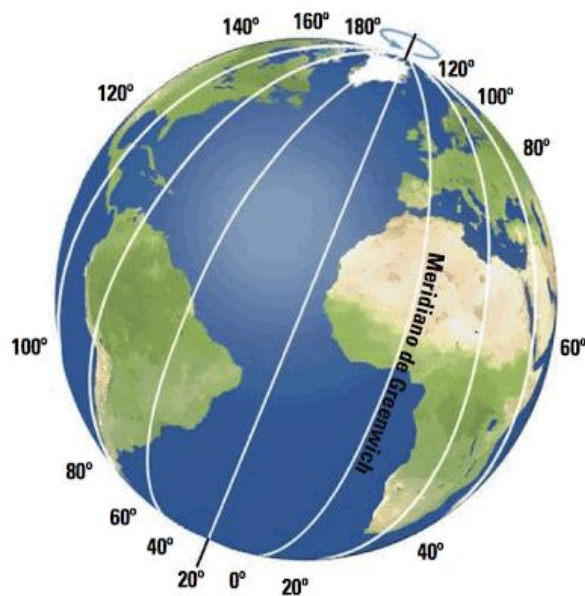


Figura 13 Representación del meridiano de Greenwich y meridianos.

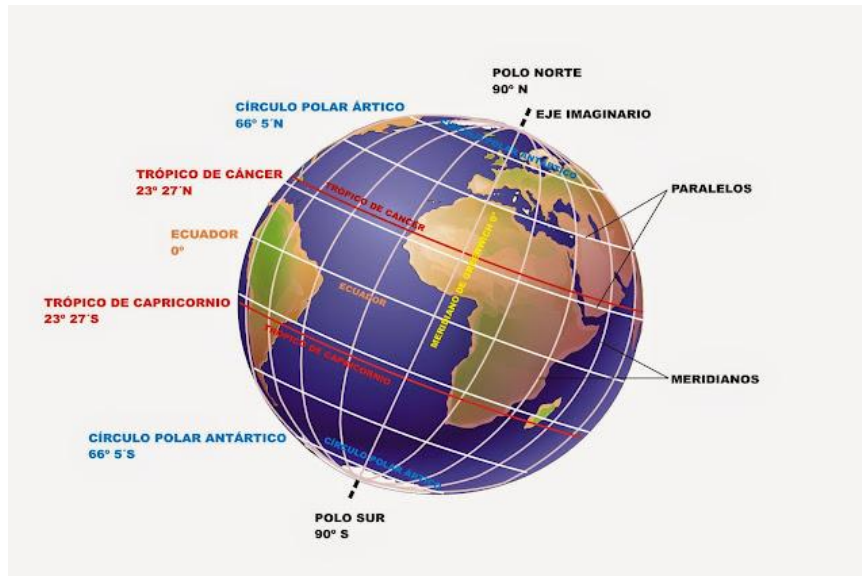


Figura 14 Latitud y Longitud en algún punto de la superficie terrestre

Las coordenadas polares del sol con respecto a la superficie terrestre se emplean dos coordenadas el acimut o ángulo acimutal (ψ_s) y la altitud o elevación solar (γ_s) (Probst 2002) Figura 15. El acimut o ángulo acimutal (ψ_s) Es el ángulo formado por la proyección del Sol sobre el plano horizonte con la dirección sur, Figura 18. Este ángulo se toma positivo si es considerado en el sentido oeste y negativo en el sentido este. Al mediodía el sol está en el sur y, por tanto, este ángulo vale 0° , El ángulo acimutal a la hora de la salida o puesta del sol varía cada día a lo largo del año.

La altura o elevación solar (γ_s) Es el ángulo que forman los rayos solares con la superficie horizontal, Figura 15. Mide la altura del Sol con respecto al plano horizontal del observador. Cuando sale el Sol, la altura solar es cero. En verano el Sol se eleva más sobre el horizonte que en invierno, Figura 16.

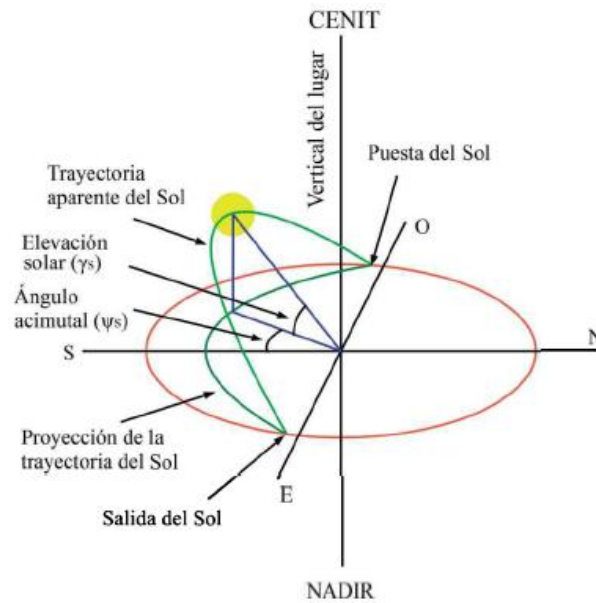


Figura 15 Trayectoria y posición del Sol con respecto a un punto fijo de la superficie terrestre del hemisferio Norte.

Si φ es la latitud del lugar y δ es la declinación, el valor máximo de la altura solar en el solsticio de verano viene dado por la expresión:

$$\gamma_s = 90^\circ - \varphi + \delta = 90 - \varphi + 23.45^\circ \quad \text{Ecuación 2}$$

Mientras que el valor máximo de la altura solar en el solsticio de invierno viene dado por la expresión:

$$\gamma_s = 90^\circ - \varphi + \delta = 90 - \varphi - 23.45^\circ \quad \text{Ecuación 3}$$

El ángulo o distancia cenital (θ_{zs}) es el ángulo formado por la dirección del Sol y la vertical del lugar. Es el ángulo complementario de la elevación solar, Figura 17.

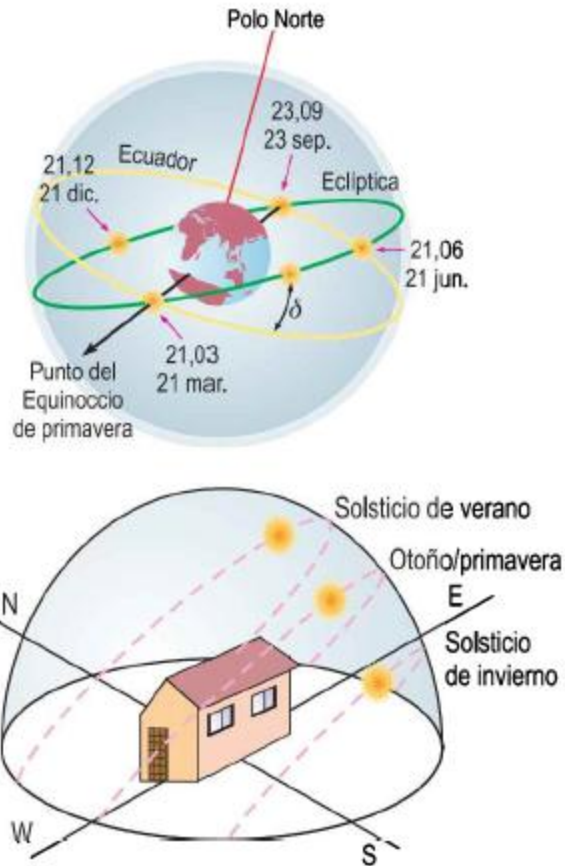


Figura 16 Trayectoria del Sol en distintas épocas del año. (Mascarós 2016)

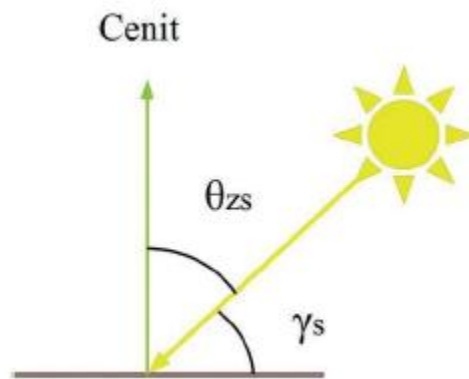


Figura 17 Coordenadas polares del Sol: Elevación solar y ángulo cenital

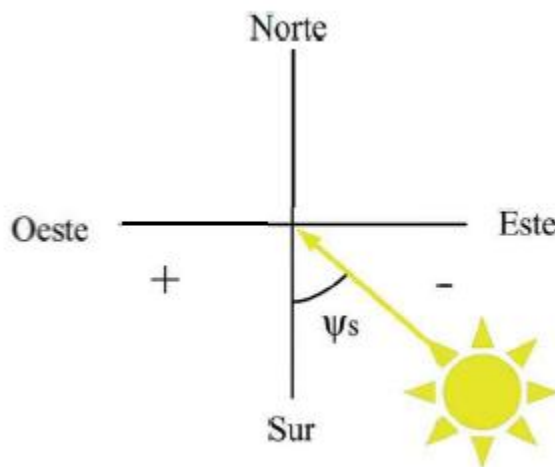


Figura 18 Coordenadas polares del Sol: Ángulo acimutal

Cuando el sol alcanza su punto más alto es al mediodía, y se le llama día solar verdadero al tiempo transcurrido entre dos pasos consecutivos del sol por su punto más alto. Sin embargo, a lo largo del año no todos los días solares verdaderos tienen la misma duración, es decir, no siempre el día solar verdadero tiene una duración de veinticuatro horas. Un día solar verdadero tiene veinticuatro horas verdaderas. Se le llama día solar medio al valor promedio de todos los días solares verdaderos, por tanto, el día solar medio es de veinticuatro horas solares medias, tal como se conoce cotidianamente, Figura 16.

Todos los puntos de la superficie terrestre que tengan la misma longitud geográfica tienen la misma hora solar media. En sentido longitud **este** la hora se adelanta y en sentido longitud **oeste** la hora se retrasa. En la práctica, la tierra está dividida en veinticuatro zonas o franjas de 15°, que van del polo norte al polo sur, se llaman oficialmente husos horarios, 15° equivalen a una hora de tiempo. Los usos horarios se adaptan a las fronteras de cada país para que todo un país no demasiado extenso tenga la misma hora. La hora legal de un país viene determinada por la pertenencia a uno de los husos horarios. El concepto de hora oficial en un país está relacionado con el aprovechamiento de las horas de luz y el ahorro energético.

Una carta solar es un gráfico bidimensional que representa la trayectoria diaria del sol vista desde un punto de la superficie terrestre. En una misma gráfica se suele representar la trayectoria del Sol en distintas épocas del año. En el eje de abscisas se representan los valores del acimut, mientras que en el eje de ordenadas se representa la altura o elevación solar. Las cartas solares son una herramienta muy útil para determinar las pérdidas por sombras en un generador fotovoltaico (Nicholls and Child 1979).

La posición de un captador solar se especifica mediante dos coordenadas angulares: La orientación o ángulo de acimut (ψ_s) y la inclinación o ángulo de inclinación del módulo (β) (Mamun et al. 2022) Figura 19.

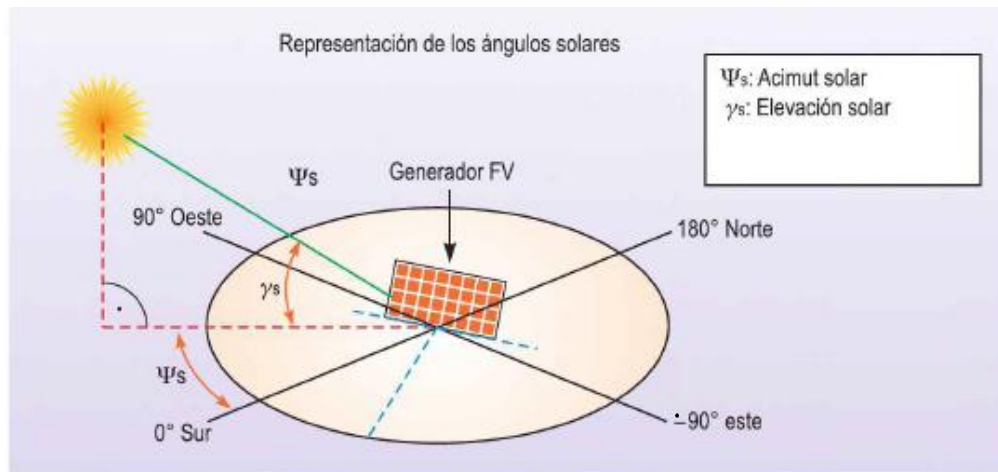


Figura 19 Elevación y el azimut del Sol

El ángulo de acimut (ψ_s) es la proyección sobre el plano horizontal de la perpendicular a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. La orientación sur del módulo fotovoltaico se corresponde con el origen y toma el valor 0° ; la orientación oeste vale 90° ; la orientación norte vale 180° , y la orientación este vale 270° . También se puede medir con sentido negativo hacia el este y sentido positivo hacia el oeste. De esta forma, la orientación esta se corresponde con un ángulo de -90° y la orientación oeste con un ángulo de 90° .

El ángulo de inclinación (β) está formado por la superficie del módulo fotovoltaico y el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos en posición horizontal y 90° para módulos en posición vertical. En instalaciones fijas este ángulo se determina en función de la latitud del lugar, Figura 20.

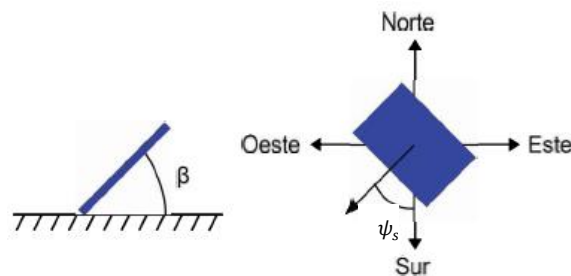


Figura 20 Posición de un captador solar

Radiación Solar

La intensidad y distribución de la radiación solar o cantidad de energía que procede del sol y llega a la parte exterior de la atmósfera terrestre, depende de la distancia entre la tierra y el sol. Aunque la distancia entre el sol y la tierra no se mantiene constante a lo largo del año y varía ligeramente a causa de la elipticidad de la órbita terrestre, la radiación solar fluctúa entre $1,325 \text{ W/m}^2$ y $1,412 \text{ W/m}^2$. El valor medio de dicha irradiancia se conoce como constante solar para efectos de medición y estudios científicos se considera que el valor de la constante solar es 1367 W/m^2 (Hatfield, Sauer, and Prueger 2005).

En los meses de enero y diciembre, la distancia entre el sol y la tierra es menor, la irradiación solar extraterrestre es máxima, mientras que, en los meses de junio y julio, en los que la distancia es mayor, la irradiación solar extraterrestre es mínima. Su distribución espectral es, aproximadamente: infrarrojo 51 %; luz visible 40 % y ultravioleta 9 %. Una parte importante de la radiación solar extraterrestre es absorbida por distintas partículas y moléculas que componen la atmósfera, siendo así que la radiación que llega a la superficie terrestre es menor que la radiación extraterrestre. En la Figura 21 se representa el espectro de la radiación solar extraterrestre, así como el espectro de la radiación solar recibida sobre la superficie terrestre a nivel del mar, considerando una masa de aire de valor 1.5.

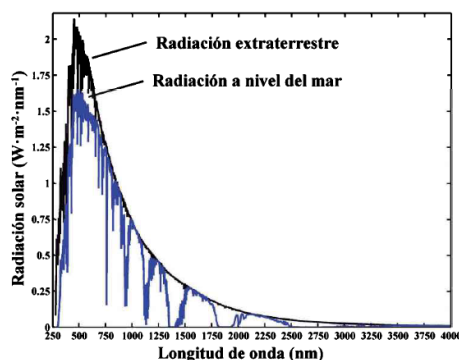


Figura 21 Espectro de la radiación solar extraterrestre y a nivel del mar (AM 1.5)

La radiación solar extraterrestre se define en el exterior de la atmósfera y sobre una superficie perpendicular a los rayos del Sol. Sin embargo, la radiación solar recibida sobre un punto de la superficie terrestre depende de los factores geográficos, astronómicos y del efecto de la atmósfera. El movimiento de traslación y rotación, así como la declinación de la Tierra con respecto al plano de la eclíptica condicionan la radiación solar recibida en un punto de la superficie terrestre, de tal forma que el ángulo de incidencia de los rayos solares varía a lo largo del año, lo que da lugar a las estaciones. Este ángulo es mayor en verano que en invierno.

La atmósfera terrestre es una capa gaseosa que envuelve a la tierra debido a la acción de la fuerza de la gravedad (Collins and Grassian 2018). Antes de llegar a la superficie terrestre, la radiación solar debe atravesar la atmósfera y parte de la radiación solar extraterrestre es

reflejada y devuelta al espacio debido a la presencia de nubes, moléculas de agua, etc. en la atmósfera, La radiación solar se descompone o y se hace un fenómeno de difracción en distintos trayectos cuando llega a las nubes. Parte de la radiación solar extraterrestre se dispersa y no llega a la superficie terrestre debido a la presencia en la atmósfera de partículas de polvo y moléculas de agua en suspensión. Parte de la radiación solar extraterrestre es absorbida por la atmósfera (ozono, vapor de agua, etc.) (Collins and Grassian 2018).

La radiación solar disminuye en su intensidad y cambia su espectro en la frecuencia al atravesar la atmósfera, Entre mayor sea la distancia que deben traspasar los rayos solares a través de la atmósfera, mayores son los efectos de disminución.

La energía que se produce en el Sol, fruto de las reacciones de fusión nuclear que tienen lugar en él (NASA, n.d.), se transmite al espacio en forma de radiación electromagnética. Esa radiación es, en realidad, un conjunto continuo de ondas de diversa longitud, de las cuales la luz visible es solo una (pequeña) parte.

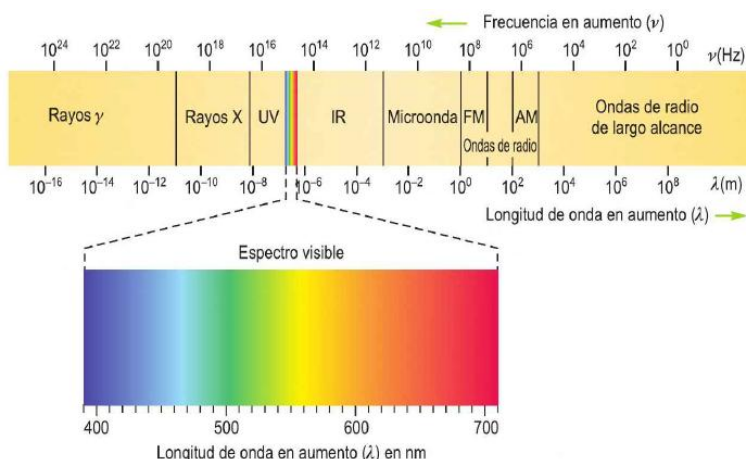


Figura 22 Espectro de la radiación electromagnética.

Los rayos gamma son los de menor longitud de onda y mayor frecuencia; a la inversa, las ondas de radio son las de mayor longitud de onda y menor frecuencia. La delgada franja que forma el espectro visible va del violeta (menor longitud de onda) al rojo (mayor longitud de onda) Figura 22.

Las coordenadas polares relativas del Sol con respecto en algún punto de la superficie terrestre determinan el valor de la masa de aire que debe atravesar la radiación solar. Cuando la altura del Sol es de 90° , se considera una masa de aire de valor 1 (AM1). La masa de aire o factor de masa de aire determina la trayectoria que debe recorrer la radiación solar a través de la atmósfera (Guechi, Chegaar, and Aillerie 2013) (Shnishil et al. 2011), Figura 23.

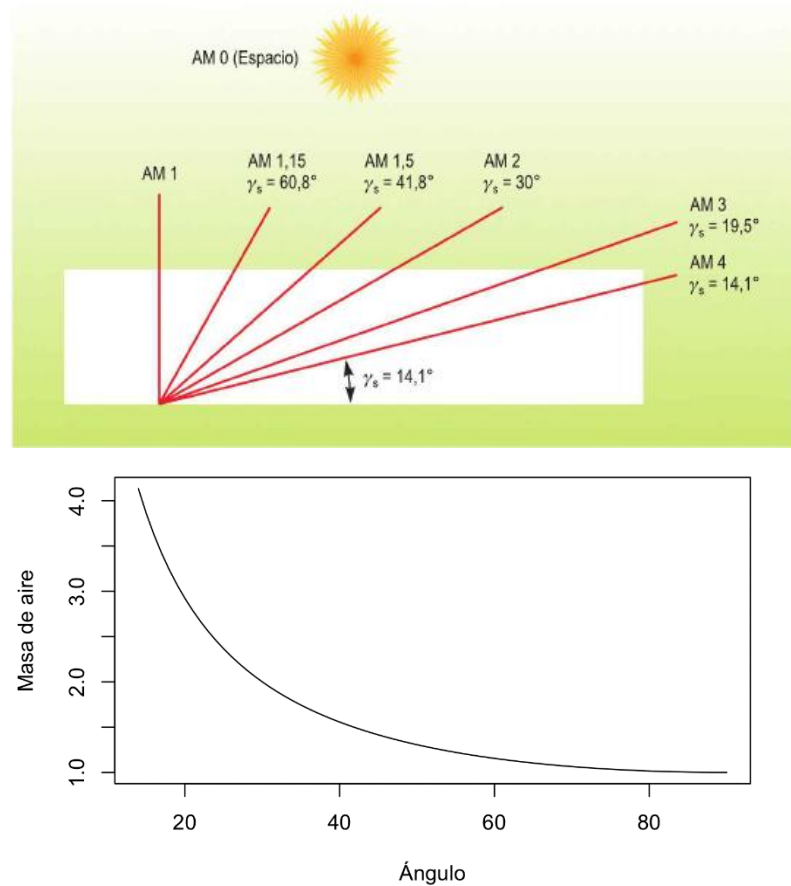


Figura 23 Relación entre el ángulo de elevación del sol y el factor AM

Cuando el Sol se encuentra cercano a la vertical, la masa de aire se puede calcular en función de la altura solar. En el caso de que la altura solar sea menor de unos 30° se debe tener en cuenta, además, la curvatura de la Tierra y la refracción del aire, Figura 24.

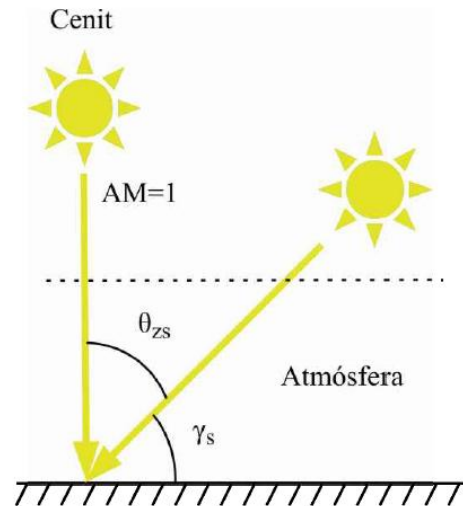


Figura 24 Masade aire.

$$AM = \frac{1}{\text{Sen } \gamma_s} = \frac{1}{\text{Cos } \theta_{zs}}$$

Ecuación 4

la radiación solar recibida sobre una superficie o captador solar situado en la superficie terrestre ya con la disminución o pérdidas de intensidad derivado de la dispersión, reflexión, difracción y absorción que tienen lugar al atravesar la atmósfera, se puede analizar, estudiar y medir en tres componentes:

Radiación directa (B), es la que recibe el captador solar desde el sol, sin cambiar de dirección, directamente del sol. Es la radiación incidente. **Radiación difusa (D)**, es la que procede de toda la bóveda celeste visible desde la superficie terrestre (excepto la procedente del disco solar que le corresponde a la radiación directa), como consecuencia de los fenómenos de difracción, reflexión, etc. **Radiación de albedo o reflejada (R)**, es la radiación directa y difusa que recibe el captador solar procedente de la reflexión sobre el entorno (suelo u otras superficies próximas).(Figura 25).

La suma de las tres componentes constituye la Radiación Global (G).

$$G = B + D + R$$

Ecuación 5

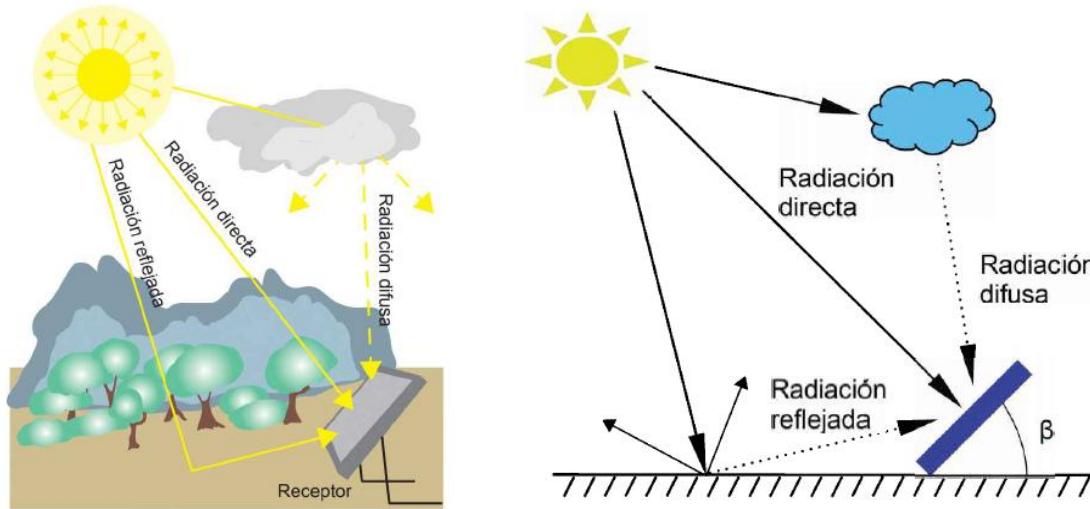


Figura 25 Componentes de la radiación global

Derivado al estudio y análisis de lo anterior, la radiación solar que llega a la superficie terrestre se sabe que no es constante y depende de las variaciones imprevisibles, como, por ejemplo, la nubosidad, las variaciones previsibles, como el día y la noche, los cambios estacionales y los debidos al movimiento de la Tierra (Baker 2000) Figura 26.

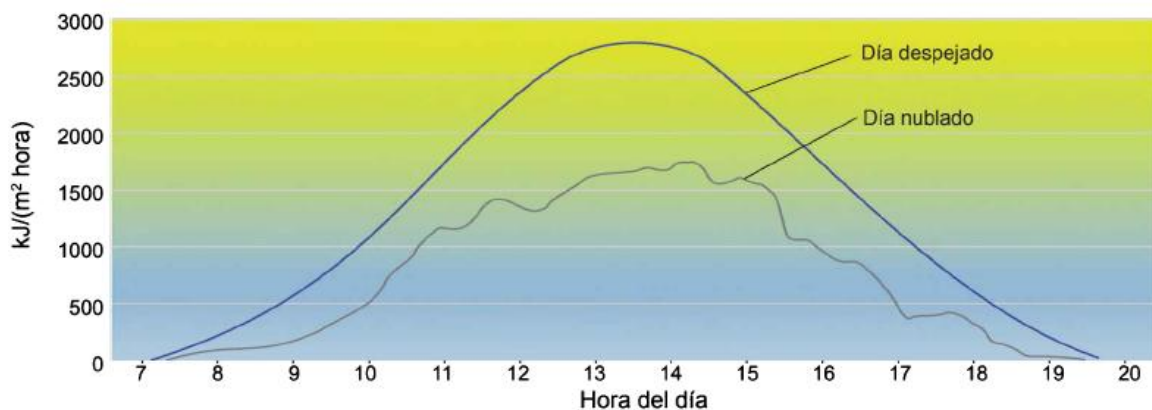


Figura 26 Radiación solar global incidente en un día despejado y en un día nublado.

Para cuantificar la potencia y la radiación solar que llega a la superficie terrestre en forma de radiación electromagnética, se utilizan, respectivamente, los términos de irradiancia e irradiación solar (insolación solar).

Irradiancia es la potencia de la radiación solar recibida por unidad de superficie. Se mide en vatios por metro cuadrado (W/m^2) o kilovatios por metro cuadrado (kW/m^2). La irradiancia procedente del sol se ve reducida a su paso por la atmósfera, de forma que a la superficie terrestre llegan aproximadamente $1000 \text{ W}/\text{m}^2$ si el cielo está despejado, dato normalizado que se utiliza para definir parámetros nominales (Collins and Grassian 2018).

Irradiación ó insolación es la energía recibida por unidad de superficie durante un tiempo determinado. Se mide en Wh/m^2 , o kWh/m^2 . La irradiación a lo largo de un día se mide en $\text{Wh}/\text{m}^2/\text{día}$, $\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$. También se suele medir en mega-julios por metro cuadrado (MJ/m^2).

Unidades de energía:

$$1 \text{ W} \cdot \text{h} = 3,600 \text{ J}$$
$$1 \text{ kWh} = 3,600 \text{ kJ} = 3.6 \text{ MJ}$$

Hora solar pico (HSP)

Se refiere a una superficie con una orientación α y una inclinación β , es el número de horas de un día con una irradiancia ficticia de $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$, que tendría la misma irradiación total que la irradiación real de ese día. En la Figura 27 se representa un ejemplo de la variación de la irradiancia a lo largo del día, donde, lógicamente, la irradiancia es mayor en las horas centrales del día (mediodía solar). El área que forma la irradiancia con el eje de tiempo es la misma que el área del rectángulo de altura $1,000 \text{ W}/\text{m}^2$ y anchura del valor de HSP.

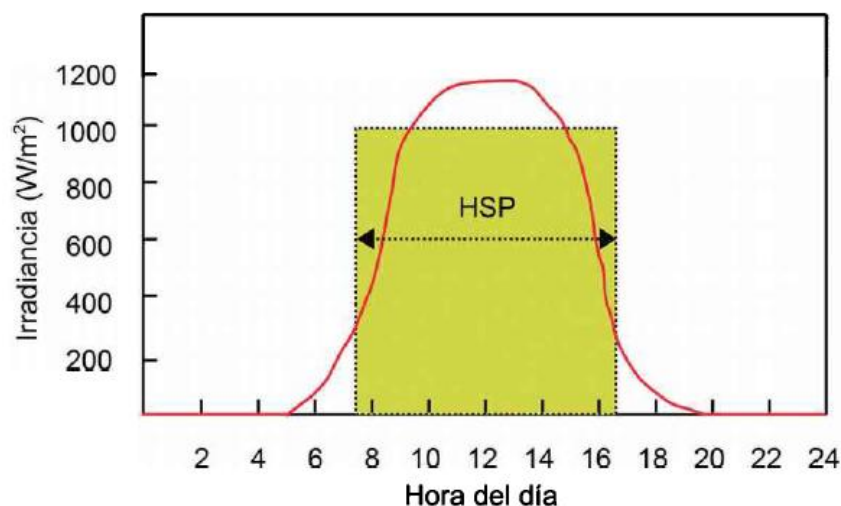


Figura 27 Hora solar pico (HSP).



Para obtener las HSP de un día, se divide la irradiación de dicho día, medida en Wh/m^2 , por $1000W/m^2$. En general, se utiliza el valor medio de la irradiación diaria:

$$HSP_{(\alpha,\beta)} = \frac{G_{dm}(\alpha,\beta)}{1000 W/m^2} \quad \text{Ecuación 6}$$

$HSP_{(\alpha,\beta)}$ = Número de horas solares pico para un módulo fotovoltaico con orientación α e inclinación β

$G_{dm}(\alpha,\beta)$ = Valor diario mensual de irradiación global sobre el plano del modulo fotovoltaico con orientación α e inclinación β , expresado en W/m^2

También se puede calcular el valor de HSP referido, por ejemplo, a un mes o a un año, dividiendo el valor de la irradiación de dicho mes o año, expresado en Wh/m^2 , entre $1000W/m^2$.

Para la determinación de la radiación solar, de otras variables meteorológicas de interés para el diseño de instalaciones solares, como la temperatura ambiente, pueden obtenerse de bases de datos recogidas en páginas web especializadas. se pueden encontrar distintas bases de datos para determinar la radiación solar recibida en distintos lugares del planeta. Sin embargo, hay que tener en cuenta que existe cierta incertidumbre en los datos de la radiación solar en función de la fuente consultada, y pueden diferir entre ellos.

La medición de variables meteorológicos se realiza utilizando sistemas de adquisición de datos que capturan diferentes señales analógicas y digitales y registran los valores en un fichero informático. Las variables meteorológicas se miden con una cierta periodicidad. Los parámetros meteorológicos constituyen los datos de partida para el cálculo y diseño de una instalación solar fotovoltaica o térmica. En muchas ocasiones, hay que adaptar los datos que recogen las estaciones meteorológicas o los datos que se proporcionan en forma de tablas para poder introducirlos correctamente a los cálculos.

Las mediciones de datos meteorológicos deben llevarse a cabo durante largos periodos de tiempo para poder alcanzar un cierto grado de fiabilidad y minimizar posibles anomalías. Se considera un periodo mínimo de 10 años de toma de datos diarias para conseguir valores fiables, aunque cuanto mayor sea este periodo, más grado de precisión se tendrá (Ahmad and Zeeshan 2022).

La adquisición de datos suele realizarse mediante una estación meteorológica, que es un equipo que mide y registra regularmente diversas variables meteorológicas. Generalmente, dicha estación está formada por Dispositivos de medida y sensores, Módulo interfaz de sensores, Registrador de datos o datalogger y software el cual es necesario para programar la

estación meteorológica y descargar en un ordenador las medidas almacenadas en el registrador de datos, para poder realizar su tratamiento después.

Las principales variables meteorológicas que se miden, los instrumentos utilizados y las unidades en las que se cuantifican se presentan en la Tabla 1.

Tabla 1 Variables meteorológicas, instrumentos y unidades

Variable meteorológica	Instrumento	Unidades de medida
Radiación solar global	Piranómetro	W/m ²
Radiación solar directa	Piranómetro	W/m ²
Radiación solar difusa	Piranómetro	W/m ²
Dirección del viento	Veleta	m/s; km/h
Velocidad del viento	Anemómetro	Grados (°), siendo el norte 0°
Humedad relativa	Higrómetro	%
Temperatura ambiente exterior	Termómetro	°C, K
Presión atmosférica	Barómetro	Pa, bar, mm Hg
Precipitación	Pluviómetro	mm de altura de agua

Existen diversas maneras de medir la radiación solar. La más precisa es mediante el uso de un piranómetro, Figura 28, 29. Junto con los piranómetros se emplean en ocasiones, para la medida de la irradiancia, los pirheliómetros, a través de mecanismos con precisión siguen al sol, Figura 30. La radiación de albedo se mide con un albedómetro, que consiste en dos piranómetros dispuestos uno hacia arriba y otro hacia abajo. El piranómetro dispuesto hacia arriba mide la radiación directa y la difusa; el dispuesto hacia abajo, la reflejada. Con las medidas de ambos puede calcularse el albedo dividiendo la radiación reflejada entre la radiación incidente, Figura 31.



Figura 28 Dispositivos de medida de una estación



Figura 29 Piranómetro



Figura 30 Albedómetro.



Figura 31 Pirheliómetro.

Energía solar fotovoltaica

Ésta se basa en la captación e incidencia de energía solar sobre **materiales semiconductores**, los cuales están diseñados para absorber fotones en forma de radiación electromagnética, correspondientes a las diferentes longitudes de onda del espectro solar, los átomos de los materiales semiconductores absorben la energía de los fotones, de esta manera el material semiconductor expulsa electrones, generando un cantidad de electrones libres, para estar en posibilidades de producir un flujo de electrones, Figura 32, (Bhatia 2014).

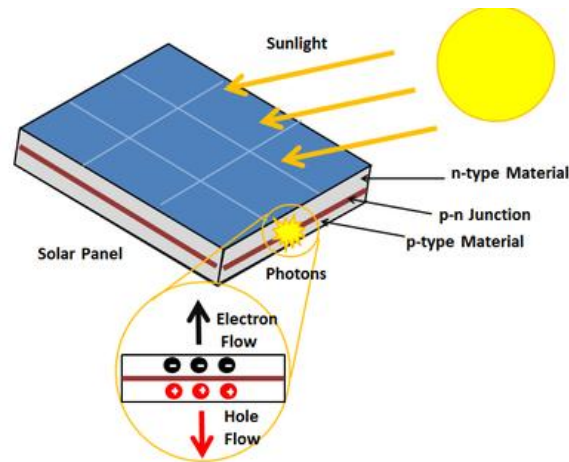


Figura 32 Celda Solar

Configuración de los materiales semiconductores.

Los átomos de silicio en su orbital de valencia contienen cuatro electrones, estos a su vez forman una red cristalina con otros átomos de silicio, tal como se muestra la Figura 33. Los átomos comparten cada uno de sus cuatro electrones con los demás átomos que los rodean, formando poderosos enlaces que mantienen unida la estructura. Al compartir dichos electrones con sus cuatro átomos vecinos, el átomo de silicio adquiere su configuración de gas noble (Vallina, 2010).

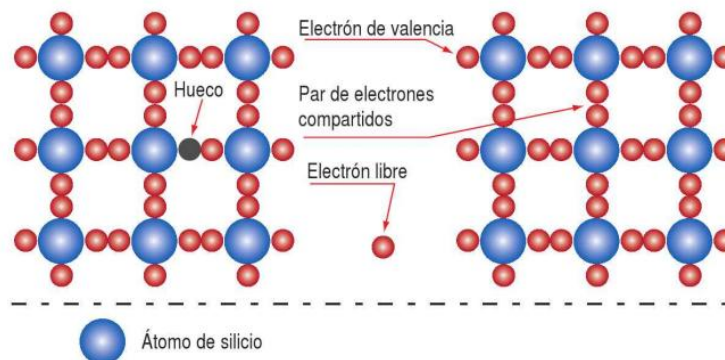


Figura 33 La figura representa una red cristalina de silicio.

La irradiancia solar en forma de energía externa a dicha red en cantidad suficiente excita a los electrones para que se «rompan» o se liberen del enlace; el electrón una vez liberado se puede moverse por la red cristalina. Macroscópicamente, esa libertad de movimiento de algunos electrones se representa en una variable del semiconductor conocida como conductividad intrínseca. El electrón, al liberarse del enlace, deja un hueco en ella, que se comporta como si se tratase de una carga positiva (Vallina, 2010).

La conductividad intrínseca no genera electricidad. Para que pueda generar, se debe introducirse impurezas en la red cristalina. Los átomos de dichas impurezas pueden tener o bien un electrón más (en el caso del fósforo, el antimonio y el arsénico) o bien un electrón menos (en el caso del boro, el galio y el indio) que el átomo de silicio. La introducción de átomos de impurezas se denomina dopado. (Vallina, 2010)

Si se introduce fósforo como impureza, nos encontramos con un dopado de tipo N; si se introduce boro, tenemos un dopado tipo P. En un semiconductor de tipo N existe exceso de electrones; en uno de tipo P, exceso de huecos. (Vallina, 2010)

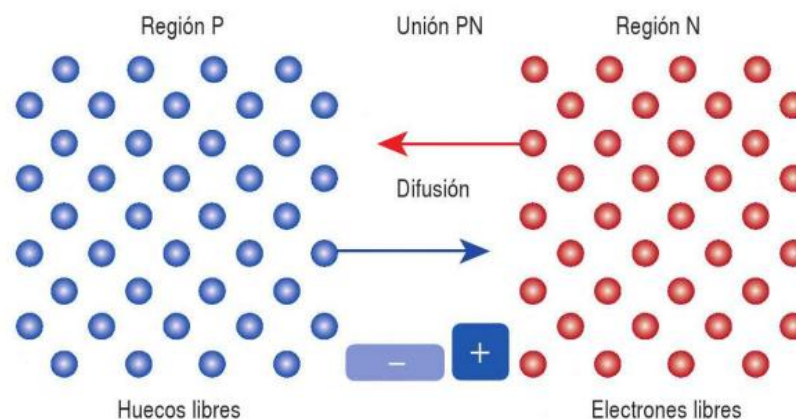


Figura 34 Formación de un campo eléctrico a través del proceso de difusión de electrones y huecos en una unión PN.

Al introducirse impurezas de tipo N en un lado de un material semiconductor y si se introducen por el otro lado impurezas de tipo P, En la red cristalina se forma, entonces, una unión PN con dos regiones separadas. En esta unión, los electrones libres que hay en la región N se difunden en la región P, dejando en esta, a su vez, un exceso de huecos o cargas positivas. Al formar parte de una red cristalina, los electrones no se pueden mover libremente para recombinarse y se establece un campo eléctrico, una diferencia de potencial entre ambas regiones. Este campo se opone al movimiento de las cargas, de modo que el proceso de difusión se detiene hasta llegar a un momento de equilibrio electrónico. Tal como se ve en la Figura 34, la carga positiva de la región N impedirá que se difundan más huecos en ella; a la inversa, la carga negativa de la región P impedirá que fluyan a ella más electrones. En ese momento se dice que la unión está bloqueada (Vallina, 2010).

Efecto fotovoltaico.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso mediante el cual una célula fotovoltaica compuesta de material semiconductor convierte la luz solar en electricidad. Cuando un fotón es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón de un átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada con un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico. A continuación, se ilustra este efecto para su mayor comprensión, Figura 35.

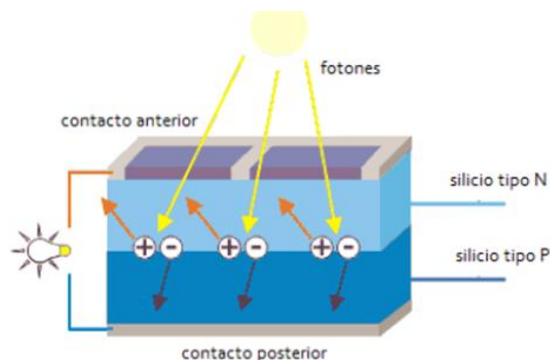


Figura 35 Efecto Fotovoltaico

Celda solar fotovoltaica.

Las celdas fotovoltaicas son elementos electrónicos que producen electricidad al incidir la luz sobre su superficie, aproximadamente su vida útil es de aproximadamente de 30 años, para un valor de irradiancia solar de 1000 W/m^2 , la célula (Figura 36) genera en el orden de 0.6 V en circuito abierto y un flujo de electrones en corto circuito de acuerdo con su área de incidencia solar, en 100 cm^2 la intensidad es cerca de 3 A. (Mascarós 2016)



Figura 36 Células fotovoltaicas de silicio

La celda o célula solar está compuesta de semiconductores. Estos semiconductores están diseñados para formar dos capas que están químicamente dopadas (tipo P y tipo N) para formar un campo eléctrico, positivo en una parte y negativo en la otra, en la Figura 37 se muestran los componentes de una celda fotovoltaica. Cuando la luz solar incide en la celda, se liberan electrones que pueden ser atrapados por el campo eléctrico formando así una corriente eléctrica. Es por ello por lo que estas celdas se fabrican a partir de este tipo de

materiales, es decir, materiales que actúan como aislantes a bajas temperaturas y como conductores cuando se aumenta la energía solar (Ramalingam and Indulkar 2017).

Actualmente no existe un tipo de material ideal para todos los tipos de celdas y aplicaciones.

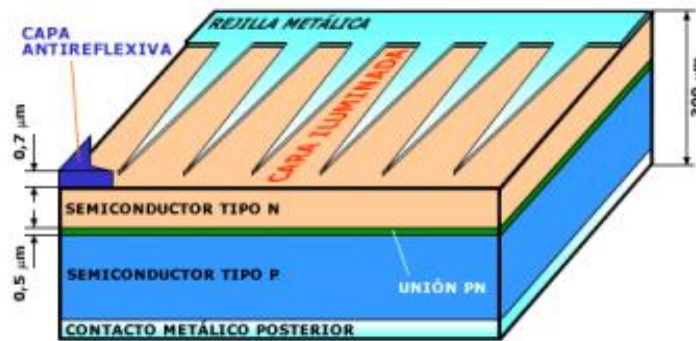


Figura 37 Célula ó celda solar fotovoltaica

Tipos de celdas fotovoltaicas

En el mercado y en los laboratorios de investigación coexisten células y módulos solares de muy diversos tipos. Por mucho, las más comunes son las de silicio monocristalino, las de silicio policristalino y los módulos de capa fina. (Moro 2010)

Tecnología cristalina de silicio:

Silicio monocristalino (Mono e-Si).

Estas células tienen una estructura perfectamente ordenada. Tienen forma cuadrada, con las esquinas redondeadas. Esto se debe a que provienen de lingotes cilíndricos, cortados en rebanadas. En general, se caracterizan por un color azul uniforme. Su rendimiento oscila entre el 15 % y el 18 % (Bayod-Rújula 2019) Figura 38.

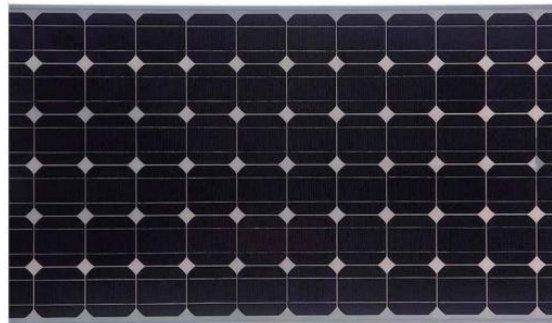


Figura 38 Módulo fotovoltaico de silicio monocristalino.

Silicio policristalino (Multi e-Si).

Tienen un aspecto azulado, pero en su superficie se aprecian regiones diferentes compuestas por cristales distintos que dan lugar a una disminución del rendimiento de la célula. Las células son totalmente cuadradas. Su rendimiento oscila entre el 12 % y el 14 %, Figura 39.

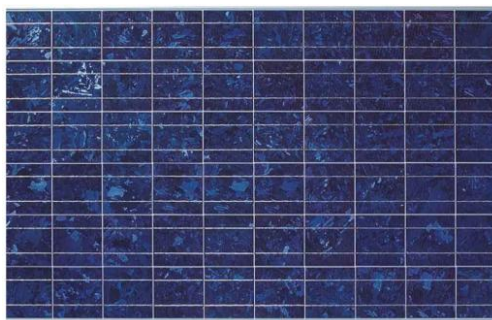


Figura 39 Módulo fotovoltaico de silicio policristalino.

Tecnología de capa fina.

Se basa en la acumulación de capas finas de material fotosensible sobre una superficie de bajo coste. Los principales materiales utilizados son:

Silicio amorfo (a-Si).

Tienen un color marrón homogéneo. Una vez montadas en un módulo fotovoltaico no se aprecia conexión visible entre las células. Son menos sensibles a la temperatura, pero también menos eficientes que los módulos de silicio cristalino. Su rendimiento es menor del 10 %. Cuando se confecciona un módulo fotovoltaico con silicio amorfo, no se realiza mediante células independientes, sino que se trata una estructura continua depositada sobre una base, Figura 40.

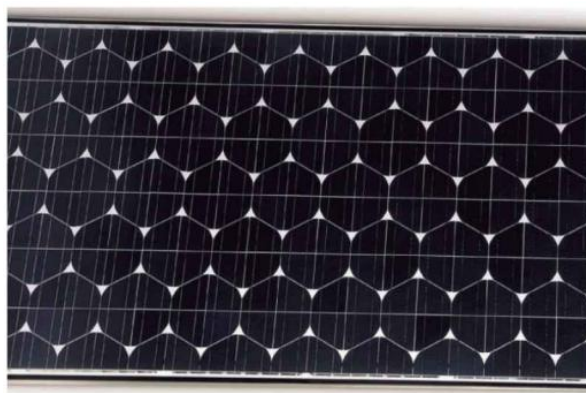


Figura 40 Módulo fotovoltaico de silicio amorfo.



Teluro de Cadmio (Cd-Te).

Los módulos fabricados con este material presentan una eficiencia entre el 10 % y el 11 %, pero tienen como inconveniente el tratamiento y reciclaje del CdTe que contienen las células.

Arseniuro de galio (GaAs).

La eficiencia de estos módulos es la más alta, de aproximadamente el 30 %. Presentan unos costes de fabricación elevados, quedando estos módulos limitados a aplicaciones espaciales, donde el bajo peso y las reducidas dimensiones son factores determinantes.

Células multiunión (a-Si/m-Si).

Tecnología de concentración.

Se trata de células fotovoltaicas preparadas para funcionar con luz concentrada. Usan una lente para aumentar la incidencia de la radiación solar sobre las células. Su eficiencia está entre el 20 % y 30 %.

Células Flexibles.

Son similares a las células de capa fina. El material se deposita sobre un plástico fino, de tal forma que la célula puede ser flexible. Permite ampliar las posibilidades de integración de los sistemas fotovoltaicos en edificios.

Potencia eléctrica.

Potencia es la velocidad a la que se transforma la energía. Si la energía fuese un líquido, la potencia sería los litros por segundo que vierte el depósito que lo contiene. La potencia se mide en joule por segundo (J/seg) y se representa con la letra “P”. 1 J/seg equivale a 1 watt (W), por tanto, cuando se consume 1 joule de potencia en un segundo, estamos gastando o consumiendo (transformando) 1 watt de energía eléctrica. La unidad de medida de la potencia eléctrica “P” es el “watt”, y se representa con la letra “W”.

Voltaje.

La diferencia de potencial entre dos puntos de una fuente de Fuerza Electromotriz (FEM) se manifiesta como la acumulación de cargas eléctricas negativas (iones negativos o aniones), con exceso de electrones en el polo negativo (–) y la acumulación de cargas eléctricas positivas (iones positivos o cationes), con ausencia de electrones en el polo positivo (+) de la propia fuente de FEM.

Corriente.

La corriente eléctrica que se genera en una celda es proporcional al área de la superficie en la cual incidirá la radiación solar.

Temperatura.

Magnitud física que indica la energía interna de un cuerpo, o de un sistema termodinámico en general. Se define como la medida de la energía cinética media de las moléculas que la forman. Es decir, los movimientos de las partículas en su interior.



Características de una célula fotovoltaica.

Las características de una célula fotovoltaica son del orden de 0.6 Volt, su intensidad es de unos 3 Amper y la potencia que suministran está comprendida entre 1 W y 2 W.

En la célula fotovoltaica tienen lugar una serie de pérdidas que limitan su rendimiento, de modo que solo es posible extraer una parte de la energía solar que incide sobre ella:

- Sombra causada por la conexión eléctrica y reflexión de parte de la radiación solar: 3%.
- Energía de los fotones demasiado baja como para romper el enlace del silicio y generar un par electrón-hueco: 22%.
- Energía de los fotones demasiado elevada para romper el enlace del silicio: 30%.
- Pérdidas de energía debido a la recombinación de electrones y huecos: 8,5%.
- Pérdida de tensión en la célula: 20%.
- Pérdidas en las resistencias: 0,5%.

Todo ello limita el rendimiento global de la célula fotoeléctrica a aproximadamente el 16%.

Un conjunto de células fotovoltaicas conforma un módulo fotovoltaico Figura 41, a dicho conjunto se le dota de aislamiento, protección, rigidez y estanqueidad.

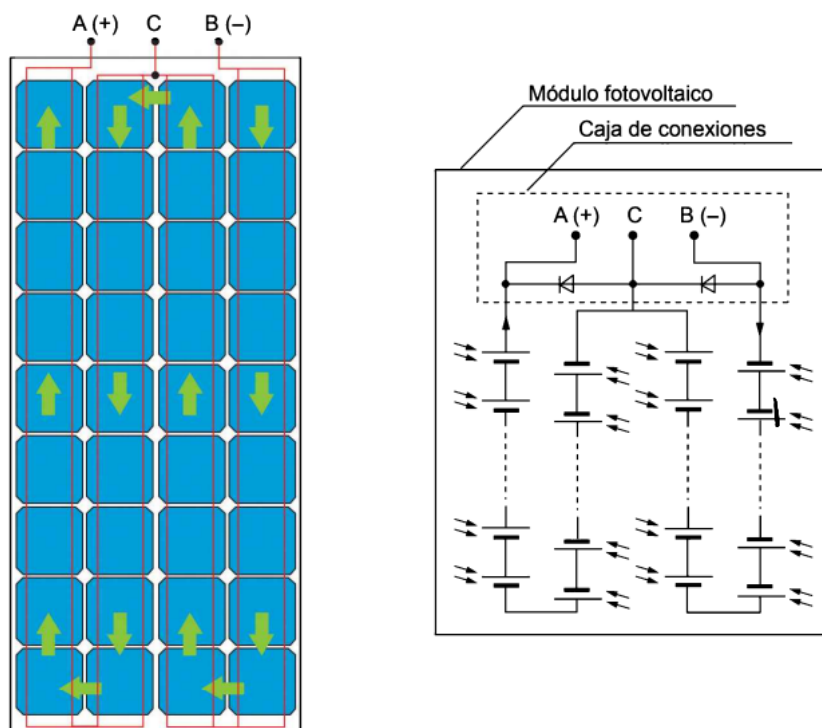


Figura 41 Conexión de células en serie

La mayor parte de los módulos fotovoltaicos posee entre 36 y 96 células interconectadas a través de una rejilla que recoge la intensidad de la célula. Esta intensidad se lleva a dos buses o cintas colectoras, normalmente de aluminio o acero inoxidable, que transportan la corriente hasta la siguiente célula del módulo, para generar mayor voltaje y estar en condiciones de entregar una mayor intensidad de corriente, Figura 42.

Un módulo fotovoltaico está compuesto por las siguientes partes:

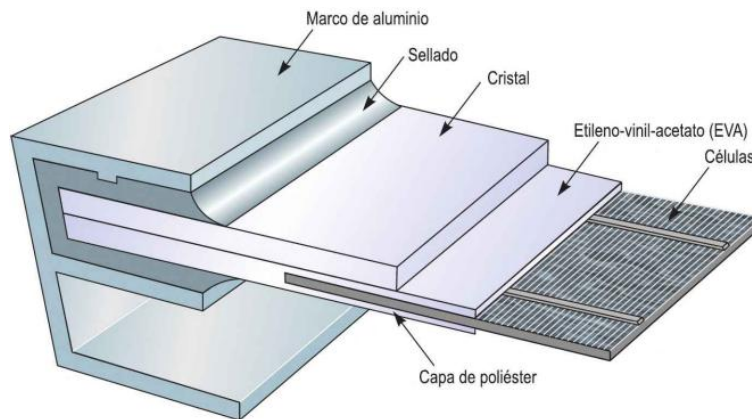


Figura 42 Partes de un modulo

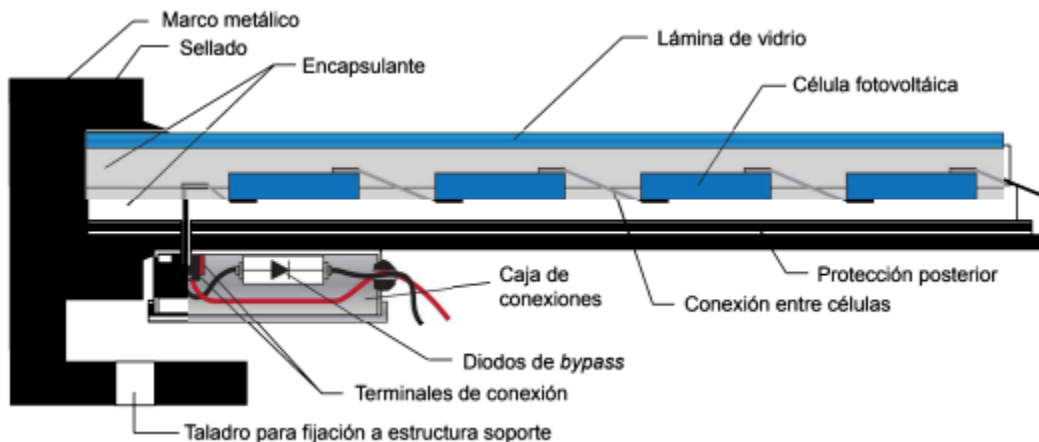


Figura 43 Características constructivas de un módulo.

En la figura 43 se muestra de perfil una lámina de vidrio exterior, de aproximadamente 3 mm, que proporciona protección a las células frente a la acción de agentes externos (lluvia, granizo, arena, etcétera), posee una gran transparencia y es autorreflexiva. Encapsulado. Para proporcionar solidez a las células, estas se insertan en un material transparente que las aísla eléctricamente. Se emplean cuatro métodos de encapsulado: el de etileno vinil acetato (EVA), el de butiral de polivinilo (PVB), el de teflón y el de resina. El encapsulado debe permitir al igual que la cubierta frontal la transmisión de la radiación solar, y no degradarse con la luz ultravioleta. Células, que son los elementos que se conectan entre sí para dar lugar a un

módulo, y en las que se produce el efecto fotovoltaico, generando electricidad a través de la radiación solar que incide sobre ellas. Protección posterior, que proporciona rigidez y, al igual que la lámina de vidrio, protege frente a los agentes externos. Sellado, que garantiza la estanqueidad en los cuatro laterales del módulo, normalmente compuesto por espuma de polietileno. Bastidor o marco metálico, normalmente de aluminio anodizado, aunque también puede ser de acero inoxidable. Proporciona estanqueidad y rigidez al conjunto y viene preparado para su montaje sobre una estructura soporte. Conexiones entre células, mediante contactos metálicos soldados a ellas tras su construcción. Caja de conexiones, situada en la parte posterior del módulo, donde bornes terminales para la conexión del módulo. Esta caja debe tener como mínimo una protección IP-54, aunque muchos fabricantes ofrecen cajas con protección IP-65. En los pasos de cables se colocan prensaestopas, que protegen contra la entrada de agua y polvo. Diodos de paso o diodos de bypass, que normalmente están incluidos en la caja de conexiones. Su función es cortocircuitar las zonas del módulo que puedan quedar dañadas o en sombra para no perjudicar el funcionamiento general del módulo. Dependiendo del tamaño del módulo, puede haber de dos a seis diodos de paso. (Cantos 2016)

Para representar un módulo en un circuito se emplea el símbolo de la Figura 44:

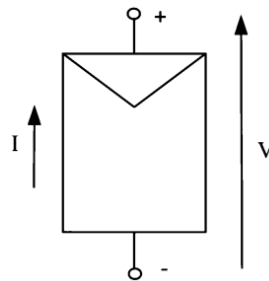


Figura 44 Símbolo de un módulo fotovoltaico para diagramas

Para caracterizar el funcionamiento de un módulo fotovoltaico se definen condiciones de funcionamiento de laboratorio, denominadas «condiciones estándar de medida» (CEM ó SCT). Estas condiciones particulares son:

- Irradiancia solar: 1000 W/m^2
- Incidencia normal.
- Temperatura de la célula: 25°C .
- Distribución espectral correspondiente a una masa de aire AM de valor 1.5.

Para el análisis de las principales magnitudes eléctricas de una célula fotovoltaica, se toma como ejemplo la Figura 45:

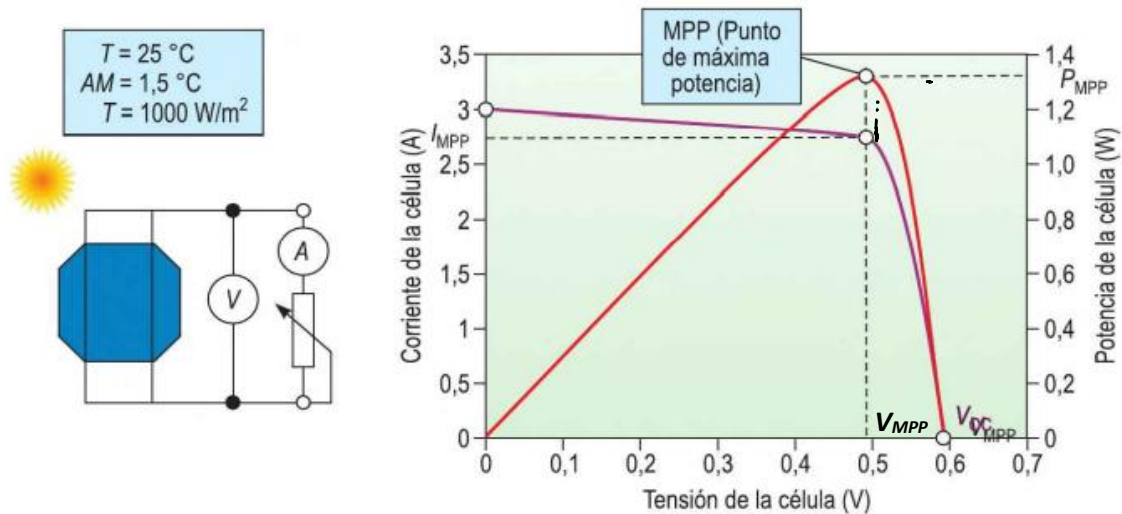


Figura 45 Curvas características IV y PV por una célula de silicio cristalino.

Se considera una célula con una superficie de 243 cm^2 la cual proporciona en sus conductores una tensión aproximada de 0.5 volt y una intensidad proporcional a la luz del sol, hasta un máximo de 7 a 8 Amper.

A la célula se le puede acoplar una resistencia variable, un amperímetro para medir la intensidad generada y un voltímetro para medir el potencial que exista entre las terminales de la célula.

Cuando la resistencia es infinita o, en otras palabras, cuando se abre el circuito en los extremos de la célula se medirá la tensión de circuito abierto (V_{oc}).

A la inversa, si la resistencia es nula o cero, por el circuito circulará una corriente eléctrica denominada intensidad de cortocircuito (I_{sc}). Los valores de tensión e intensidad son correspondientes a los máximos teóricos que puede proporcionar la célula.

Si se procede a variar la resistencia entre cero e infinito, la intensidad y tensión varían siguiendo una curva que se denomina curva característica tensión-intensidad o curva I-V.

El punto de trabajo (combinación de intensidad proporcionada y tensión de la célula) está siempre situado en dicha curva. La resistencia del circuito al que está conectado la célula determinará la ubicación del punto de trabajo en la curva característica.

La forma de dichas curvas es diferente para cada tipo de célula, tal como se muestra en la Figura 46:

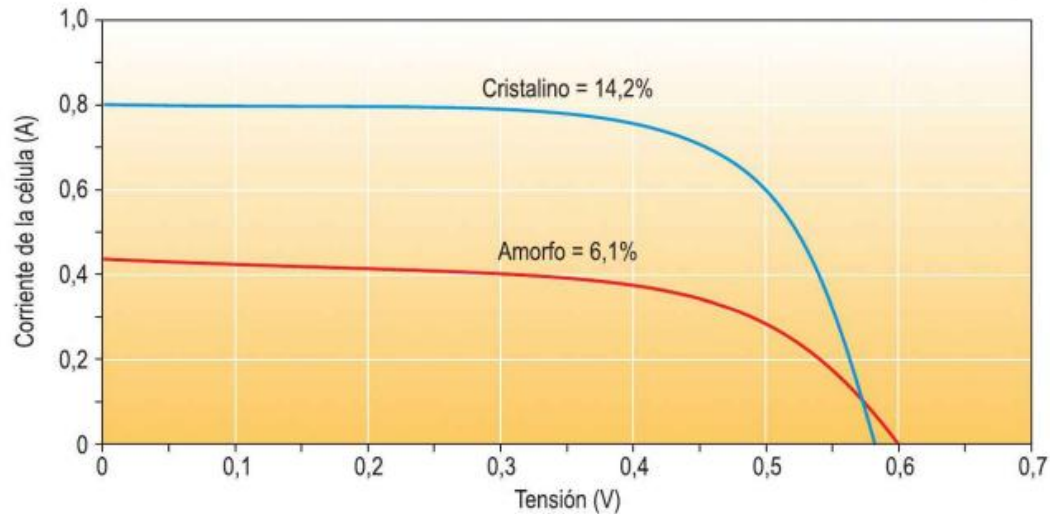


Figura 46 Comparación de las curvas características IV de células de silicio cristalino y silicio amorfo.

La curva característica de una célula fotovoltaica no es única, varía con la temperatura y con la iluminación o radiación incidente, por lo que para cada tipo de célula fotovoltaica se dispone por diseño de una familia de curvas características por ejemplo como se muestra la Figura 47, curva I-V para distintos valores de la irradiancia solar y una temperatura de trabajo de las células de 25 °C.

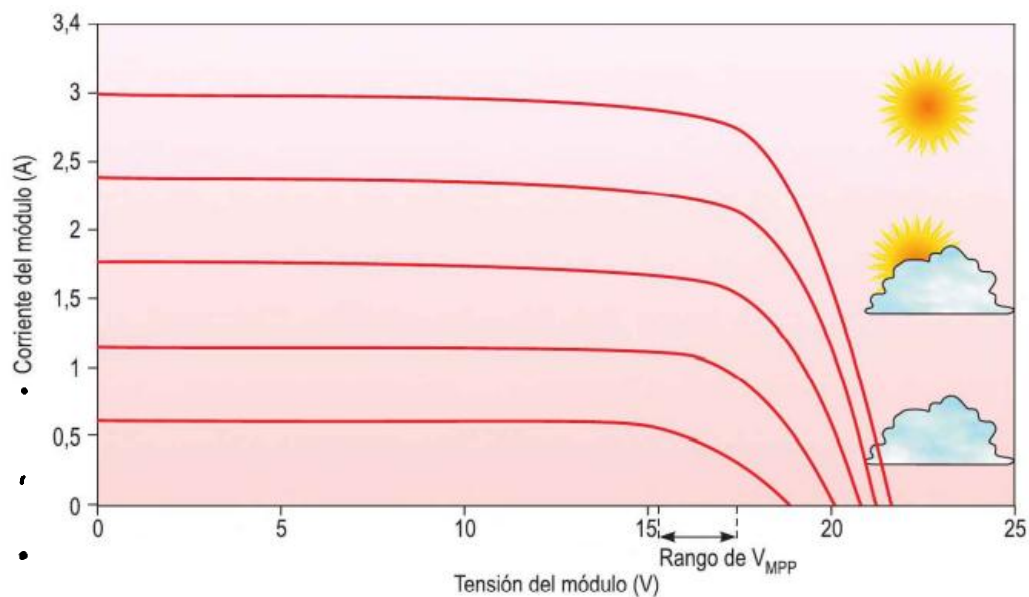


Figura 47 Curvas características IV para diversos vectores de irradiación, a temperatura constante.

Las curvas características de las células fotovoltaicas también dependen de la temperatura de trabajo de las células para una irradiancia solar de 1000W/m^2 . Cuando aumenta la temperatura de trabajo de las células, disminuye la tensión de circuito abierto V_{oc} y aumenta ligeramente la intensidad en cortocircuito I_{sc} de la célula como se muestra en la Figura 48. También suelen facilitar los parámetros térmicos de la intensidad en cortocircuito (coeficiente de temperatura “ α ” para calcular la intensidad de corto circuito $I_{sc, T}$), de la tensión de circuito abierto (coeficiente de temperatura “ β ” para calcular el voltaje de circuito abierto $V_{oc, T}$) y de la potencia en el punto de máxima potencia (coeficiente de temperatura “ γ ” para calcular la potencia pico $P_{MPP, T}$), que describen la variación de estos en función de la temperatura, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$, $\text{mA}/^{\circ}\text{C}$, $\text{mV}/^{\circ}\text{C}$ con respecto a las condiciones estándar de medida STC o CEM.

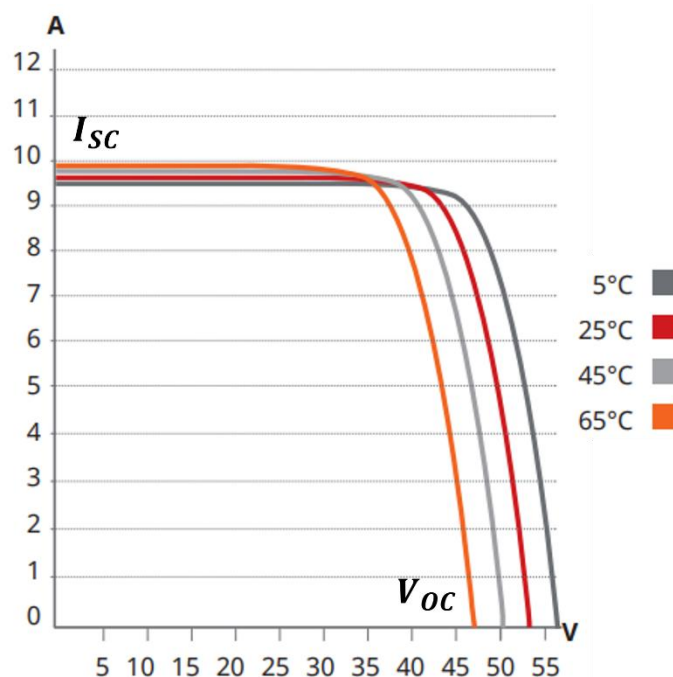


Figura 48 Curvas características IV para diversos vectores de Temperatura, a irradiancia de 1000 W/m^2 constante.

Si aumenta la temperatura de operación, disminuye la tensión en circuito abierto y disminuye también la potencia eléctrica entregada por la célula. La temperatura de operación de las células es un concepto diferente de la temperatura ambiente. La temperatura de trabajo de las células fotovoltaicas es superior a la temperatura ambiente.

Se denomina temperatura de operación nominal de célula (TONC ó NOCT) a la temperatura que alcanzan la célula de un módulo fotovoltaico cuando la temperatura ambiente es de 20



°C, la irradiancia es de 800 W/m^2 y la velocidad del viento es de 1 m/s . A partir del valor de NOCT, proporcionado por el fabricante, de la irradiancia solar y de la temperatura ambiente a la que está sometido el módulo, se puede calcular de forma aproximada la temperatura de trabajo de la célula.

Al aumentar la temperatura de la célula baja el funcionamiento de la misma:

- Aumenta ligeramente la Intensidad de cortocircuito.
- Disminuye la tensión de circuito abierto, aprox: $-2.3 \text{ mV/}^\circ\text{C}$
- El Factor de Forma disminuye.
- El rendimiento decrece.

El punto de trabajo de una célula solar se sitúa siempre sobre una de sus curvas características I-V. En dicho punto, la potencia es igual al producto de la tensión por la intensidad:

$$P_L = V_L \times I_L \quad \text{Ecuación 7}$$

De Ecuación 1 P_L es la potencia entregada por la célula, V_L la tensión en el receptor conectado a la célula e I_L la intensidad entregada por la misma.

Junto con la curva característica $I-V$ se puede representar también habitualmente en la misma gráfica la curva $P-V$, en la que se observa un punto de potencia máxima, que corresponde a valores de tensión e intensidad que denotan como V_{MPP} e I_{MPP} respectivamente, En ecuación 2 se representa el producto de V_{MPP} e I_{MPP} al cual se le llama Potencia pico en su punto máximo:

$$P_{MPP} = V_{MPP} \times I_{MPP} \quad \text{Ecuación 8}$$

Se denomina factor de forma (Ecuación 3) al cociente entre dicha potencia máxima y el producto de la tensión de circuito abierto por la intensidad de cortocircuito.

$$FF = \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad \text{Ecuación 9}$$

El factor de forma es siempre inferior a la unidad y es un parámetro de la calidad de la célula. En el caso de las células cristalinas, el factor de forma está situado entre 0,7 y 0,85; para células solares amorfas, entre 0,5 y 0,7. En la gráfica de la Figura 49 se puede observar una definición gráfica del concepto de factor de forma.

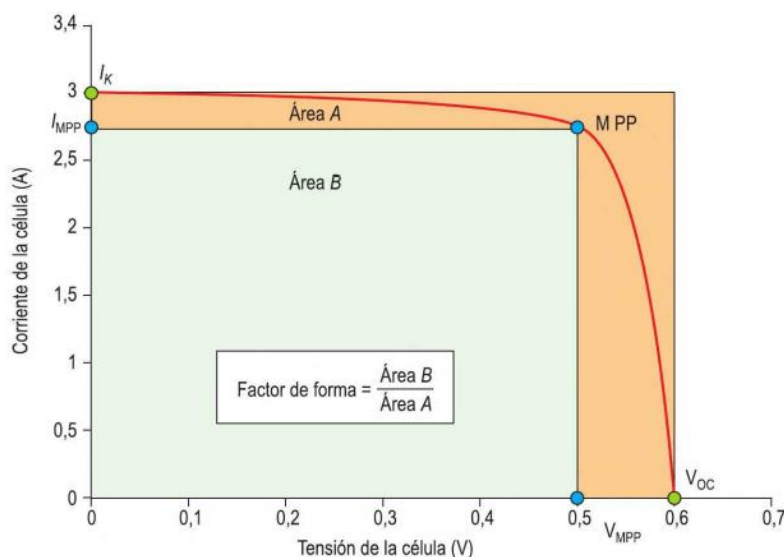


Figura 49 Definición del factor de forma en una célula fotovoltaica.

Rendimiento o eficiencia

Se le denomina al porcentaje de la energía solar recibida que se convierte en energía eléctrica, Ecuación 4. Es igual al cociente entre la potencia máxima y el producto del área superficial de la célula por la irradiancia que incide sobre ella en condiciones estándar de medida:

$$\eta = \frac{P_{MPP}}{G \times A_C} = FF \times \frac{V_{MPP} \times I_{MPP}}{V_{OC} \times I_{SC}} \quad \text{Ecuación 10}$$

Módulo fotovoltaico.

El módulo fotovoltaico está formado por células conectadas entre sí. Un módulo está caracterizado por sus parámetros eléctricos, parámetros térmicos, características físicas y rango de funcionamiento. Estos datos son las hojas características que presentan los fabricantes de módulos fotovoltaicos. Normalmente los fabricantes los publican en sus sitios WEB.

A continuación, se presentan los datos que presentan los fabricantes:



Intensidad en cortocircuito (I_{sc}).

Es la intensidad que circula por el módulo cuando está en cortocircuito y, por tanto, la tensión eléctrica es cero. Es la máxima intensidad que puede proporcionar el módulo en condiciones estándar de medida.

Tensión de circuito abierto (V_{oc}).

Es la tensión en bornes del módulo cuando el circuito está abierto y, por tanto, la intensidad eléctrica es cero. Es la máxima tensión que puede proporcionar el módulo en condiciones estándar de medida.

Potencia máxima (P_{MPP}).

Es la potencia eléctrica máxima que puede entregar el módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida. El fabricante suele ofrecer este dato con una tolerancia. Esto se debe al hecho de que no todas las células que componen el módulo son idénticas, y la célula con menos prestaciones afecta al comportamiento del resto.

Tensión en el punto de máxima potencia (V_{MPP}).

Es la tensión del módulo en el punto de trabajo de máxima potencia.

Intensidad en el punto de máxima potencia (I_{MPP}).

Es la intensidad que circula por el módulo en el punto de trabajo de máxima potencia.

Tensión máxima del sistema.

Este valor de tensión limita el número de módulos que se pueden conectar en serie.

Rendimiento o eficiencia (η).

Es el cociente entre la potencia eléctrica máxima que puede entregar el módulo y la potencia luminosa que incide sobre él.

Factor de forma o de relleno (FF).

Es el cociente entre la potencia eléctrica máxima y el producto de la tensión de circuito abierto (V_{oc}) y la intensidad en cortocircuito (I_{sc}). También se puede ver como el cociente entre el área del rectángulo definido por el producto $I_{MPP} \cdot V_{MPP}$ y el área del rectángulo definido por el producto $I_{sc} \cdot V_{oc}$. Cuanto más se aproxima el valor del factor de forma a uno, más se aproxima la curva $V-I$ al rectángulo de máxima potencia. En los módulos fotovoltaicos reales, el factor de forma toma valores del orden de 0.7 y 0.8.

Intensidad inversa (IR).

Es el valor máximo de intensidad en sentido inverso que puede soportar un módulo fotovoltaico en régimen permanente.

**Coefficiente de temperatura de I_{sc} (α).**

Representa la dependencia de la intensidad en cortocircuito con la temperatura del módulo, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$.

Coefficiente de temperatura de V_{oc} (β).

Representa la dependencia de la tensión de circuito abierto con la temperatura del módulo, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$.

Coefficiente de temperatura de P (γ).

Representa la dependencia de la potencia máxima con la temperatura del módulo, expresados en $\%/^{\circ}\text{C}$.

Dimensiones.

Un módulo fotovoltaico tiene forma de cubo. Sus dimensiones son el alto, ancho y largo. Normalmente vienen dadas en mm.

Peso.

Peso aproximado del módulo. Suele expresarse en kg.

Área.

Es el área o superficie expuesta a la radiación solar. Es el producto del largo por el ancho. La unidad habitual es el m^2 .

Tipo de célula.

Se indica el tipo de célula utilizada para formar el panel (silicio monocristalino, silicio policristalino o silicio amorfo, entre otros), junto con sus dimensiones.

Asociación y número de células.

Indica el número de células utilizadas para formar el módulo, así como su modo de asociación eléctrica.

Material del marco.

Material con el que está fabricado el marco del módulo.

Caja de conexiones.

Características de la caja de conexiones, con su grado de protección IP.

Temperatura.

Establece los límites máximo y mínimo de temperatura ambiente que puede soportar el módulo, expresado en $^{\circ}\text{C}$.



Carga máxima de viento.

Un módulo debe soportar los efectos de la intemperie. Uno de ellos es el efecto del viento. El fabricante suele indicar la máxima velocidad del viento que soporta en panel, en km/h, o bien la máxima presión, en Pa.

Carga máxima de nieve.

Un módulo también debe soportar el efecto de la nieve que se deposita sobre él. El fabricante indica el máximo peso que puede soportar, expresado en kg/m^2 , o bien la máxima presión, en Pa.

La envolvente es el elemento que proporciona la protección del material contra las influencias externas y la protección en cualquier dirección contra los contactos directos.

El grado de protección es el nivel de protección proporcionado por una envolvente contra el acceso a las partes peligrosas, contra la penetración de cuerpos sólidos extraños, contra la penetración de agua o contra los impactos mecánicos exteriores, y que además se verifica mediante métodos de ensayo normalizados.

El código IP es un sistema de codificación para indicar los grados de protección proporcionados por la envolvente contra el acceso a partes peligrosas, contra la penetración de cuerpos sólidos extraños, contra la penetración de agua y para suministrar una información adicional unida a la referida protección. El código IP está formado por dos números de una cifra cada uno, situados inmediatamente después de las letras IP y que son independientes uno del otro.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar como autónomos o conectados a la red eléctrica, o según el tipo de aplicación como:

- Electrificación rural (lugares de difícil emplazamiento y acceso, viviendas de uso temporal, refugios de montaña).
- Electrificación urbana (alumbrado de vías urbanas y de edificios públicos como museos o colegios).
- Electrificación doméstica (todo uso eléctrico en viviendas unifamiliares, comunidades y cooperativas).
- Telecomunicaciones terrestres (telefonía terrestre y móvil, comunicación para navegación aérea y marítima, repetidores y reemisores de radio y televisión, radioteléfonos, etc.).
- Telecomunicaciones espaciales (los paneles solares de los satélites les dan una autonomía indefinida).
- Seguridad y señalización (dispositivos de alarma, señalización, faros, pasos de trenes, aeropuertos, autopistas, etc.).
- Sistemas de bombeo.

Los módulos tienen una potencia según el tipo y la eficiencia de las celdas que lo componen. Los efectos del viento se suponen en algunos casos una carga adicional. Si los módulos se instalan en tejados y terrazas, el peso de los módulos no suele representar ningún problema, pero siempre es recomendable consultar la normativa vigente de edificación, aunque raramente habría que reforzar las estructuras.

En el caso de edificios nuevos o de reformas importantes, el módulo fotovoltaico se puede integrar en el edificio facilitando su instalación, optimizando su rendimiento y reduciendo costos. Los módulos fotovoltaicos generan electricidad durante todo el año, mientras se tenga radiación solar. Normalmente en verano es cuando más electricidad genera, debido a la mayor duración del tiempo soleado, aunque la inclinación de los módulos también es importante. En los días nublados también se genera electricidad, aunque el rendimiento energético se reduce proporcionalmente a la reducción de la intensidad de la radiación. La vida de los módulos fotovoltaicos está entre 20 y 30 años; en el mercado se tienen módulos con garantías de 10 años.

2.2 Marco contextual

La privilegiada localización de México en el globo terráqueo, cerca del ecuador, coloca al territorio nacional como uno de los países en el mundo con mayor promedio de radiación solar anual, con índices que van de los 4.4 kWh/m² por día en la zona centro, a los 6.3 kWh/m² por día en el norte del país, Figura 50.

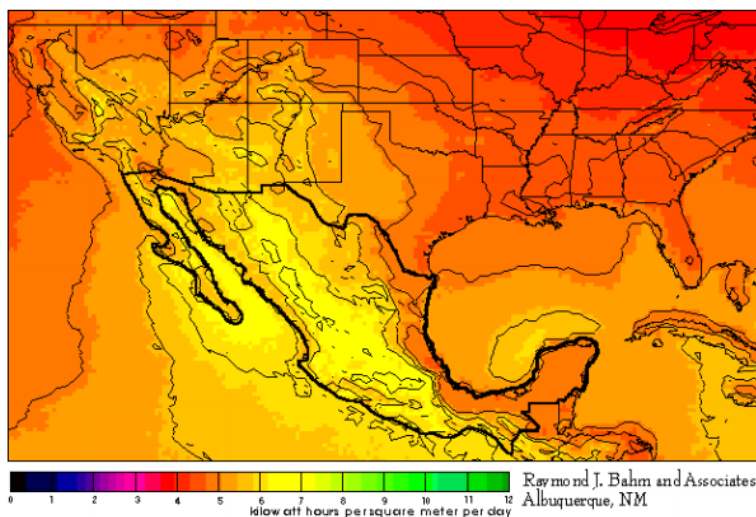


Figura 50 Mapa de la Irradiación solar del territorio de La República Mexicana.

Palacio Municipal de Ahome

El Palacio Municipal se encuentra ubicado con domicilio en calle Degollado y Cuauhtémoc s/n, Bienestar, Figura 51.

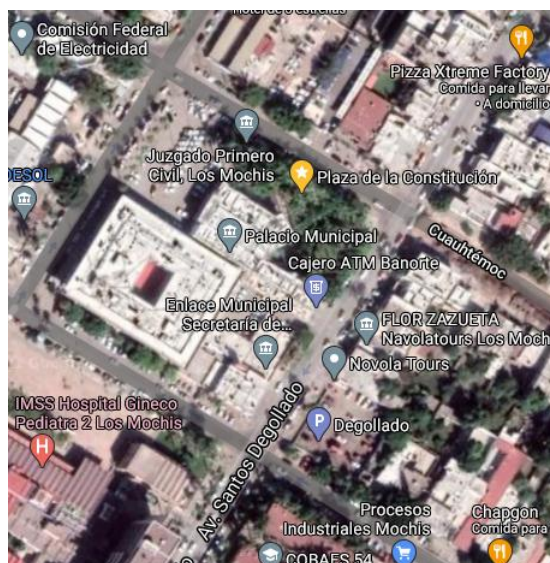


Figura 51 Ubicación en Google map del Palacio del Municipio de Ahome

El H. Ayuntamiento de Ahome tiene la misión de Transformar el Municipio de Ahome en un mejor lugar para vivir, impulsando un gobierno social, abierto, participativo e incluyente, comprometido con la seguridad, la eficiencia y el manejo transparente de los recursos públicos que genere confianza en los ciudadanos. Con una visión en construir mediante un gobierno honesto y con la participación ciudadana, políticas públicas de bienestar social, incluyentes y equitativas que detonen el desarrollo social, económico, cultural y político del Municipio, mejorando la calidad de vida de la población Ahomense.

Contratos interconectados a la Red de CFE

La Comisión Federal de Electricidad desde 2007 permite a sus usuarios residenciales o comerciales generar su propia electricidad mediante el uso de sistemas solares, interconectándose a la misma red eléctrica para intercambiar energía con ella. 100% deducible en el mismo ejercicio fiscal.

Desde junio de 2007 es posible que los usuarios de la red eléctrica sean residenciales (hasta 10 kWp), comercial (hasta 30 kWp), o industrial (hasta 500 kWp) en todo el territorio nacional generen su propia electricidad y transmitan el superávit a la red eléctrica de CFE.

El modelo que rige este intercambio de energía entre el generador (Usuario) y el suministrador (CFE) y donde se especifican las condiciones del mismo es referido como contrato de interconexión.

Bajo este esquema, la facturación de cada periodo se determina como la diferencia entre la energía eléctrica entregada por el suministrador y la entregada a la red por el generador, este intercambio de kilowatts-hora (kWh) es computado por un medidor digital con la capacidad de medir la entrada y salida de energía (medidor bidireccional).



Cuando la diferencia de este intercambio sea negativa, se considerará como un crédito a favor del generador que podrá ser compensado dentro de un periodo de 12 meses. De no efectuarse la compensación en ese periodo, el crédito será cancelado y el generador renuncia a cualquier pago. Cuando la diferencia sea positiva, se considera como un crédito a favor del suministrador y se facturará en la tarifa aplicable.

Comisión Federal de Electricidad cuenta con 3 modelos de contratos de contraprestación de la energía entregada a las redes Generales de Distribución:

- Medición Neta de Energía (Net Metering)

El cliente consume y genera energía en un mismo contrato de suministro. Esta energía se resta a tu consumo.

- Facturación Neta (Net Billing)

La energía consumida que CFE entrega al cliente es independiente de la energía que el cliente genera y vende a CFE; es decir, no se resta a tu consumo.

- Venta total de Energía

El cliente vende a CFE toda la energía generada. No existe un contrato de suministro del cliente con CFE.

2.3 Marco referencial

Configuración De Instalaciones Solares Fotovoltaicas.

Este libro desarrolla temas de Configuración de Instalaciones Solares Fotovoltaicas.

Gestión del montaje de instalaciones solares fotovoltaicas.

Este libro desarrolla temas de Gestión del Montaje de Instalaciones Solares Fotovoltaicas.

Instalaciones solares fotovoltaicas. Electricidad – Electrónica.

En esta bibliografía se desarrollan temas de Instalaciones Solares Fotovoltaicas; tiene un enfoque orientado hacia la práctica y un lenguaje sencillo y directo, la obra plantea los argumentos necesarios para aprender cómo funciona una instalación fotovoltaica, tanto autónoma como conectada a la red. Además, las descripciones teóricas se completan con un amplio apoyo gráfico que ayuda a reforzar y a extender la comprensión de los temas.



La temperatura en el desempeño eléctrico de un Sistema Fotovoltaico.

La pérdida de potencia de un sistema fotovoltaico se presenta por diversas causas, como la temperatura ambiente, áreas de sombreado en el generador, errónea inclinación del mismo, suciedad, etc., la mayoría de éstas se relacionan directamente con el sobrecalentamiento de los módulos, la temperatura es una de las variables de mayor relevancia en la eficiencia de estos sistemas. Este trabajo tiene como objetivo determinar el efecto de la temperatura en los parámetros eléctricos y, por ende, en la producción de energía a temperaturas superiores a 25 °C.

Variabilidad de la radiación en el diseño de Sistemas Fotovoltaicos. Análisis de los efectos de ésta sobre el diseño de Sistemas FV interconectados. Caso ejemplo: Bogotá, Colombia.

Este trabajo busca establecer las principales características del recurso solar (irradiancia promedio y variabilidad) en la ciudad de Bogotá, sin el empleo de estimaciones, y centrándose en las aplicaciones fotovoltaicas. Partiendo de los valores registrados en diferentes estaciones meteorológicas de la zona urbana, se realizó un análisis estadístico con el cual se obtuvieron los promedios mensuales de radiación más representativas del régimen solar para la ciudad de Bogotá. Partiendo de estos resultados, se evaluó la variabilidad de cada fuente. Se tomo en cuenta las diferentes características de disponibilidad eléctrica y hábitos de consumo de los usuarios, se propone el mejor criterio de diseño para sistemas fotovoltaicos interconectados, tomando como ejemplo ciudad de Bogotá, Colombia.

Análisis de factibilidad para la instalación de un sistema de energía. Energía Limpia Mediante Celdas Fotovoltaicas para la Alimentación Eléctrica del Edificio 4 en el ITSLV.

En la presente investigación se estudió la factibilidad de instalar un sistema de energía limpia utilizando celdas solares fotovoltaicas interconectadas a la red eléctrica para alimentar el consumo energético de un edificio en el Instituto Tecnológico Superior de La Venta. Utilizando el software Solidwork se diseñó el sistema de celdas fotovoltaicas que se adecue a los espacios disponibles para su instalación en el techo del edificio 4. Se realizó un análisis del costo-beneficio de la instalación del sistema fotovoltaico para el edificio 4 y se determinó la factibilidad de instalar el sistema de energía limpia en un edificio universitario puesto que la vida útil promedio de los paneles fotovoltaicos es de 25 años en condiciones normales.

Análisis de la rentabilidad de los Sistemas Fotovoltaicos. Herramienta para el cálculo de la Tasa Interna de Rentabilidad de los Sistemas Fotovoltaicos conectados a la red.

La variedad de programas gubernamentales de apoyo a los paneles solares fotovoltaicos, junto con la disminución de los precios de éstos, se han convertido los sistemas fotovoltaicos



conectados a red (SFCR) en una de las inversiones rentables en ciertos escenarios económicos. La tasa interna de rentabilidad (TIR) es uno de los parámetros más importantes a tener en cuenta por los inversores en estos sistemas. Sin embargo, este parámetro se calcula por métodos no analíticos. En esta Tesis se presenta una herramienta para obtener de una forma rápida y sencilla la TIR (en forma de tablas acompañadas de un procedimiento para su uso) evitando así la realización de cálculos engorrosos. Estas características hacen que la herramienta en cuestión sea potencialmente atractiva tanto para instituciones o particulares que se plantean la inversión como para instaladores y diseñadores de SFCR.

Instalaciones Eléctricas.

Proyectos residenciales e industriales.

La sociedad contemporánea sería imposible sin la electricidad. Tanto en lo que se refiere a la vida doméstica, educación, como a los comercios, empresas e industrias. Sin embargo, se trata de una energía que resulta peligrosa si no se le maneja con el debido conocimiento. La electricidad y sus áreas derivadas se rigen por normas y reglamentos estrictos, con el objeto fundamental de garantizar la seguridad de las personas y sus bienes. En México, las instalaciones eléctricas en baja tensión deben cumplir con las disposiciones establecidas en la norma oficial NOM-001-SEDE-2012, expedida por la Secretaría de Energía, y a ella se ajustan los proyectos que se desarrollan.

Costos y Tiempo en Edificación.

En el análisis del costo en cualquier edificación, es necesario considerar como variables aleatorias la ubicación, el tiempo de realización y la estructura administrativa necesaria. Con esta obra, el profesionista y la empresa constructora tendrán las herramientas necesarias para reducir costos en proyectos de construcción.

El objetivo de esta obra propone una metodología de costos que permita obtener resultados para cualquier tiempo y en cualquier lugar. Se presentan las bases para implementar un análisis de costo, sin tener que analizar todos los casos posibles, un precio unitario debe integrar costo del procedimiento de construcción, materiales, gastos administrativos e impuestos según el tipo de obra, federal, estatal, municipal o privado. El presente trabajo permite una inmediata aplicación práctica al ingeniero para ser competitivo.

Formulación y Evaluación de Proyectos.

Este libro está integrado por cuatro partes en las que se desarrolla la fase de preinversión del ciclo de un proyecto, específicamente los temas relacionados con la identificación, formulación y evaluación.

CAPITULO III: MARCO METODOLÓGICO

3.1 Introducción

Los costos elevados de facturación por los consumos de energía eléctrica hoy en día aquejan a las oficinas gubernamentales que ofrecen servicios públicos tanto municipal, estatal o federal.

La quema de combustibles fósiles en las plantas generadoras de energía eléctrica es una problemática de contaminación ambiental local que se minimiza por la necesidad del uso de la electricidad, pero que se suma y se globaliza en la contaminación mundial.

Las energías renovables son una alternativa para buscar energías sustentables, los paneles solares fotovoltaicos es una opción hoy en día.

Como se muestra en la Figura 52, el generador fotovoltaico (conjunto de módulos fotovoltaicos o paneles solar) conectado a la red eléctrica, inyecta el total de la energía producida, los sistemas interconectados a la red eléctrica tienen la ventaja de que la generación coincide con la demanda pico del cliente, por usos y costumbres de un edificio del sector público es durante el día cuando se producen los mayores consumos de energía eléctrica.

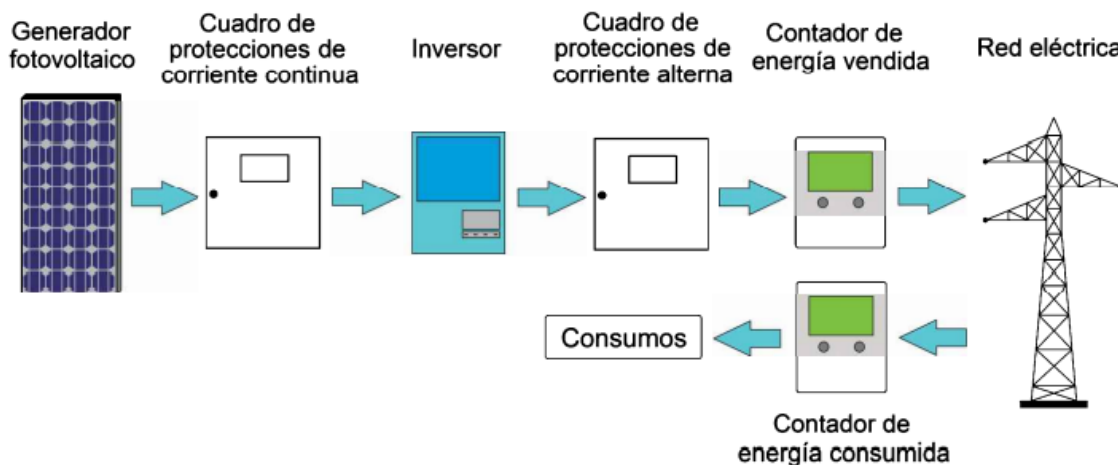


Figura 52 Esquema de una instalación fotovoltaica conectada a la red.

La variabilidad de la irradiancia solar puede ser una desventaja durante un día o varios días, dependerá de las condiciones climatológicas, a mayor irradiancia solar, habrá mayor fuente de energía disponible para los paneles solares, a menor irradiancia solar, habrá menor fuente de energía disponible para los paneles solares.



3.2 Tipo de investigación.

En un proyecto de energías renovables la investigación descriptiva se hace presente, la investigación cuantitativa se emplea para saber la carga instalada en un edificio (cantidad de aparatos eléctricos existentes, potencia de cada aparato eléctrico, tiempo de operación diaria de cada aparato, energía diaria de cada aparato) con el fin de determinar la demanda de energía eléctrica diaria del edificio. La variabilidad de la irradiancia solar es una variable no controlada pero disponible en abundancia en una cantidad de horas diarias, las condiciones climatológicas permiten el rango de irradiancia solar, teniendo un máximo y mínimo durante un (o varios) día(s) que pueden ser: soleado(s) despejado(s), medio nublado(s) o nublado(s). Los estudios transversales del comportamiento de la temperatura en el medio ambiente donde se instalarán los paneles solares determinan la potencia que aportaran los paneles según su potencia de diseño. Los valores históricos de temperatura, de irradiancia e irradiación solar de una zona geográfica se correlacionan para permitir hacer una predicción del comportamiento de temperatura, de irradiancia e irradiación solar, con esta información se pueden obtener valores promedios, máximos, mínimos y totalizaciones para proceder a calcular la energía disponible para un día actual o días a futuro, meses futuros y años a futuro. La investigación de la temperatura, irradiancia e irradiación solar de una zona geográfica se hace a través de un proceso estocástico.

3.2.1 Hipótesis.

H1: El Sistema fotovoltaico interconectado a la red que se proyectará para el edificio del Palacio Municipal del Ayuntamiento de Ahome tendrá una probabilidad mayor al 90% de producir un beneficio económico neto.

H2: El Sistema fotovoltaico interconectado a la red que se proyectará para el edificio del Palacio Municipal del Ayuntamiento de Ahome tendrá un balance positivo en reducción de emisiones de GEI's.

3.2.2 Población y selección de la muestra.

El recibo de facturación de energía eléctrica es la evidencia fundamental para investigar la demanda actual de energía eléctrica del edificio.

En el Anexo 1 se presenta un recibo de facturación, del cual se describe lo siguiente:

El Municipio de Ahome es un usuario con tarifa vigente actual GDMTH (Gran demanda media tensión horaria). Esta tarifa es aplicada a los servicios que utilizan la energía a cualquier uso suministrados en media tensión, con una demanda de energía igual o mayor a 100 kilowatts. Las cuotas aplicables dependen del mes, de la región o zona tarifaria: Estado, División CFE y/o Municipio. Los cargos de las tarifas finales del suministro básico corresponden a la integración de los cargos por Transmisión, Distribución, Operación del





CENACE, Operación del Suministrador Básico, Servicios Conexos SCnMEM, Energía y Capacidad.

La categoría tarifaria GDMT tiene un costo mínimo mensual es el importe que resulta de aplicar el cargo por la operación del Suministrador de Servicios Básicos correspondiente.

La demanda contratada en esta tarifa está fijada inicialmente por el usuario; su valor no será menor del 60% de la carga total conectada, ni menor de 100 kW o la capacidad del mayor motor o aparato instalado. Y en el caso de que el 60% de la carga total conectada exceda la capacidad de la subestación del usuario, sólo se tomará como demanda contratada la capacidad de dicha subestación a un factor de 90%.



Figura 53 Las Tarifas Finales del Suministrador Básico se clasifican en 17 divisiones tarifarias.

Para los efectos de la aplicación de esta tarifa, se utilizarán los horarios locales oficialmente establecidos por región, Tabla 2 y Tabla 3. Por días festivos se entenderán aquellos de descanso obligatorio, establecidos en el artículo 74 de la Ley Federal del Trabajo, a excepción de la fracción IX, así como los que se establezcan por Acuerdo Presidencial. Los periodos de punta, intermedio y base se definen en cada una de las regiones tarifarias para distintas temporadas del año. La red eléctrica de la ciudad de Los Mochis del Municipio de Ahome pertenece a la División Noroeste de CFE como se muestra en la Figura 53.



Región Noroeste. –

Tabla 2 Del primer domingo de abril al sábado anterior al último domingo de octubre.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 20:00 22:00 - 24:00	20:00 - 22:00
sábado	0:00 - 7:00	7:00 - 24:00	
domingo y festivo	0:00 - 19:00	19:00 - 24:00	

Tabla 3 Del último domingo de octubre al sábado anterior al primer domingo de abril.

Día de la semana	Base	Intermedio	Punta
lunes a viernes	0:00 - 6:00	6:00 - 18:00 22:00 - 24:00	18:00 - 22:00
sábado	0:00 - 8:00	08:00 - 19:00 21:00 - 24:00	19:00-21:00
domingo y festivo	0:00 - 18:00	18:00 - 24:00	

La demanda máxima está determinada por los criterios para el cobro por capacidad y distribución.

Cargo por Capacidad. -

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos por capacidad expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definan en Ecuación 5:

$$\min \left\{ Dmax_{punta}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24*d*F.C.} \right] \right\} \text{Ecuación 11}$$

Donde $Dmax_{punta}$ es la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta medida en kilowatts, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, “d” días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente Anexo 2 (del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018).

Para el caso de que no haya periodo de punta y los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la Ecuación 6:





$$Demanda = \left[\frac{Q_{mensual}}{24*d*F.C.} \right] \text{Ecuación 12}$$

Donde $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, “d” días del periodo de facturación y el F. C. es el factor de carga correspondiente Anexo 2 (del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018).

Para los centros de carga que reciban energía por un contrato de interconexión legado, la $Q_{mensual}$ será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Cargo por Distribución. –

La demanda máxima a la que se deberá aplicar los cargos de distribución expresados en \$/kW-mes, será la mínima entre los valores que se definen en Ecuación 7:

$$\min \left\{ D_{max_{mensual}}, \left[\frac{Q_{mensual}}{24*d*F.C.} \right] \right\} \text{Ecuación 13}$$

Donde $D_{max_{punta}}$ es la demanda máxima registrada en el mes al que corresponde la facturación, $Q_{mensual}$ es el consumo mensual registrado en el mes de facturación en kWh, “d” días del periodo de facturación y el F.C. es el factor de carga correspondiente Anexo 2 (del apartado 3.3.1 del Anexo Único del Acuerdo A/064/2018).

Para los usuarios suministrados en baja y media tensión cuya demanda no se mide, se utilizará la Ecuación 2.

Para los centros de carga que reciban energía por un contrato de interconexión legado, la $Q_{mensual}$ será el consumo mensual suministrado en el mes de facturación por CFE Suministrador de Servicios Básicos.

Las demandas máximas medidas en los distintos periodos se determinarán mensualmente por medio de instrumentos de medición, que indican la demanda media en kilowatts, durante cualquier intervalo de 15 minutos del periodo en el cual el consumo de energía eléctrica sea mayor que en cualquier otro intervalo de 15 minutos en el periodo correspondiente, cualquier fracción de kilowatt de demanda medida se tomará como kilowatt completo.

Cuando el usuario mantenga durante 12 meses consecutivos valores de demanda inferiores a 100 kilowatts, podrá solicitar al suministrador su incorporación a la tarifa GDMTO.

La energía de punta es la energía consumida durante el periodo de punta. La Energía intermedia es la energía consumida durante el periodo intermedio. La energía de base es la energía consumida durante el periodo de base.

(Comisión Federal de Electricidad, 2021)



3.2.3 Descripción de la muestra.

La zona y localización geográfica de un estado, Municipio, ciudad, edificio: Latitud y Longitud, permite investigar las variables de temperatura, irradiancia e irradiación solar de forma particular.

3.2.4 Definición conceptual, operativa e instrumental de las variables.

Edificio: Palacio Municipal del H. Ayuntamiento de Ahome.

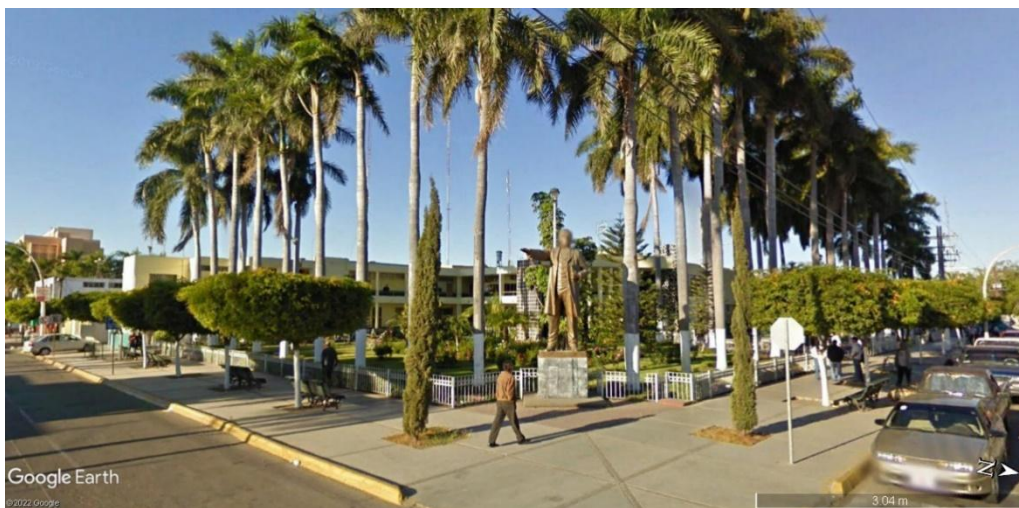


Figura 54 Edificio del H. Ayuntamiento de Ahome

Latitud: 25.7835 N Longitud: 108.9938 O Altura: 13 m

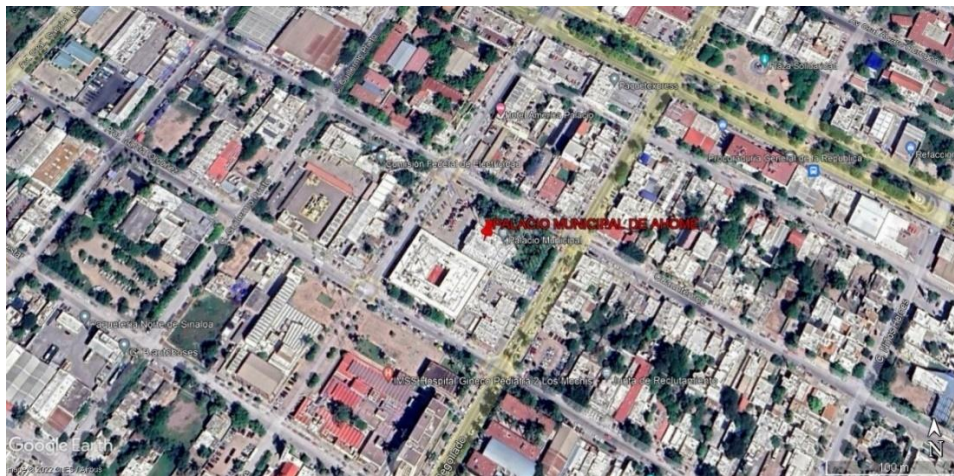


Figura 55 localización Geográfica del Palacio Municipal de Ahome.



Ciudad: Los Mochis.



Figura 56 Macro localización de Los Mochis.

Municipio: Ahome. Estado: Sinaloa.



Figura 57 Municipio de Ahome. Fuente: IMPLAN AHOME

3.2.5 Técnicas e instrumentos utilizados para la recolección de datos.

La página de internet que se utilizó para la recolección de datos solares y meteorológicos fue: NASA PREDICTION OF WORLDWIDE ENERGY RESOURCES ubicada en: <https://power.larc.nasa.gov/>.

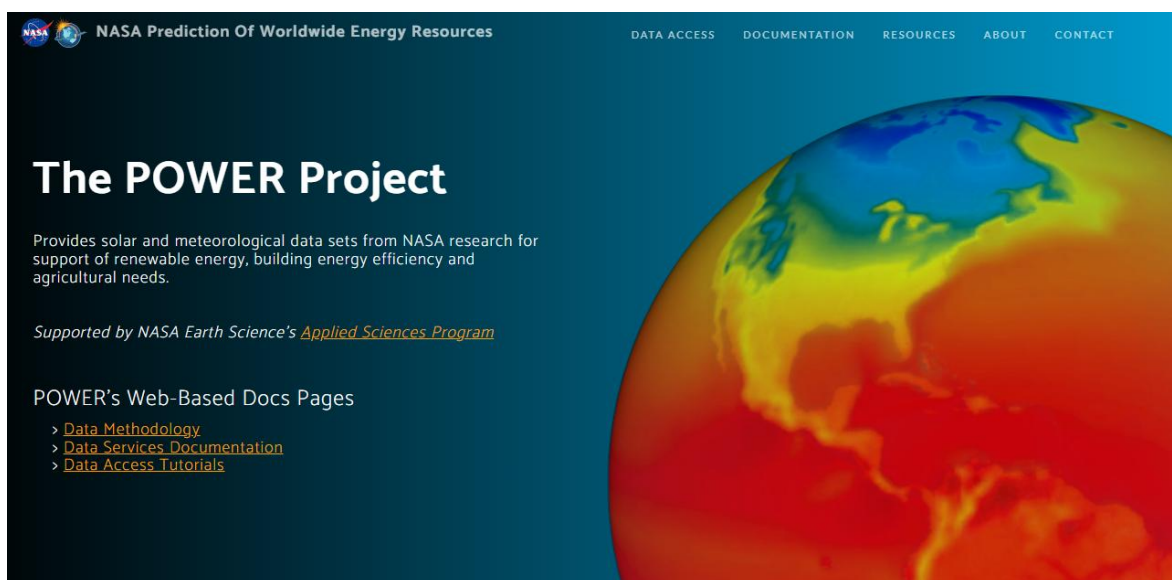


Figura 58 NASA Prediction Of Worldwide Energy Resources

Esta página proporciona base de datos solares y meteorológicos de la investigación de la NASA para apoyar la energía renovable, la eficiencia energética de los edificios y las necesidades agrícolas. Este proyecto es apoyado por el Programa de Ciencias Aplicadas de Ciencias de la Tierra de la NASA.

3.2.6 Procedimientos para la recolección de los datos.

Las temperaturas máximas y mínima histórica son las que se muestran en la Tabla 4,

Tabla 4 Temperaturas máximas y mínimas durante el año.
Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

PARAMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	ANUAL
Temperatura Máxima a 2 metros	35.67	38.22	38.28	40.99	42.23	44.58	42.51	40.41	39.81	40.33	39.63	35.21	44.58
Temperatura Mínima a 2 metros	4.81	0.59	8.76	11.13	13.74	19.14	22.65	22.77	19.37	10.58	9.73	5.35	0.59



La irradiación solar o insolación históricas son calculados con base a los promedios históricos de la irradiancia por hora durante un día, un mes, un año. The Power Project contiene los bancos de base de datos históricos desde el año 2001 hasta el año 2020.

La irradiancia solar es la energía instantánea incidente en una superficie, sus unidades son W/m^2 .

La irradiación solar es la energía captada por una superficie en un tiempo determinado, sus unidades son Wh/m^2 .

La Tabla 5, muestra la irradiancia solar promedio diario mensual y diario anual en una superficie con diferentes ángulos de inclinación desde 0° hasta 90° , incluyendo un ángulo óptimo para una irradiación solar promedio diaria mensual y diaria anual optima.

Las horas solar pico es la cantidad de horas del día donde hay irradiancia solar. Se divide la irradiación solar promedio diaria mensual o diaria anual $XXX.XX Wh/m^2 / día$ entre la irradiancia de $1000 W/m^2$, obteniendo las hsp (horas solar pico).

Tabla 5 Irradiación solar promedio diaria mensual y anual de una superficie.
Fuente: <https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>

PARAMETROS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	ANUAL
IRRADIACIÓN SOLAR DE UNA SUPERFICIE CON ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE 0° (HORIZONTAL) ($kWh/m^2/día$)	4.21	5.21	6.41	7.13	7.78	7.41	6.59	6.09	5.65	5.47	4.54	4.00	5.87
IRRADIACIÓN SOLAR DE UNA SUPERFICIE CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN IGUAL A LA LATITUD- 15° ($25.7835^\circ - 15^\circ = 10.7835^\circ$) ($kWh/m^2/día$)	4.88	5.81	6.83	7.26	7.62	7.15	6.43	6.10	5.86	6.02	5.23	4.70	6.16
IRRADIACIÓN SOLAR DE UNA SUPERFICIE CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN IGUAL A LATITUD DE 25.7835° ($kWh/m^2/día$)	5.54	6.35	7.07	7.09	7.02	6.46	5.91	5.84	5.88	6.46	5.90	5.42	6.25
IRRADIACIÓN SOLAR DE UNA SUPERFICIE CON UN ÁNGULO DE INCLINACIÓN IGUAL A LA LATITUD+ 15° ($25.7835^\circ + 15^\circ = 40.7835^\circ$) ($kWh/m^2/día$)	5.89	6.52	6.89	6.52	6.12	5.52	5.16	5.28	5.58	6.52	6.22	5.82	6.00
IRRADIACIÓN SOLAR DE UNA SUPERFICIE CON ÁNGULO DE INCLINACIÓN DE 90° (VERTICAL) ($kWh/m^2/día$)	4.65	4.58	3.85	2.60	1.68	1.47	1.70	2.03	2.80	4.21	4.73	4.75	3.25
IRRADIACIÓN SOLAR ÓPTIMA DE UNA SUPERFICIE CON ÁNGULO DE INCLINACIÓN ÓPTIMO ($kWh/m^2/día$)	5.93	6.52	7.07	7.26	7.78	7.41	6.59	6.11	5.91	6.54	6.25	5.89	6.61
ÁNGULO ÓPTIMO DE INCLINACIÓN DE LA SUPERFICIE ($^\circ$ grados)	48.50	40.50	27.00	12.00	0.00	0.00	0.00	6.00	19.50	36.00	46.50	51.00	23.92
ORIENTACIÓN DE LA SUPERFICIE Sur/Norte	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur	Sur



A través de la facturación mensual de energía eléctrica, se puede determinar la demanda histórica de 1 año. En la Tabla 6 se presenta el comportamiento histórico mensual de 1 año, extracto del Anexo 1.

La localización geográfica es necesaria para obtener los valores de irradiación solar promedio diaria mensual y diaria anual, la temperatura máxima y mínima, la hora solar pico.

La facturación, arroja la demanda de energía eléctrica que consume el edificio del Palacio Municipal de Ahome.

Tabla 6 Datos de Facturación de energía eléctrica histórica del Municipio de Ahome

Periodo	Demanda Maxima Kw	Consumo Total kWh	Factor de Potencia %	Factor de Carga %	Precio Medio (MXN)
jul-20	154.00	37,568.00	98.88	33	1.9112
ago-20	188.00	41,360.00	99.09	30	2.0293
sep-20	150.00	42,848.00	99.33	40	1.8821
oct-20	143.00	32,816.00	98.99	40	1.7547
	142.00	6,740.00	98.27	30	1.8710
nov-20	113.00	25,232.00	98.10	31	2.0134
dic-20	68.00	18,992.00	97.14	38	1.8746
ene-21	50.00	17,360.00	97.35	47	1.9802
feb-21	58.00	16,592.00	97.36	43	1.9753
mar-21	69.00	20,784.00	97.83	40	1.9003
abr-21	23.00	1,280.00	96.42	77	2.0196
	88.00	21,824.00	98.20	38	1.9193
may-21	128.00	32,352.00	98.64	34	1.8816
jun-21	151.00	41,712.00	99.11	38	2.0696

3.2.7 Herramientas y estrategias para el análisis e interpretación de los datos.

La temperatura máxima y mínima histórica determinan la potencia, el voltaje y la corriente máxima y mínima de un generador fotovoltaico, también determinan el voltaje de circuito abierto y la corriente de corto circuito máximo y mínimo del generador fotovoltaico.

Tabla 7 Temperatura máxima y mínima histórica.

PARAMETROS	ANUAL
Temperatura Máxima a 2 metros	44.58
Temperatura Mínima a 2 metros	0.59

La irradiancia y la irradiación solar determinan las horas solar pico.

La irradiación solar promedio diaria anual óptima en la azotea del edificio del Palacio Municipal de Ahome con un ángulo de inclinación óptimo es de $6.61 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$ se obtiene de la Tabla 5. **La hora solar pico es de 6.61 HSP.**

El ángulo óptimo de inclinación de los paneles solares en el edificio del Palacio Municipal de Ahome es de $23.92^\circ \sim 24^\circ$ se obtiene de la Tabla 5. La orientación de la superficie de los paneles fotovoltaicos en la azotea del edificio del Palacio Municipal de Ahome es hacia el **Sur**, porque México está en el hemisferio norte, se obtiene de la Tabla 5.

El Consumo Total Anual de energía del Palacio Municipal de Ahome es de **357,460.00 kWh** el cual es obtenido de la Tabla 6 de la suma de la columna.

El área disponible en la azotea del edificio del Palacio Municipal de Ahome es la siguiente: Se tienen cuatro polígonos disponibles para la proyección de los módulos fotovoltaicos, se muestran en la Figura 55, polígono 1 de $25 \times 25 \text{ m} = 625 \text{ m}^2$, polígono 2 de $8 \times 20 \text{ m} = 160 \text{ m}^2$, polígono 3 de $20 \times 6 \text{ m} = 120 \text{ m}^2$ y un polígono 4 de $28 \times 8 \text{ m} = 224 \text{ m}^2$ en total se tiene un área disponible de 1129 m^2 , Figura 59.



Figura 59 Polígonos de la azotea del Edificio del Municipio de Ahome



3.3 Diseño de investigación.

Dimensionamiento

Condiciones de diseño

- Tarifa GDMTH
- Demanda contratada: 225 kW
- Tamaño del transformador: 300 kVA
- Ubicación: Los Mochis, Sinaloa
- Servicio del inmueble: 3 fases, 220 V
- Disponibilidad de módulo fotovoltaico: 600 W

Análisis de consumo

El Consumo Total Anual de energía del Palacio Municipal de Ahome es obtenido de la Tabla 6 es de 357,460.00 kWh.

El Consumo Promedio Diario es:

$$\begin{aligned} \text{El Consumo Promedio Diario es} &= \frac{\text{Consumo Total Anual de Energía}}{365 \text{ Días}} \\ &= \frac{357,460.00 \text{ kWh}}{365 \text{ Días}} \end{aligned}$$

$$\text{El Consumo Promedio Diario es} = 979.24 \text{ kWh}$$

Determinación de la potencia fotovoltaica

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{\text{Energía requerida diaria}}{\text{HSP} * \text{Pérdidas del sistema}}$$

$$\text{Energía requerida diaria} = 979.24 \text{ kWh}$$

$$\text{Hora Solar Pico HSP} = 6.61 \text{ h}$$

Pérdidas del sistema segun la

National Renewable Energy Laboratory (NREL) de Tabla 8 = 0.77





Tabla 8 Tabla Perdidas De Un Sistema Fotovoltaico Interconectado según la NREL

COMPONENTES	FACTORES DE DEGRADACION	RANGO
TOLERANCIA C.D. SEGÚN PLACA DE DATOS	0.95	0.80-1.05
INVERSOR Y TRANSFORMADOR	0.92	0.88-0.98
DISPARIDAD DE MÓDULOS	0.98	0.97-0.995
DIODOS Y CONEXIONES	0.995	0.99-0.997
CABLEADO EN DC	0.98	0.97-0.99
CABLEADO EN AC	0.99	0.98-0.993
SUCIEDAD EN MÓDULOS	0.95	0.30-0.995
DISPONIBILIDAD DEL SISTEMA	0.98	0.00-0.995
SOMBREADO	1.00	0.00-1.00
INSTALACION ADECUADA (ORIENTACIÓN)	1.00	0.95-1.00
ENVEJECIMIENTO	1.00	0.70-1.00
FACTOR NREL (DEGRADACIONES TOTALES)	0.77	

$$\text{Potencia Fotovoltaica} = \frac{979.24 \text{ kWh}}{6.61 \text{ h} * 0.77} = 192.40 \text{ kW}$$

Se considerando que se cuenta con disponibilidad de módulos de 600 W, Anexo 3.

$$\text{Número de Módulos} = \frac{\text{Potencia fotovoltaica}}{\text{Potencia del módulo}}$$

$$\text{Número de Módulos} = \frac{192.40 \text{ kW} * 1000}{600 \text{ W}} = 320.66 \text{ módulos}$$

Por lo que se consideran 321 módulos de 600 W cada uno.



Cálculo de Voltaje máximo y mínimo del módulo

A continuación del Anexo 3 se toman los datos eléctricos del módulo de 600 W, se muestran a continuación en Tabla 9 y Tabla 10.

Tabla 9 Datos Eléctricos en Condiciones Estándares de Prueba:
Irradiancia 1000W/m², Cell Temperatura de Célula 25°,
Air Masa de Aire 1.5. *Measuring tolerancia de Medición ±3%.

Potencia Pico Máxima $P_{M\acute{A}X}(W_P)$	600
Tolerancia de la Potencia Pico Máxima $P_{M\acute{A}X}(W_P)$	0 ~ + 5
Voltaje Máximo Pico $V_{MPP}(V)$	34.40
Corriente Máxima Pico $I_{MPP}(A)$	17.44
Voltaje de Circuito Abierto $V_{OC}(V)$	41.50
Corriente de Corto Circuito $I_{SC}(A)$	18.52
Eficiencia del Módulo η (%)	21.20

Tabla 10 Tasas de Temperatura

NMOT (Temperatura Nominal del Módulo) ó TONC ó NOCT	43°C (±2°C)
Coeficiente de Temperatura de Potencia Máxima $P_{M\acute{A}X}$	-0.34 %/°C
β Coeficiente de Temperatura de Voltaje de Circuito Abierto V_{OC}	-0.25 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Corriente de Corto Circuito I_{SC}	0.04 %/°C

Cálculo de las Temperaturas de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico.

$$T_{Mín Func.} = T_{Amb Mín} + G * \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \quad \text{Ecuación 14}$$

$T_{Mín Func.}$ = Temperatura mínima de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico, en °C

$T_{Amb Mín}$ = Temperatura ambiente mínima del lugar, en °C

G = Valor de la Irradiancia solar, en W/m²

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de las células del módulo

$$T_{Mín Func.} = 0.59 + 200 * \left(\frac{43 - 20}{800} \right) = 6.34 \text{ °C}$$



$$T_{Máx Func.} = T_{Amb Máx} + G * \left(\frac{T_{ONC} - 20}{800} \right) \quad \text{Ecuación 15}$$

$T_{Máx Func.}$ = Temperatura máxima de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico, en °C

$T_{Amb Máx}$ = Temperatura ambiente máxima del lugar, en °C

G = Valor de la Irradiancia solar, en W/m^2

T_{ONC} = Temperatura de operación nominal de las células del módulo

$$T_{Máx Func.} = 44.58 + 1000 * \left(\frac{43 - 20}{800} \right) = 73.33 \text{ °C}$$

Temperatura mínima de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico en el lugar:

$$T_{Mín Func.} = 6.34 \text{ °C}$$

Temperatura máxima de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico en el lugar:

$$T_{Máx Func.} = 73.33 \text{ °C}$$

$$\text{Voltaje Máximo} = V_{OC, T_{Mín Func.}} =$$

$$V_{OC} * \left(1 + \frac{\beta}{100} * (T_{Mín Func.} - T_{STC}) \right) \quad \text{Ecuación 16}$$

$$V_{OC, T_{Mín Func.}} =$$

Voltaje de circuito abierto a la temperatura mínima de funcionamiento del módulo fotovoltaico en el lugar

V_{OC} = Voltaje de circuito abierto en condiciones estándar de prueba.

$T_{Mín Func.}$ = Temperatura mínima de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico en el lugar

β = Coeficiente de temperatura de Voltaje de Circuito Abierto V_{OC}

T_{STC} = Temperatura de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida (25°C)

$$\text{Voltaje Máximo} =$$

$$41.50 \text{ V} * \left(1 + \frac{-0.25 \% / \text{°C}}{100} * (6.34 \text{ °C} - 25 \text{ °C}) \right)$$

$$\text{Voltaje Máximo} = 43.44 \text{ V}$$





Voltaje Mínimo =

$$V_{MPP} * (1 + \frac{\beta}{100} * (T_{Máx Func.} - T_{STC})) \quad \text{Ecuación 17}$$

V_{MPP} = Voltaje máximo pico en condiciones estandar de prueba.

$T_{Máx Func.}$ = Temperatura mínima de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico en el lugar

β = Coeficiente de temperatura de Voltaje de Circuito Abierto V_{OC}

T_{STC} = Temperatura de funcionamiento de las células del módulo fotovoltaico en condiciones estándar de medida (25°C)

$$\text{Voltaje Mínimo} = 34.40 \text{ V} * (1 + \frac{-0.25 \% / ^\circ C}{100} * (73.33^\circ C - 25^\circ C))$$

$$\text{Voltaje Mínimo} = 30.24 \text{ V}$$

RELACIÓN DE CORRIENTE DIRECTA: CORRIENTE ALTERNA CD:CA

El inversor (convertidor CC/CA) modifica la corriente directa producida en el generador fotovoltaico en corriente alterna, con valores de tensión y frecuencia ligeramente mayores a los de la red eléctrica de interconexión, de forma que pueda ser inyectada en la red eléctrica. La salida de los inversores puede ser monofásica o trifásica. Para optimizar al máximo el funcionamiento de la instalación fotovoltaica, los inversores de conexión a red tienen la función de hacer trabajar en el punto de máxima potencia (PMP) al generador fotovoltaico, el Punto de Máxima Potencia varía dependiendo básicamente de la irradiancia recibida y de la temperatura ambiente del lugar de la instalación fotovoltaica. El inversor modifica constantemente el Voltaje y la Intensidad del generador de forma que la Potencia sea la máxima posible. (Cantos 2016)

La Potencia nominal del inversor (P_{inv}) debe estar en el rango del 80 y el 90 % de la potencia pico del generador fotovoltaico (P_{GP}):

$$0.8 * P_{GP} < P_{inv} < 0.9 * P_{GP} \quad \text{Ecuación 18}$$





El Rango de Voltaje de entrada para el seguimiento del PMP en el inversor debe admitir un cierto margen de potenciales de entrada para realizar correctamente el seguimiento del punto de máxima potencia (PMP), que viene determinado por los valores mínimo y máximo de la tensión que puede entregar el generador fotovoltaico, operando en su punto de máxima potencia.

El convertidor CC/CA se dimensiona de forma que sea capaz de entregar entre el 80 y el 90% de la potencia del generador fotovoltaico. Se hace de esta manera para compensar la pérdida de potencia de los módulos por la acumulación de suciedad en su superficie, la temperatura de funcionamiento de las células de los módulos, las pérdidas por envejecimiento de los módulos, las pérdidas en los cables tanto lado de CD (Corriente Continua) como de CA (Corriente Alterna), etcétera. Cuando la potencia del generador fotovoltaico llega a ser superior a la del inversor, el convertidor CC/CA limita su potencia de salida al valor de su potencia nominal, o entrega la potencia de sobrecarga que admite durante un cierto tiempo. (Cantos 2016)

La Potencia del Inversor debe estar en el rango de:

$$0.8 * 192.40 \text{ kW} < P_{inv} < 0.9 * 192.40 \text{ kW}$$

$$153.92 \text{ kW} < P_{inv} < 173.16 \text{ kW}$$

Propuesta de inversor: 160 kW

Se proponen inversores trifásicos de: 10 kW, Figura 58.

Se necesitan un sistema de 16 inversores conectados a la red eléctrica Trifásica.

La Información técnica del inversor está en el Anexo 4.





Número máximo y mínimo de módulos fotovoltaicos en serie

Para determinar el número de módulos que se pueden conectar en serie, es muy importante revisar el rango de voltaje MPPT en la ficha técnica del inversor, Tabla 11, Anexo 4.

Tabla 11 Datos de Entrada de CD del Inversor

PARAMETROS	SYMO 10.0-3 208/240
Peso (kg)	41.7
Potencia FV Recomendada (kW_p)	8.0 - 13.0
Máxima corriente de entrada nominal (MPPT1/MPPT2)	25.0 A / 16.5 A
Máxima corriente (MPPT1+MPPT2)	41.5 A
Máxima corriente de entrada admisible (MPPT1/MPPT2)	37.5 A / 24.8 A
Rango de Tensión de Operación	300 - 500 V
Máxima tensión de entrada	600 V
Tensión nominal de entrada	208 350 V
	240 370 V
	480 -
Tamaño de conductor admisible de CD	AWG 14 – AWG 6 Cobre directo, AWG Aluminio directo, AWG 4 Cobre o Aluminio con combinador de entrada
Rango de tensión MPP	200 V – 480 V
Número de MPPT	2

Para diseñar los arreglos en las conexiones del inversor, es necesario también considerar el número de MPPT y la máxima corriente de entrada en cada MPPT.

Para los inversores seleccionados, el voltaje de CD siempre debe estar por arriba de 200 V, y por debajo de 600 V.

Teniendo en cuenta lo anterior, se determina el número máximo y mínimo de módulos que se pueden conectar en serie (string).



Ecuación 19

$$\text{Número máximo de módulos en serie} = \frac{\text{Voltaje máximo de rango MPPT}}{\text{Voltaje Máximo}}$$

$$\text{Número máximo de módulos en serie} = \frac{600 \text{ V}}{43.44 \text{ V}} = 13.81 \sim 14 \text{ módulos}$$

$$\text{Número mínimo de módulos en serie} = \frac{\text{Voltaje mínimo de rango MPPT}}{\text{Voltaje Mínimo}}$$

Ecuación 20

$$\text{Número mínimo de módulos en serie} = \frac{200 \text{ V}}{30.24 \text{ V}} = 6.61 \sim 7 \text{ módulos}$$

$$7 \leq \# \text{ de Módulos en serie por inversor} \leq 14$$

Para distribuir 321 módulos fotovoltaicos entre 16 inversores, donde cada uno debe tener series de entre 7 y 14 módulos, no hay una regla o procedimiento en específico, es necesario que el diseño se distribuya los módulos de acuerdo con dos parámetros esenciales del inversor:

- a) El número de MPPT (2 por inversor)
- b) La corriente de entrada máxima de las terminales (37.5 A y 24.8 A)

Configuración de módulos fotovoltaicos.

Se diseña propuesta:

15 inversores que tendrán 20 módulos conectados cada uno como se muestra en la Figura 61, distribuidos en 10 módulos en serie en el primer MPPT1 y 10 módulos en serie en el segundo MPPT2. Potencia de entrada CD es de 12 kW. Potencia de salida CA es de 10 kW. Hay una relación de CD/CA de 1.2.

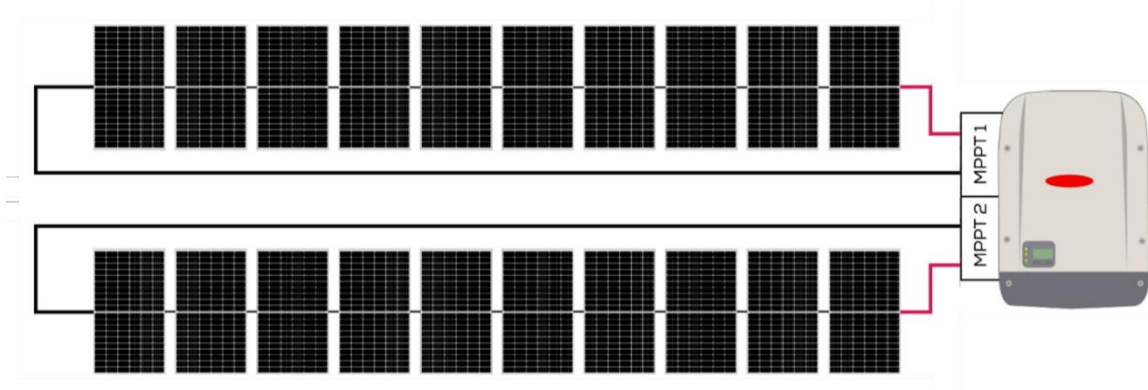


Figura 61 Inversor con 20 módulos

1 inversor que tendrá 21 módulos conectados como se muestra en Figura 62, distribuidos en 10 módulos en serie en el primer MPPT1 y 11 módulos en serie en el segundo MPPT2. Potencia de entrada CD es de 12.6 kW. Potencia de salida CA es de 10 kW. Hay una Relación de CD/CA de 1.26.

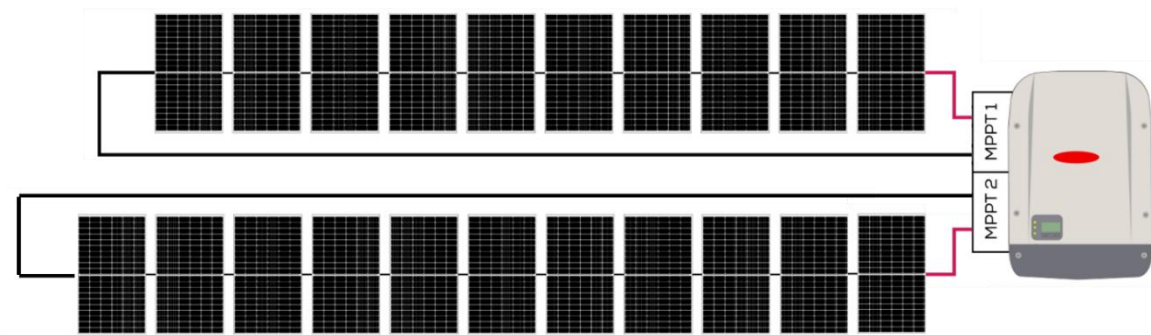


Figura 62 Inversor con 21 módulos.

En la Tabla 12, se muestra la cantidad total de módulos por cada inversor.

Tabla 12 Distribución de módulos e inversores

10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 1
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 2
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 3
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 4
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 5



10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 6
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 7
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 8
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 9
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 10
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 11
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 12
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 13
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 14
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 15
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	
10 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT1	INVERSOR 16
11 módulos fotovoltaicos de 600 W conectados en serie	MPPT2	

Cálculo del Conductor lado CD

Para MPPT1 ò MPPT2 de 10 módulos de 600 W en serie, con los datos que se muestran en Tabla 13 se procede a hacer los cálculos.

Tabla 13 Datos de Circuito de 10 módulos en serie.

Variable	Valor
I_{SC} del módulo fotovoltaico	18.52 A
Corriente máxima del circuito	?
No. de conductores portadores de corriente en la canalización	4
Factor de corrección por agrupamiento	?
Temperatura máxima	44.58
Factor de corrección por Temperatura	?
Distancia de separación entre la canalización y el techo	1''
Límites de temperatura de terminales	90°C
¿El Circuito requiere Dispositivo de Protección contra Sobre Corriente (DPSC)?	No

- Corriente máxima del circuito de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 el artículo dice:

690-8 Dimensionamiento y corriente de los circuitos.

(a) Cálculo de la corriente máxima del circuito.

(1) Corrientes del circuito de la fuente fotovoltaica. La corriente máxima debe ser la suma de la corriente de cortocircuito de los módulos en paralelo, multiplicado por el 125 %, Ecuación 5.

$$I_{Máx\ CD} = I_{SC} * 1.25 = 18.52 * 1.25 = 23.15\ A_{Ecuación\ 21}$$

Los **23.15 A** es la intensidad del circuito de 10 módulos fotovoltaicos conectados en serie.

Cálculo de la corriente del Conductor para seleccionar la ampacidad del conductor lado CD.

Método 1.-

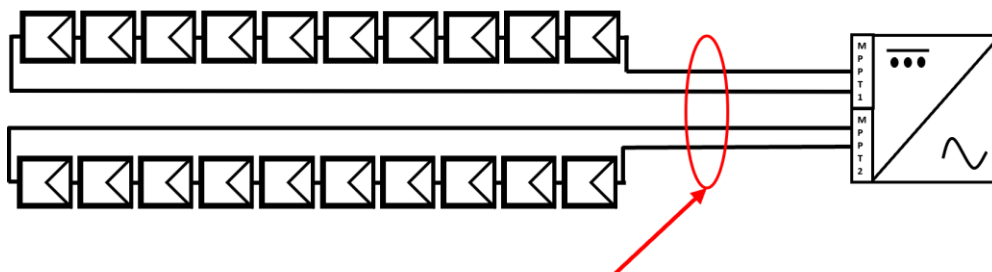
$$I_{Cond} = I_{Máx\ CD} * 1.25 = 23.15 * 1.25 = 28.94\ A_{Ecuación\ 22}$$

Los **28.94 A** es la intensidad del conductor, Ecuación 6, para seleccionar la ampacidad del conductor por el método 1.

Método 2.- Calculo de la corriente del Conductor para seleccionar la ampacidad del conductor.

La Figura 63, muestra la las dos series de 10 módulos fotovoltaicos y los 4 conductores de corriente, los cuales se proyectarán para instalarse en tubería circular a 1'' de distancia de separación del techo de la azotea. Entonces se aplica la Ecuación 7.

$$I_{Cond} = \frac{I_{Máx\ CD}}{F_{Agrup} * F_{Coreccion\ Temp}}_{Ecuación\ 23}$$



4 Conductores portadores de corriente

Figura 63 Generador fotovoltaico con 2 series de 10 módulos en cada MPPT del inversor.



- **Factor por agrupamiento** de los 4 conductores portadores de corriente, este factor se aplica de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 el artículo dice:

310-15. Ampacidad para conductores con tensión de 0-2000 volts.

(b) Tablas. La ampacidad de los conductores de 0 a 2000 volts debe ser la especificada en las tablas de ampacidad permisible Tabla 16-310-15(b)(16).

(3) Factores de ajuste.

(a) Más de tres conductores portadores de corriente en una canalización o cable. Cuando el número de conductores portadores de corriente en una canalización o cable es mayor de tres, o cuando los conductores individuales o cables multiconductores se instalan sin conservar su separación en una longitud continua mayor de 60 centímetros y no están instalados en canalizaciones, la ampacidad permisible de cada conductor se debe reducir como se ilustra en la Tabla 14-310-15(b)(3)(a). Cada conductor portador de corriente de un grupo de conductores en paralelo se debe contar como un conductor portador de corriente.

Tabla 14 310-15(b)(3)(a). Factores de ajuste para más de tres conductores

Número de conductores ¹	Porcentaje de los valores en las tablas 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), ajustadas para temperatura ambiente, si es necesario.
4-6	80
7-9	70
10-20	50
21-30	45
31-40	40
41 y más	35

¹Es el número total de conductores en la canalización o cable ajustado de acuerdo con 310-15(b)(5) y (6).

Por tanto, el **Factor por agrupamiento** de los 4 conductores portadores de corriente de la Tabla 13-310-15(b)(3)(a), es **80%**.

- **Factor de corrección por Temperatura**, este factor se aplica de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 el artículo dice:

310-15. Ampacidad para conductores con tensión de 0-2000 volts.

(b) Tablas. La ampacidad de los conductores de 0 a 2000 volts debe ser la especificada en las tablas de ampacidad permisible Tabla 16-310-15(b)(16).

(2) Factores de corrección de temperatura ambiente. Las ampacidades para temperaturas ambientes diferentes a las mostradas en las tablas de ampacidad se deberán corregir de acuerdo con la Tabla 14-310-15(b)(2)(a).



Tabla 15-310-15(b)(2)(a). - Factores de Corrección basados en una temperatura ambiente de 30 °C.

Para temperaturas ambiente distintas de 30 °C, multiplique las anteriores ampacidades permisibles por el factor correspondiente de los que se indican a continuación:			
Temperatura ambiente (°C)	Rango de temperatura del conductor		
	60 °C	75 °C	90 °C
10 o menos	1.29	1.20	1.15
11-15	1.22	1.15	1.12
16-20	1.15	1.11	1.08
21-25	1.08	1.05	1.04
26-30	1.00	1.00	1.00
31-35	0.91	0.94	0.96
36-40	0.82	0.88	0.91
41-45	0.71	0.82	0.87
46-50	0.58	0.75	0.82
51-55	0.41	0.67	0.76
56-60	-	0.58	0.71
61-65	-	0.47	0.65
66-70	-	0.33	0.58
91-75	-	-	0.50
76-80	-	-	0.41
81-85	-	-	0.29

- **Factor de ajuste por conductores instalados en canalizaciones circulares expuestas a la luz solar directo o por encima de las azoteas.** El factor en mención de acuerdo con la distancia de separación entre el techo de la azotea y la canalización circular se suma la temperatura que corresponde en la tabla 15 a la temperatura máxima ambiente para obtener el **Factor de corrección por Temperatura** de la Tabla 14-310-15(b)(2)(a), este factor se aplica de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 el artículo dice:

310-15. Ampacidad para conductores con tensión de 0-2000 volts.

(b) Tablas. La ampacidad de los conductores de 0 a 2000 volts debe ser la especificada en las tablas de ampacidad permisible Tabla 310-15(b)(16) a 310-15(b)(19), y en las tablas de ampacidad 310-15(b)(20) y 310-15(b)(21), según se modifiquen con lo indicado en (b)(1) hasta (b)(7) siguientes.

(3) Factores de ajuste

(c) Canalizaciones circulares expuestas a la luz solar en azoteas. Cuando los conductores o cables se instalan en canalizaciones circulares expuestas a la luz solar directa en o por encima de azoteas, los valores que se indican en la Tabla 15-310-15(b)(3)(c) se deben agregar a la temperatura exterior para determinar la temperatura ambiente correspondiente para la aplicación de los factores de corrección de las Tablas 310-15(b)(2)(a).



Tabla 16-310-15(b)(3)(c) Ajustes a la temperatura ambiente para canalizaciones circulares.

Distancia por encima del techo hasta la base del tubo conduit milímetros	Sumador de temperatura °C
De 0 hasta 13	33
Más de 13 hasta 90	22
Más de 90 hasta 300	17
Más de 300 hasta 900	14

Continuando con el **método 2**, A la **Temperatura Máxima ambiente de 44.58°C** se le suma la temperatura de corrección de **22°C** de la columna “Distancia por encima del techo hasta la base del tubo Conduit milímetros”, fila dos “Mas de 13 hasta 90 mm” de la **Tabla 15**, resultando **66.58°C**, para buscar en **Tabla 14**, se **busca** localizar la temperatura de **66.58°C** en los **rangos** de la primera columna de la Temperatura ambiente y se localiza el **rango 66-70**, a este rango le corresponde en la columna 3 “Rango de la temperatura del conductor, encabezado 75°C, **el valor del Factor de corrección por Temperatura es de 0.33**.

Por el método 2 aplicando la Ecuación 24 Corriente del Conductor, se tiene el siguiente resultado:

$$I_{Cond} = \frac{23.15 A}{0.80 * 0.58} = 49.89 A$$

Se tienen dos Corrientes del conductor, por el **método 1** no se contempla la exposición del conductor a la luz solar dando como resultado **28.94 A**, por el **método 2** si se contempla la exposición del conductor a la luz solar dando como resultado **49.89 A**, por lo tanto, se para el proyecto se seleccionará el valor de la Intensidad del conductor **$I_{Cond} = 49.89 A$** . Con la **I_{Cond}** seleccionada se procede a buscar el conductor adecuado en la **Tabla 16-310-15(b)(16)** **de ampacidades de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012**.

Tabla 17- 310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C.

Tamaño o designación		Temperatura nominal del conductor [Véase la tabla 310-104(a)]					
		60 °C	75 °C	90 °C	60 °C	75 °C	90 °C
mm ²	AWG o kcmil		TIPOS RHW, THHW, THHW-LS, THW, THW-LS, THWN, XHHW, USE, ZW	TIPOS TBS, SA, SIS, FEP, FEPB, MI, RHH, RHW-2, THHN, THHW, THHW-LS, THW-2, THWN-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2		TIPOS RHW, XHHW, USE	TIPOS SA, SIS, RHH, RHW-2, USE-2, XHH, XHHW, XHHW-2, ZW-2
		TIPOS TW, UF	COBRE			TIPOS UF	ALUMINIO O ALUMINIO RECUBIERTO DE COBRE
0.824	18 ^{**}	—	—	14	—	—	—
1.31	16 ^{**}	—	—	18	—	—	—
2.08	14 ^{**}	15	20	25	—	—	—
3.31	12 ^{**}	20	25	30	—	—	—
5.26	10 ^{**}	30	35	40	—	—	—
8.37	8	40	50	55	—	—	—
13.3	6	55	65	75	40	50	55
21.2	4	70	85	95	55	65	75
26.7	3	85	100	115	65	75	85
33.6	2	95	115	130	75	90	100
42.4	1	110	130	145	85	100	115

El calibre del conductor que se proyectara a utilizar en los circuitos de corriente directa lado generador fotovoltaico y MPPT'S del inversor es el siguiente, según Tabla 16-310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C, columna de 90°C, se busca sobre la columna un valor inmediatamente superior a 49.89 A, se encuentra el valor de 50 A, enseguida se encierra y se tira una línea horizontal hacia la izquierda hasta la segunda columna de AWG, encabezado Tamaño o Designación se determina que el calibre del conductor será **8 AWG para los circuitos de entrada del inversor lado CD.**

Cálculo del Conductor lado CA

- La corriente máxima del circuito de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 el artículo dice: 690-8. Dimensionamiento y corriente de los circuitos.

(a) Cálculo de la corriente máxima del circuito.

(3) Corriente del circuito de salida del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente permanente de salida del inversor, Tabla 18, Anexo 14.

Tabla 18 Datos de Salida de CA del Inversor.

PARAMETROS		SYMO 10.0-3 208/240
Potencia Máxima de Salida	208 V	9995 VA
	240 V	9995 VA
Máxima Corriente de Salida	208 V	27.7 A
	220 V	26.1 A
	240 V	24.0 A
DPSC Recomendado/Tamaño de Interruptor AC	208 V	35.0 A
	240 V	35.0 A
Eficiencia Máxima		97.0 %
Eficiencia CEC	208 V	96.5 %
	240 V	96.5 %
Tamaño de conductor de CA admisible		AWG 14 - AWG 6
Tensión de red		208 / 220 / 240 V Delta
Frecuencia nominal		60 Hz
Distorsión armónica Total		< 1.5 %
Factor de potencia ($\cos \theta_{ac,r}$)		1 (ajustable - 0.85 ind./0.85 cap.)

La corriente máxima del circuito CA de salida del inversor debe ser la corriente permanente de salida del inversor de la Tabla 18 es columna uno, fila 4, La Máxima corriente de Salida es de 27.7 A.

$$I_{M\acute{a}x\ CA} = 27.7\ A$$

Cálculo de la corriente del Conductor para seleccionar la ampacidad del conductor lado CA.

Método 1.-

Utilizando la Ecuación 25 Intensidad Máxima del Circuito, se obtiene la corriente máxima del circuito lado CA

$$I_{cond} = I_{M\acute{a}x\ CA} * 1.25 = 27.7 * 1.25 = 34.63\ A$$

Método 2.-

Utilizando la Ecuación 7 se obtiene la corriente del conductor para buscar en la Tabla 17 la ampacidad y obtener el calibre del conductor del lado CA.

$$I_{Cond} = \frac{I_{M\acute{a}x\ CA}}{F_{Agrup} * F_{Correcion\ Temp}}$$



Factor por agrupamiento de los 4 conductores portadores de corriente lado CA, este factor se aplica de acuerdo con la Tabla 14- 310-15(b)(3)(a) de la NOM-001-SEDE-2012. Donde el **Factor por agrupamiento es 80%.**

Factor de corrección por Temperatura, este factor se aplica de acuerdo con la Tabla 15-- 310-15(b)(2)(a) de la NOM-001-SEDE-2012. **Factor de corrección por Temperatura es 0.82.**

$$I_{Cond} = \frac{27.7}{0.8 * 0.82} = 42.23 A$$

Al comparar el método 1 y método 2 para el Cálculo de la corriente del Conductor para seleccionar la ampacidad del conductor lado CA. Se toma el valor más alto, es **42.23 A.**

El calibre del conductor que se proyectara a utilizar en los circuitos de corriente alterna salida del inversor es el siguiente, según Tabla 16-310-15(b)(16) Ampacidades permisibles en conductores aislados para tensiones hasta 2000 volts y 60 °C a 90 °C, columna de 90°C, se busca sobre la columna un valor inmediatamente superior a 42.23 A, se encuentra el valor de 50 A, enseguida se encierra y se tira una línea horizontal hacia la izquierda hasta la segunda columna de AWG, encabezado Tamaño o Designación se determina que el calibre del conductor será **8 AWG para los circuitos de salida del inversor lado CA.**

Cálculo del Dispositivo de Protección Sobre Corriente (DPSC) LADO CA.

La corriente máxima del circuito de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012 el artículo dice:

690-9. Protección contra sobrecorrientes.

(a) Circuitos y equipos. El circuito de una fuente fotovoltaica, el circuito fotovoltaico de salida, el circuito de salida del inversor y los conductores del circuito de la batería de acumuladores y los equipos, deben estar protegidos según establece el Artículo 240. Los circuitos conectados a más de una fuente de suministro eléctrico deben tener dispositivos de protección contra sobrecorrientes instalados de modo que brinden esa protección desde todas las fuentes.

690-8. Dimensionamiento y corriente de los circuitos

(b) Ampacidad y valor nominal de los dispositivos de protección contra sobrecorrientes. Se considerarán como constantes las corrientes de los sistemas fotovoltaicos.

(1) Dispositivos de sobrecorrientes. Donde son requeridos, los dispositivos de sobrecorrientes deben ser seleccionados como es requerido en (a) hasta (d) siguientes:

a. Conducir no menos del 125 por ciento de la corriente máxima calculada en 690-8 (a)(3) La corriente del circuito de salida del inversor. La corriente máxima debe ser la corriente permanente de salida del inversor.



$$DPSC > 1.25 \times I_{Máx CA} \quad \text{Ecuación 26}$$

$$DPSC > 1.25 \times 27.7 A$$

$$DPSC > 34.63 A$$

Por lo que se elige un **DPSC de 40 A** Figura 64, según los valores nominales de la sección 240-6 a) Capacidades estandarizadas de fusibles e interruptores automáticos de la NOM-001-SEDE-2012.



Figura 64 Interruptor Termomagnético de 3x40 A

Cálculo del conductor neutro

De acuerdo con el artículo 215-2 (a) (1) Excepción 2 de la NOM-001-SEDE-2012, Los conductores puestos a tierra que no estén conectados a un dispositivo de sobrecorrientes deberán ser dimensionados al 100 por ciento de la carga continua y no continua. Carga continua: 27.7 A.

Por lo tanto, **el conductor neutro correspondería a un conductor calibre 12 AWG** (Tabla 17-310-15 b) 16), columna de 90°C.

El conductor de puesta a tierra de equipos se selecciona con base en el artículo:

250-122. Tamaño de los conductores de puesta a tierra de equipos

(a) General. Los conductores de puesta a tierra de equipos, de cobre, aluminio, o aluminio recubierto de cobre, del tipo alambre, no deben ser de tamaño menor a los mostrados en la Tabla 19- 250-122, pero en ningún caso se exigirá que sean mayores que los conductores de

los circuitos que alimentan el equipo. En la Tabla 19-250-122, la cual hace referencia al DPSC del circuito:

Tabla 19 250-122.- Tamaño mínimo de los conductores de puesta a tierra

Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc., sin exceder de: (amperes)	Tamaño			
	Cobre		Cable de aluminio o aluminio con cobre	
	mm ²	AWG o kcmil	mm ²	AWG o kcmil
15	2.08	14	—	—
20	3.31	12	—	—
60	5.26	10	—	—
100	8.37	8	—	—
200	13.30	6	21.20	4
300	21.20	4	33.60	2
400	33.60	2	42.40	1
500	33.60	2	53.50	1/0
600	42.40	1	67.40	2/0
800	53.50	1/0	85.00	3/0
1000	67.40	2/0	107	4/0
1200	85.00	3/0	127	250
1600	107	4/0	177	350
2000	127	250	203	400
2500	177	350	304	600
3000	203	400	304	600
4000	253	500	380	750
5000	355	700	608	1200
6000	405	800	608	1200

Para el calibre del conductor puesta a tierra del Circuito de CD fotovoltaico según hoja de especificaciones del módulo fotovoltaico Anexo 3 el Dispositivo de Protección contra Sobre Corrientes (DPSC) máximo es de 30 A, en la Tabla 19- 250-122 el inmediato superior es 60 A, corresponde un **Calibre de Conductor Puesta a Tierra 10 AWG**.

Para el calibre del conductor puesta a tierra del Circuito de CA el Dispositivo de Protección contra Sobre Corrientes (DPSC) que se calculo es de 40 A, en la Tabla 19- 250-122 el inmediato superior es 60 A, corresponde un **Calibre de Conductor Puesta a Tierra 10 AWG**.

La disponibilidad de la ficha técnica de datos, Anexo 3, del módulo fotovoltaico Seleccionado de 600 W modelo Vertex Backsheet monocristalino, contiene los datos de las dimensiones del módulo. Se conoce el área disponible en la azotea del Palacio Municipal de Ahome, estos datos permiten proyectar la cantidad máxima de módulos que se pueden instalar.

De acuerdo con el ángulo de inclinación de 23.92° y la orientación Sur, se pueden distribuir los módulos en los polígonos de la azotea.

Las Dimensiones del módulo fotovoltaico son: 2.72 m de longitud por 1.303 m de ancho.

El polígono 1 es de 25x25 m. El polígono 2 es de 8x20 m. El Polígono 3 es de 20x6 m. El Polígono 4 es de 28x8 m.

En el **polígono 1** se tienen las distancias y ángulo de inclinación como se muestra la figura 65, con estas distancias se calculan 19 columnas y 10 filas dando un total de paneles solares de 190 piezas que se pueden proyectar para instalar, como se muestran en Figura 66.

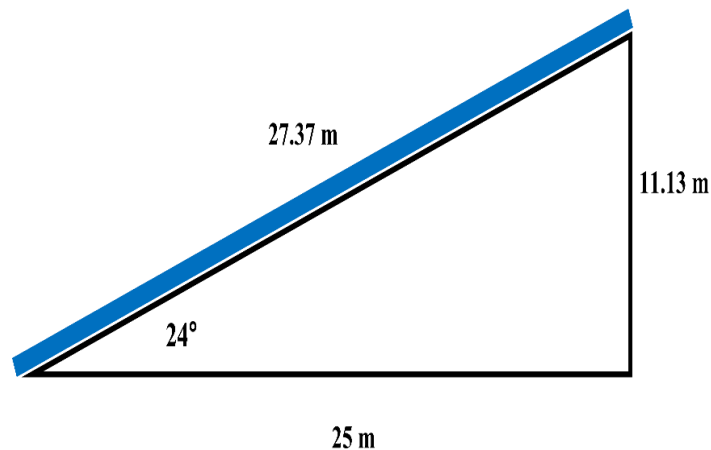


Figura 65 Inclinación y distancias de plataforma del polígono 1 donde se proyectará la instalación de paneles solares.

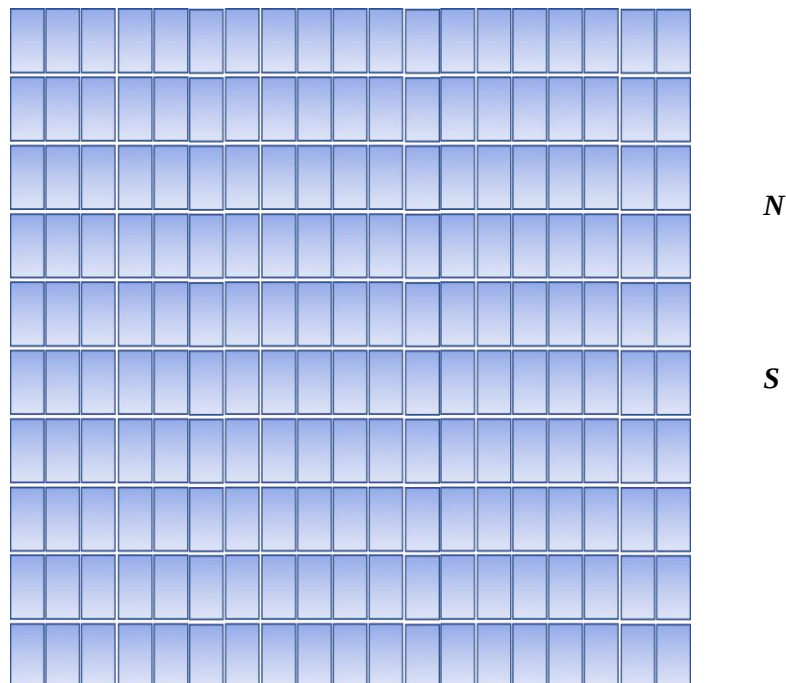


Figura 66 Distribución proyectada en polígono 1 de paneles solares a instalar en azotea

En el **polígono 2** se tienen las distancias y ángulo de inclinación como se muestra la figura 67, con estas distancias se calculan 6 columnas y 8 filas dando un total de paneles solares de 48 piezas que se pueden proyectar para instalar, como se muestran en Figura 68.

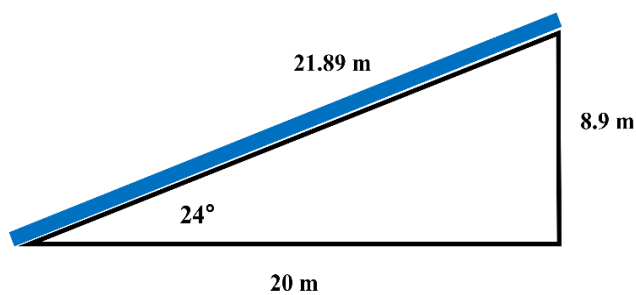


Figura 67 Inclinación y distancias de plataforma del polígono 2 donde se proyectará la instalación de paneles solares.

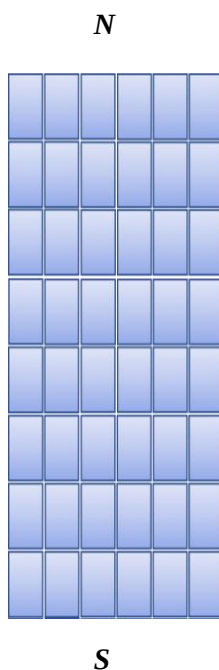


Figura 68 Distribución proyectada en polígono 2 de paneles solares a instalar en azotea

En el **polígono 3** se tienen las distancias y ángulo de inclinación como se muestra la figura 69, con estas distancias se calculan 15 columnas y 2 filas dando un total de paneles solares de 30 piezas que se pueden proyectar para instalar, como se muestran en Figura 70.

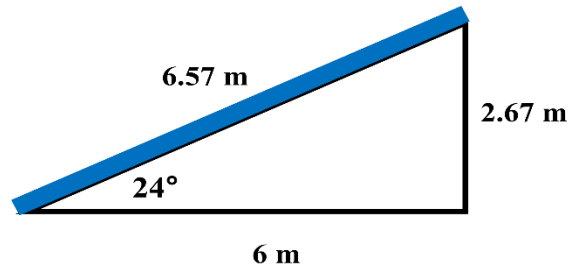


Figura 69 Inclinación y distancias de plataforma del polígono 3 donde se proyectará la instalación de paneles solares.

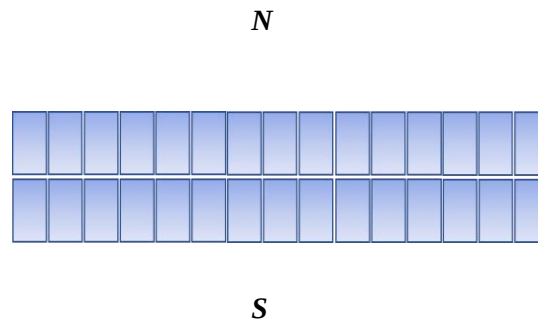


Figura 70 Distribución proyectada en polígono 3 de paneles solares a instalar en azotea

En el **polígono 4** se tienen las distancias y ángulo de inclinación como se muestra la figura 71, con estas distancias se calculan 21 columnas y 3 filas dando un total de paneles solares de 63 piezas que se pueden proyectar para instalar, como se muestran en Figura 72.

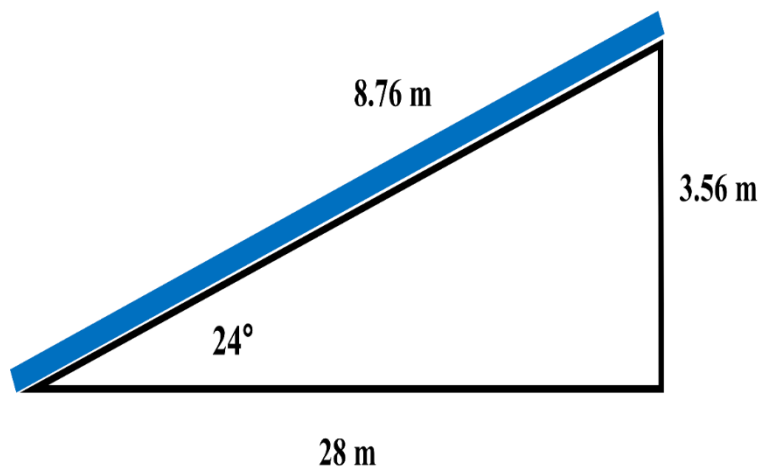
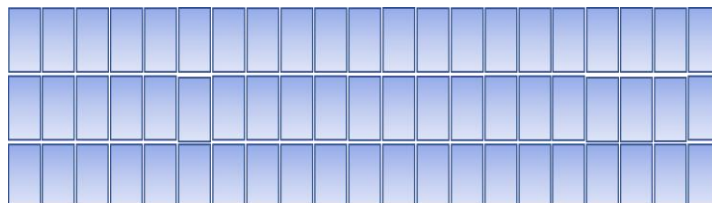


Figura 71 Inclinación y distancias de plataforma del polígono 4 donde se proyectará la instalación de paneles solares.



N



S

Figura 72 Distribución proyectada en polígono 4 de paneles solares a instalar en azotea

La suma de las cuatro áreas de los polígonos se tiene **1,129 m² disponibles para la proyección de una instalación de 331 paneles solares como máximo** de acuerdo con la superficie disponible.

Presupuesto de Proyecto.

Después de dimensionar el proyecto se realizó un presupuesto de obra, donde se incluye lo necesario para su proceso de instalación y puesta en marcha del Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red. El presupuesto tiene un costo de \$310,086.00 dólares, como se muestra en la Tabla 20.

Tabla 20 Presupuesto del Proyecto

MATERIAL	USD/Wp RANGO 100-250 kWp	CANTIDAD Wp	DOLARES	PESOS
Modulo fotovoltaico 600 w (321 Piezas)	0.49	192600	94,374.00	1,907,298.54
Inversor FRONIUS GALVO 10kw 3F (16 Piezas)	0.21	192600	40,446.00	817,413.66
Material de montaje (Estructuras) (1 Lote)	0.23	192600	44,298.00	895,262.58
Material eléctrico (1 Lote)	0.11	192600	21,186.00	428,169.06
Mano de obra	0.11	192600	21,186.00	428,169.06
Accesorios	0.06	192600	11,556.00	233,546.76
Adicionales (ganancia, costos indirectos, extraordinarios)	0.34	192600	65,484.00	1,323,431.64
Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas	0.03	192600	5,778.00	116,773.38
Unidad de Inspección de Eléctrica	0.03	192600	5,778.00	116,773.38
SUBTOTAL DOLARES			310,086.00	
			SUBTOTAL PESOS	\$ 6,266,838.06
			IVA 16%	\$ 1,002,694.09
			TOTAL	\$ 7,269,532.15



Generación del Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red antes de Pérdidas.

El Sistema Fotovoltaico Interconectado de Red proyectado presentara una generación de 372,690.2 kWh/año, se muestra en la Tabla 21.

Tabla 21 Generación Fotovoltaica sin perdidas

Vida útil del sistema	30	Años	
Tamaño del sistema	192,600.00	Wp	
Lugar de instalación del sistema	Los Mochis	6.61	HSP
Pérdidas por temperatura de módulos solares	13%		
Eficiencia del inversor	96%		
Pérdidas por cableado en CD	1%		
Pérdidas de cableado en CA	3%		
Eficiencia del sistema	80.20%		
GENERACIÓN DEL SISTEMA [kWh/año]	372,690.2	kWh/año	

Generación del Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red después de Pérdidas.

El Sistema Fotovoltaico Interconectado de Red proyectado presentara una generación después de pérdidas de 333,492.5 kWh/año, se muestra en la Tabla 22.

Tabla 22 Generación Fotovoltaica con perdidas

Degradación de la celda	0.5	%
Sombreados en el arreglo solar	0	%
Orientación/inclinación	0	%
Suciedad	3	%
GENERACIÓN DESPUÉS DE PÉRDIDAS [kWh/año]	333,492.5	kWh/año

Gastos de Mantenimiento

El Mantenimiento preventivo de una instalación fotovoltaico es inspección visual y limpieza de suciedad en la superficie del generador fotovoltaica es anual y tiene un costo de \$ 6,000 pesos, Tabla 23.





Tabla 23 Costo de Mantenimiento

Costo anual del Mantenimiento (MXN) sin IVA	\$ 12,000.00	MXN
Costo del mantenimiento en la vida del sistema	\$ 360,000.00	MXN

COSTO NORMALIZADO DE LA ENERGÍA (CNE)

En inglés Levelized Cost of Energy (LCOE), es un indicador que permite el comparar de manera equitativa los costos entre distintas fuentes de generación de energía.

Para el caso de los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red (SFVIR) permite efectuar una comparación entre el precio de la electricidad comprada a CFE y el costo de la electricidad generada por el sistema FV. Por lo anterior, el CNE es un indicador para calcular la rentabilidad de un Sistema Fotovoltaico Interconectado de Red.

Para calcular el CNE, se tiene que dividir el costo total del sistema fotovoltaico entre la energía generada a lo largo de la vida útil del mismo. Para tener un resultado más preciso se debe de tener en cuenta varios factores que modificarán el precio del sistema.

El CNE para este proyecto tiene un costo de \$ 0.5375 MXN/kWh, se muestra en la Tabla 24.

Tabla 24 Costo Normalizado de la Energía.

Costo total proyectado del sistema	\$ 6,626,838.06	MXN
Energía anual generada [kWh/año]	333,492.5	kWh/año
Energía generada en la vida del sistema [MWh]	10,004.8	MWh
Costo normalizado de la energía (Sin IVA)	\$ 0.6624	MXN/kWh
Costo Normalizado de la Energía (Con IVA)	\$ 0.7683	MXN/kWh

Tiempo de Retorno de Inversión.

Ahorro en la factura eléctrica

Al generar la energía con el sistema de paneles solares, dejara de consumir un gran porcentaje de energía de la red eléctrica, lo cual permite reducir el monto de la factura eléctrica del Ayuntamiento y, al mismo tiempo, “congelar” el precio de la electricidad que genera el sistema fotovoltaico por más de tres décadas, a diferencia de la electricidad de la red, que aumenta su costo constantemente.



El control de cuánto se pagará en electricidad ayudará a que el Ayuntamiento tenga una mejor administración de sus recursos financieros y a estar protegido ante los impredecibles incrementos en las tarifas eléctricas.

La tendencia histórica del precio de la electricidad en México siempre ha sido al alza y en los últimos dos años y medio los incrementos han sido un 120% en las facturas eléctricas del sector industrial, sin previo aviso. Entre más aumente el precio de las tarifas, mayor será el impacto de ahorro con el sistema fotovoltaico interconectado de red proyectado.

Ahorro en la distribución y capacidad

El interés en un proyecto para instalar un sistema de paneles solares se visualiza que el ahorro proviene únicamente de sustituir el consumo de electricidad de la red, con la energía de los paneles solares, sin embargo, debido a la composición de los cobros por energía en el sector industrial, también es posible reducir el pago por la demanda de energía, que es muy diferente al consumo de energía.

La distribución y capacidad son dos conceptos asociados a la demanda contratada que se factura cada mes a la compañía de luz. En la tarifa horaria, el importe de estos conceptos se obtiene a través de una fórmula matemática que realiza la CFE donde incluye, entre otros datos, el consumo de energía mensual de la empresa. Esto quiere decir que, si este disminuye, por ende, también disminuirá el precio de distribución y capacidad.

Beneficios fiscales

En México hay incentivos fiscales que estimulan el uso de fuentes de energía renovables en las empresas, como la adquisición de un sistema fotovoltaico, el cual es deducible al 100% de manera acelerada al primer año, es decir, sin una depreciación anual; este beneficio ayuda a reducir aproximadamente un año el retorno de inversión.

De acuerdo con el artículo 34 de la Ley del Impuesto Sobre la Renta (ISR), en su fracción XIII, se estipula una deducción de:

“100% para maquinaria y equipo para la generación de energía proveniente de fuentes renovables o de sistemas de cogeneración de electricidad eficiente”.

Esto quiere decir que el costo de los componentes e instalación de un sistema fotovoltaico es completamente deducible de impuestos.

Tecnología

Conocer la eficiencia del sistema fotovoltaico es fundamental para el cálculo del retorno de inversión de un proyecto. Cuanto más óptimo sea su funcionamiento, mayor energía generará, por lo que el porcentaje de ahorro en la factura eléctrica será mayor. La energía es uno de los gastos más grandes en casi cualquier industria.





La potencia del sistema fotovoltaico, la generación de energía y el costo del kWh de la tarifa eléctrica arrojan el **Retorno de Inversión (ROI)** y la **Tasa Interna de Retorno (TIR)**.

El **ROI** es el indicador que permitirá conocer el rendimiento de la empresa con la inversión de un sistema de paneles solares y el **TIR** ayudará a estimar cuánto tiempo tomará en pagarse esta inversión.

El indicador **Costo Nivelado de Energía o LCOE**, por sus siglas en inglés da el panorama de cuánto se puede llegar a ahorrar después de invertir en un sistema fotovoltaico.

El **LCOE** en un sistema de paneles solares es la medida del costo presente neto del sistema, dividido entre su vida útil para conocer el costo de la energía que generará en este tiempo. Básicamente es tomar todos los costos que conlleva contar con un sistema fotovoltaico y dividirlos entre la cantidad de electricidad que generará para conocer el costo de cada kWh.

El **LCOE** es útil para comparar los costos de la energía de diferentes fuentes de energía y una de las mayores ventajas de este indicador es que puede ser analizado por diferentes tomadores de decisión, como un director de operaciones o un director de finanzas, debido a que engloba los aspectos técnicos y económicos del proyecto considerando todos los puntos clave para tomar una decisión de inversión.

Para realizar el cálculo de este indicador se consideran todos los costos necesarios para desarrollar un proyecto:

- Capital
- Financiamiento
- Combustible
- Costos fijos de operación
- Costos variables de operación
- Mantenimiento

En el caso de la energía solar, el costo de combustible siempre será un valor cero, ya que la energía que emite el sol no cuesta dinero. Esto no aplica con todas las energías que provienen de fuentes renovables, por ejemplo, en los sistemas hidráulicos sí se toma en cuenta el costo del agua para realizar el cálculo del LCOE.

Por otro lado, los costos fijos de operación son aquellos que no dependen de la energía que genera el sistema fotovoltaico, contrario a los costos variables que sí dependen de esta, como el impuesto por emisiones de dióxido de carbono que cobran algunos países o el mantenimiento propio del sistema.

La tabla 25 presenta el Retorno de inversión sin financiamiento que son 5 años.

Tabla 25 Retorno de inversión sin financiamiento

Tarifa del lugar de instalación del sistema (antes de IVA)	\$ 2.50	MXN/kWh
Tarifa del lugar de instalación del sistema (con IVA)	\$ 2.90	MXN/kWh
Promedio de aumento anual de la tarifa eléctrica	3%	Anual
Retorno de la inversión sin financiamiento	5	Años

Contaminación ambiental

La producción centralizada de energía eléctrica produce fuertes emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) que a su vez propician y aceleran el calentamiento global, Figura 73.

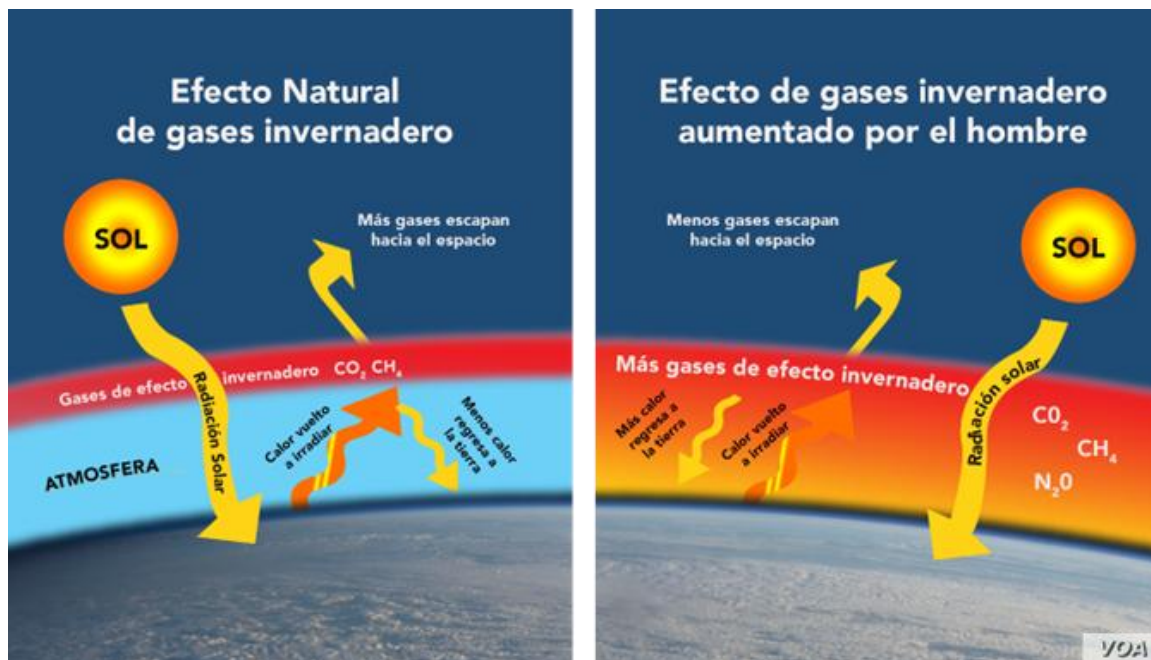


Figura 73 Gases de efecto Invernadero



En el año 2018 según la estadística de la base de datos de Emisiones para la investigación Atmosférica Global (EDGAR), EDGARv4.2FT2012 la emisión de gases de efecto invernadero en el mundo fue de 45,873,850,000 Toneladas de CO₂ equiv , Figura 74.

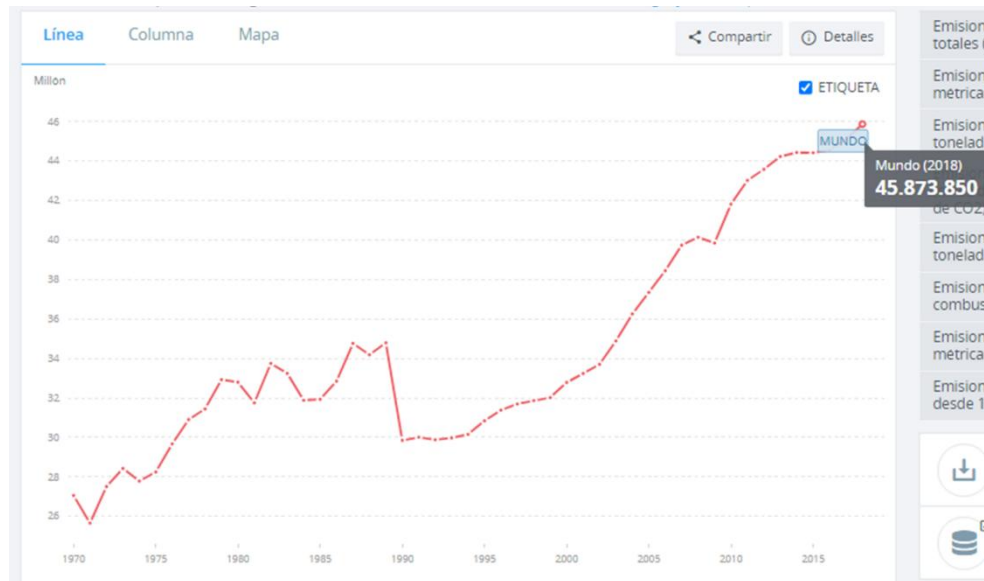


Figura 74 Emisión de GEI en el mundo en 2018.

En el año 2018 según la estadística de la base de datos de Emisiones para la investigación Atmosférica Global (EDGAR), EDGARv4.2FT2012 la emisión de gases de efecto invernadero en México fue de 679,880 000,000 Toneladas de CO₂ equiv , Figura 75.

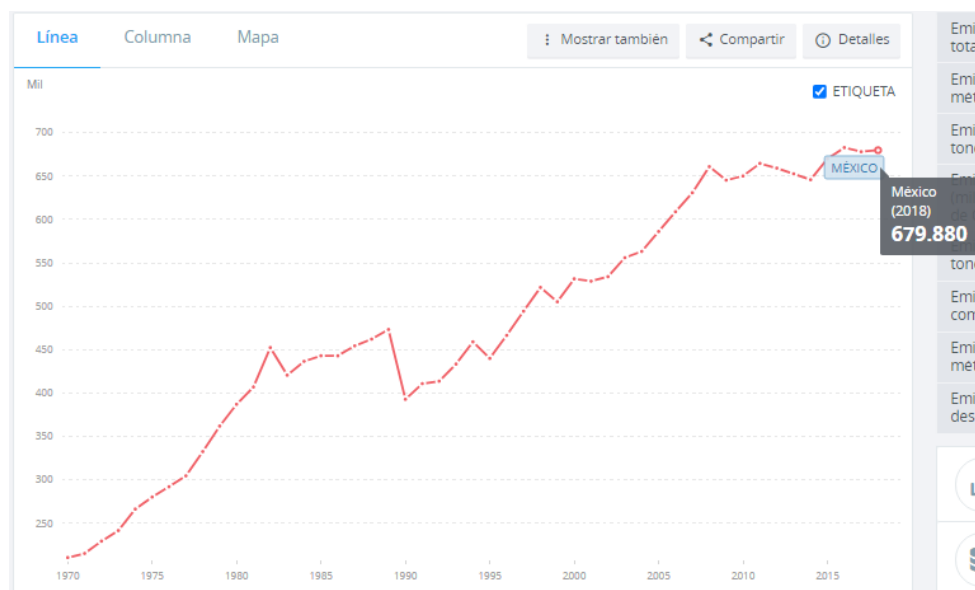


Figura 75 Emisión de GEI en México en 2018



Desde principios del siglo XXI y hasta 2019, las emisiones de GEI han seguido una tendencia creciente debido principalmente al aumento de las emisiones de CO₂. Las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero aumentaron sustancialmente potenciando el efecto invernadero natural, que puede afectar negativamente a la vida en la Tierra. Independientemente de la desaceleración de las emisiones globales en 2020 causada por la pandemia mundial de enfermedad por coronavirus de 2019 (COVID-19), el cambio climático sigue siendo una problemática para resolver y desarrollar nuevas tecnologías de energía sustentables.

La base de datos de emisiones para la investigación atmosférica global (EDGAR) proporciona una estimación independiente de los gases de efecto invernadero para cada país del mundo, basada en una metodología sólida y consistente derivada de las últimas directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) y los datos de actividad más recientes.

Hallazgos principales que arroja EDGAR

Las emisiones globales de CO₂ por la quema y los procesos de combustibles fósiles disminuyeron un 5.1 % en 2020 (habían aumentado un 0.9 % en 2019), a 36.0 Gt CO₂, justo por debajo del nivel de emisión de 36.2 Gt CO₂ registrado en 2013.

En 2020, China, Estados Unidos, los 27 países de la Unión Europea (UE27), India, Rusia y Japón siguieron siendo los mayores emisores de CO₂ del mundo; juntos representan el 49.5 % de la población, el 61.8 % del Producto Interior Bruto mundial, el 65.2 % del consumo mundial total de combustibles fósiles. y el 66.7 % del total mundial de CO₂ fósil.

Entre estos seis principales emisores mundiales, solo China ha mostrado un aumento en las emisiones en 2020 (+1.5 %), mientras que todos los demás han disminuido sus emisiones en diferentes cantidades: UE27 en un 10.6 %, Estados Unidos en un 9.9 %, Japón en un 6.8 %, India en un 5.9% y Rusia en un 5.8%.

A pesar de la importante disminución del Producto Interno Bruto (PIB) observada en la mayoría de los países del mundo, las emisiones globales de CO₂ fósil por unidad de PIB continuaron su tendencia decreciente (-5.4% en 2020 y -35% entre 2020 y 1990) alcanzando el valor promedio de 0.282 tCO₂/kUSD/ año Las emisiones per cápita también disminuyeron en 2020, en un 6.5 % hasta un valor de 4.62 tCO₂/cápita/año, lo que supuso un aumento del 8.2 % desde 1990.

Las emisiones totales de CO₂ fósil de la UE27 ya habían disminuido en las últimas dos décadas y las emisiones en 2019 fueron un 23.2 % más bajas que en 1990 y un 20.7 % más bajas que en 2005(14). La pandemia de COVID-19 hizo que las emisiones de CO₂ de la UE27 se redujeran un 31.3 % [31.5 %] en comparación con 1990 y un 29.1 % [29.3 %] en comparación con 2005.





La participación de la UE27 en las emisiones totales mundiales disminuyó del 8.5 % al 7.8 % entre 2015 y 2019 para descender al 7.3 % en 2020. En 2020, la UE27 emitió 2.6 Gt de CO₂, lo que corresponde a 5.9 t de CO₂ por persona.

(Crippa 2021)

La Evaluaciones ambientales del Proyecto es la siguiente:

La Energía que Demanda el edificio del Palacio Municipal del Ayuntamiento de Ahome es de 864.96 kWh promedio anual diario equivalente a 427.29 Kg CO_{2 eq} diarios.

La Energía Anual que demanda el edificio del Palacio Municipal del Ayuntamiento de Ahome es de 357,424.00 kWh equivalente a 176,567.45 Kg CO_{2 eq}.

La Demanda promedio anual diaria genera 427.29 Kg CO_{2 eq} y la Energía Anual genera 176,567.45 Kg CO_{2 eq} es la aportación a la matriz estadística de incremento a la emisión de GEI.

El Proyecto del Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red para el Edificio del Ayuntamiento del Municipio de Ahome está proyectado generar en un rango de 370,826.79 a 333,492.5 kWh al año,

Con base en este rango de generación anual de los Paneles Solares, se está proyectando cubrir la Energía Anual que Demanda el edificio del Palacio Municipal del Ayuntamiento de Ahome de 357,424.00 kWh. La generación de Energía Anual del Proyecto aporta al decremento exponencial de la emisión de Kg CO_{2 eq}. Por lo tanto, el proyecto cumple en materia ambiental de Energía Sustentable.

CAPÍTULO IV: ANALISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

4.1 Introducción

El trabajo realizado en la proyección del dimensionamiento de un sistema fotovoltaico para el edificio del Ayuntamiento de Ahome arroja resultados favorables, sin embargo, la viabilidad del proyecto será en función de la inversión que el ayuntamiento pueda realizar y autorizar a través de previa autorización del presidente Municipal y Cabildo.



4.2 Análisis e interpretación de los resultados.

¿El diseño de un sistema fotovoltaico conectado a red puede ser una alternativa factible, técnica y económicamente, para reducir costos y emisiones contaminantes por parte del edificio del Municipio de Ahome?

El proyecto de un sistema fotovoltaico conectado a red **si es una alternativa factible, técnica y económicamente, si reduce costos y emisiones contaminantes por parte del edificio del Municipio de Ahome.**

¿La radiación solar en la ciudad de Los Mochis, será suficiente para producir la energía eléctrica necesaria para el proyecto fotovoltaico propuesto para el edificio?

La radiación solar en la ciudad de Los Mochis puede ser aprovechada con módulos fotovoltaicos con una inclinación de 24° con un rango desde **5.89 a 7.78 kWh/m² de irradiancia**, El sistema fotovoltaico interconectado a la red puede generar en un rango de **980.28 kWh a 1,107.58 kWh promedio anual diario**, el edificio ocupa **979.24 kWh promedio anual diario**, por tanto, **si es suficiente para producir la energía eléctrica necesaria para el proyecto fotovoltaico propuesto para el edificio.**

¿El área donde se proyectará la instalación será suficiente para cubrir las necesidades energéticas del edificio?

El área de la azotea es de **1,129 m² horizontal**, con un **ángulo de inclinación de 24°** el área disponible para proyectar es de **1,236.05 m²**, con esa área se **pueden instalar 331 paneles solares como máximo** con un área de **1,173.12 m²**, **el área proyectada para los 321 paneles solares a instalar es de 1,137.68 m²**. Por tanto, si es suficiente el área de la azotea del Edificio del Ayuntamiento de Ahome para la instalación del proyecto.

4.3 Resumen de los resultados obtenidos.

El edificio del Ayuntamiento del Municipio de Ahome es un edificio en buenas condiciones, la azotea tiene superficies con espacios libres, son espacios irregulares, que se pueden utilizar y aprovechar para tomarlos en cuenta si en un futuro se autoriza la construcción del proyecto.

La Tecnología Fotovoltaica en la actualidad está evolucionando de forma significativa, los paneles solares de última generación están mejorando su eficiencia en la conversión de energía, aprovechan más la irradiación solar, y se puede generar mayor energía eléctrica.





Los Países cercanos al ecuador por su localización geográfica tienen mayor cantidad de horas de irradiación solar, por consecuencia mayor factibilidad para aprovechar la energía solar, el Territorio Mexicano es potencialmente sustentable utilizar fuentes de energía solar. el rango promedio anual es de 5 a 6 kWh/m² de irradiación solar.

El costo del proyecto es alto, por la cantidad de energía diaria que requiere el edificio, pero el proyecto es factible para construirse, el rango de generación de energía por los paneles solares cumple con la energía promedio anual diaria que requiere el edificio.

CAPÍTULO V: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

5.1 Introducción

Los resultados y discusión del proyecto son benéficos para identificar las ventajas y desventajas y tomar la decisión de presentar una propuesta para buscar la autorización de la construcción del proyecto.

5.2 Conclusiones.

El proyecto de un sistema fotovoltaico interconectado a la red para el edificio del Palacio Municipal del Ayuntamiento de Ahome es viable para la administración en curso, ya que estaría atendiendo las políticas gubernamentales en materia de energías renovables.

El análisis de precios unitarios a través de un concurso de obra del proyecto puede llevar al ayuntamiento de Ahome a tomar la mejor opción en la parte técnica y económica.

Si el proyecto se construye, Impactara en los próximos 30 años directamente en la reducción del presupuesto de la Dirección de Obras y Servicios Públicos Municipales para el pago de la facturación de energía eléctrica a CFE.

Los beneficios de empezar a utilizar energías renovables son cada día más notables, en materia ambiental esta la principal ventaja contribuir en la reducción de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) y otros contaminantes que contribuyen al cambio climático. Esta la reducción de las enfermedades que se relacionan con la contaminación. Reducen la necesidad de industrias extractivas en la medida que se evita el uso de combustibles fósiles. No se crean problemas residuos nucleares o escorias. Se puede reducir la necesidad de proyectos hidroeléctricos de gran escala para que no haya consecuencias de inundación y erosión. Reducción de las tarifas en los servicios de luz, agua y gas. Se generan empleos directos (trabajadores de la construcción, desarrolladores, fabricantes de equipo, diseñadores,





instaladores, financieros). Generación de empleos indirectos (en la agricultura, al expandir los sistemas de riego, en la ganadería y avicultura, con la instalación de establos electrificados, en el comercio y los servicios). Para los ayuntamientos, la reducción del costo de los servicios municipales de energía eléctrica (alumbrado público, bombeo de agua y edificios públicos). Un Beneficio social, está la posibilidad de llevar energía eléctrica a comunidades remotas, y en la promoción del desarrollo de dichas comunidades.

El proyecto de un Sistema Fotovoltaico Interconectado a la Red para el Edificio del Ayuntamiento del Municipio de Ahome cumple en materia económica con la factibilidad en los costos de proyección, aporta de forma directa e indirecta en la atención de las necesidades sociales de la región, En la esfera ambiental se suma a la reducción de GEI.

5.3 Aportaciones al conocimiento científico que entrega la investigación.

Este proyecto de Investigación aporta una metodología descriptiva para realizar proyectos de sistemas fotovoltaicos interconectados a la red >100kW;

Aporta ejemplos del uso de la NOM-001-SEDE-2012 para proyectos fotovoltaicos.

Recomienda el uso de la plataforma de NASA Prediction Of Worldwide Energy Resurces para obtener datos históricos climatológicos para proyectos fotovoltaicos.

Ejemplifica como un Ayuntamiento o Administración Municipal puede estar en posibilidades de realizar un proyecto fotovoltaico interconectado a la red y como puede impactar en la reducción presupuestal del gasto mensual en facturación de energía eléctrica. El presupuesto destinado para energía eléctrica se puede convertir en programas sociales y proyectos sustentables.



LISTA DE REFERENCIAS

- Agency, International Energy. 2021. "World Energy Outlook 2021." www.iea.org/weo.
- Ahmad, Momina, and Muhammad Zeeshan. 2022. "Validation of Weather Reanalysis Datasets and Geospatial and Techno-Economic Viability and Potential Assessment of Concentrated Solar Power Plants." *Energy Conversion and Management* 256 (March): 115366. <https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2022.115366>.
- Aschwanden, Markus J. 2014. "The Sun." *Encyclopedia of the Solar System*, January, 235–59. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-415845-0.00011-6>.
- Baker, D. N. 2000. "Effects of the Sun on the Earth's Environment." *Journal of Atmospheric and Solar-Terrestrial Physics* 62 (17–18): 1669–81. [https://doi.org/10.1016/S1364-6826\(00\)00119-X](https://doi.org/10.1016/S1364-6826(00)00119-X).
- Bayod-Rújula, Angel Antonio. 2019. "Solar Photovoltaics (PV)." *Solar Hydrogen Production: Processes, Systems and Technologies*, January, 237–95. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-814853-2.00008-4>.
- Bhatia, S.C. 2014. "Solar Devices." *Advanced Renewable Energy Systems*, January, 68–93. <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-269-3.50003-6>.
- Cantos, Julian. 2016. *Configuración de Instalaciones Solares Fotovoltaicas*. https://play.google.com/books/reader?id=EHDICwAAQBAJ&hl=es&pg=GBS.PA63%0Ahttps://books.google.com.co/books?id=EHDICwAAQBAJ&printsec=frontcover&source=gbg_ge_summary_r&cad=0#v=onepage&q&f=false.
- Collins, Douglas B., and Vicki H. Grassian. 2018. "Gas–Liquid Interfaces in the Atmosphere: Impacts, Complexity, and Challenges." *Physical Chemistry of Gas-Liquid Interfaces*, January, 271–313. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-813641-6.00010-8>.
- Crippa, M., Guizzardi, D., Solazzo, E., Muntean, M., Schaaf, E., Monforti-Ferrario, F., Banja, M., Olivier, JGJ, Grassi, G., Rossi, S., Vignati, E. 2021. "Emisiones de GEI de Todos Los Países Del Mundo - Informe 2021." Luxemburgo.
- Díaz, Juan. 2017. "Astro Gredos – Astronomía y Astrofotografía." 2017. <https://astrogredos.com/>.
- Energía, Secretaría de. 2021. "Balance Nacional de Energía 2020." https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/707654/BALANCE_NACIONAL_ENERGIA_0403.pdf.
- Giotitsas, Chris, Pedro H J Nardelli, Vasilis Kostakis, and Arun Narayanan. 2020. "From Private to Public Governance: The Case for Reconfiguring Energy Systems as a Commons." *Energy Research & Social Science* 70 (July): 101737. <https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2020.101737>.



- Guechi, A., M. Chegaar, and M. Aillerie. 2013. "Air Mass Effect on the Performance of Organic Solar Cells." *Energy Procedia* 36 (January): 714–21. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2013.07.083>.
- Hashemi, F, N Ghadimi, M Salehi, and R Ghadimi. 2012. "Energy Consumption and Management in Public Buildings in China: An Investigation of Chongqing." *Energy Procedia* 14 (July): 1925–30. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2011.12.1189>.
- Hatfield, J. L., T. J. Sauer, and J. H. Prueger. 2005. "RADIATION BALANCE." *Encyclopedia of Soils in the Environment* 4 (January): 355–59. <https://doi.org/10.1016/B0-12-348530-4/00407-0>.
- INECC. 2018. "Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero | Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático | Gobierno | Gob.Mx." 2018. <https://www.gob.mx/inecc/acciones-y-programas/inventario-nacional-de-emisiones-de-gases-y-compuestos-de-efecto-invernadero>.
- la República, Presidencia de. 2019. "DOF - Diario Oficial de La Federación." *Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024*. https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5565599&fecha=12/07/2019#gsc.tab=0.
- Levin, B. W., E. V. Sasorova, G. M. Steblov, A. V. Domanski, A. S. Prytkov, and E. N. Tsyba. 2017. "Variations of the Earth's Rotation Rate and Cyclic Processes in Geodynamics." *Geodesy and Geodynamics* 8 (3): 206–12. <https://doi.org/10.1016/J.GEOG.2017.03.007>.
- Mamun, M. A.A., M. M. Islam, M. Hasanuzzaman, and Jeyraj Selvaraj. 2022. "Effect of Tilt Angle on the Performance and Electrical Parameters of a PV Module: Comparative Indoor and Outdoor Experimental Investigation." *Energy and Built Environment* 3 (3): 278–90. <https://doi.org/10.1016/J.ENBENV.2021.02.001>.
- Mascarós, Vicente. 2016. *Gestión Del Montaje de Instalaciones Solares Fotovoltaicas.Pdf*.
- Mendoza, Alexander. 2015. "Optimización Energética y de Seguridad de Procesos De Producción de Hidrógeno Nuclear." <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/7412>.
- Moro, Miguel. 2010. *Instalaciones Solares Fotovoltaicas*.
- NASA. n.d. "The Sun | NASA." Accessed June 27, 2022. <https://www.nasa.gov/sun>.
- . n.d. "The Sun | NASA." <https://www.nasa.gov/sun>.
- Nicholls, R. L., and T. N. Child. 1979. "Solar Radiation Charts." *Solar Energy* 22 (1): 91–97. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(79\)90065-3](https://doi.org/10.1016/0038-092X(79)90065-3).
- Probst, Oliver. 2002. "The Apparent Motion of the Sun Revisited." *European Journal of Physics* 23 (3): 315–22. <https://doi.org/10.1088/0143-0807/23/3/310>.



- Ramalingam, Kakkan, and Chandrasen Indulkar. 2017. "Solar Energy and Photovoltaic Technology." *Distributed Generation Systems: Design, Operation and Grid Integration*, January, 69–147. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804208-3.00003-0>.
- Rizvi, Syed Kumail Abbas, Bushra Naqvi, Sabri Boubaker, and Nawazish Mirza. 2022. "The Power Play of Natural Gas and Crude Oil in the Move towards the Financialization of the Energy Market." *Energy Economics* 112 (July): 106131. <https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2022.106131>.
- SENER. 2019. "NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas (Utilización)." *Diario Oficial de La Federación*. www.dof.gob.mx/normasOficiales/4951/SENER/SENER.html.
- Shnishil, Ala'a H., Sami S. Chid, Mohammed J. Yaseen, and Tariq J. Alwana. 2011. "Influence of Air Mass on the Performance of Many Types of PV Modulus in Baghdad." *Energy Procedia* 6 (January): 153–59. <https://doi.org/10.1016/J.EGYPRO.2011.05.018>.
- SIE. 2017. "SENER | Sistema de Información Energética | Precios Medios de Energía Eléctrica Por Tarifa." 2017. <https://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=cuadro&subAction=applyOptions>.
- SIODS. 2020. "México | SIODS | Sistema de Información de Los Objetivos de Desarrollo Sostenible." 2020. <https://agenda2030.mx/ODSGoalSelected.html?ti=T&cveArb=ODS0070&goal=0&lang=es#/ind>.
- Sorrell, Steve, Jamie Speirs, Roger Bentley, Adam Brandt, and Richard Miller. 2010. "Global Oil Depletion: A Review of the Evidence." *Energy Policy* 38 (9): 5290–95. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2010.04.046>.
- Tinoco Licas, S. Soledad. 2005. "Morfología y Características Físicas de Las Eyecciones de Masa Coronal Solar Capítulo II. El Sol y Su Estructura MONOGRAFÍA," 2005.



EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

ANEXOS





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

ANEXO 1





CFE Suministrador de Servicios Básicos
Pte. México No. 14, colonia Cuauhtémoc,
Alcaldía Cuauhtémoc, Código Postal 06300,
Ciudad de México
RFC: C5516038CPT

MUNICIPIO DE AHOME

PALACIO MPAL
BIENESTAR
LOS MOCHIS, Snc.
C.P. 81260

TOTAL A PAGAR:

\$100,139

(CEN MIL CIENTO TREINTA Y NUEVE PESOS
M.N.)

NO. DE SERVICIO : 538001016105
RMU : 81260 00-10-31 MAH1-70101 002 CFE

PERIODO FACTURADO: 31 MAY 21 - 30 JUN 21

TARIFA: ODWTH NO. MEDIDOR: 674EJS MULTIPLICADOR: 160

FECHA LÍMITE DE PAGO: 13 JUL 21

CARGA CONECTADA kW: 225 DEMANDA CONTRATADA kW: 225

CORTE A PARTIR: 14 JUL 21

Concepto	Consumo Inicio • Finis •	Precio (M/M)	Subtotal (M/M)
kWh base	-	7.168	
kWh intermedia		33.056	
kWh punta		1.488	
kV base		50	
kV intermedia		151	
kV punta		61	
kVMax		151	
kVAh		5,616	
Factor de potencia %		99.11	

Costos de la energía en el Mercado Eléctrico Mayorista					Desglose del importe a pagar	
Concepto	\$	\$/kW	\$/kWh	Importe (M/M)	Concepto	Importe (M/M)
Suministro	649.11	0	0	649.11	Cargo Fijo ¹	649.11
Distribución	0	9504.36	0	9504.36	Energía	85,977.37
Transmisión	0	0	7245.36	7245.36	24% Baja Tensión ²	1,732.53
GENACE	0	0	350.38	350.38	Sanificación Factor de Potencia ³	2,532.25
Generación B	0	0	4973.89	4973.89	Subtotal	88,326.89
Generación I	0	0	40332.46	40332.46	IVA 16%	13,812.26
Generación P	0	0	2035.56	2035.56	Facturación del Periodo	100,139.07
Capacidad	0	21390.31	0	21390.31	Adeudo Anterior	0.40
SCoMMA ⁴	0	0	241.02	241.02	Total	\$100,139.41
Total	649.11	36,897.67	55,079.60	86,626.35		

(1) SCoMMA: Costos relacionados con los servicios del Mercado. (2) DAP: Derechos al Distribuidor Filial. (3) Carga o Pérdida: Son los conceptos que se pagan por el uso de la potencia contratada con el suministro.

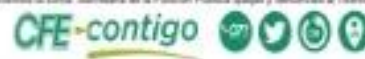
Fecha, hora y lugar de impresión: 2021/06/24 10:04:44, CDMX, México, D.F. y en el sistema de facturación de CFE.

(4) Sistema de Facturación de CFE (SFCF) con el agente facturador de la factura. Suministro de la Fuerza Pública que se genera y demora en el Tótem.



820807A016206830

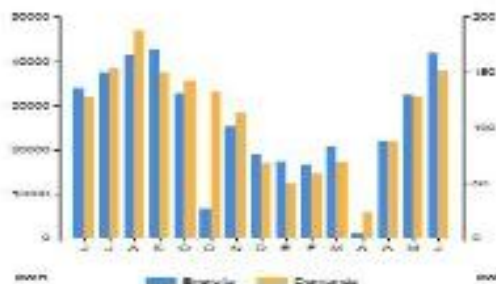
Cobranza Centralizada



\$100,139

(CEN MIL CIENTO TREINTA Y NUEVE PESOS M.N.)





Periodo	Demanda máxima kW	Consumo total kWh	Factor potencia %	Factor carga %	Prezio medio (M/M)
JUN 20	127	34,032	98.74	37	1.8859
JUL 20	154	37,595	98.88	33	1.9112
AGO 20	188	41,360	99.09	30	2.0293
SEP 20	150	42,848	99.33	40	1.8821
OCT 20	143	32,816	98.99	40	1.7547
OCT 20	132	6,704	98.27	30	1.8710
NOV 20	113	25,232	98.10	31	2.0134
DIC 20	68	16,992	97.14	38	1.8748
ENE 21	50	17,360	97.35	47	1.9802
FEB 21	58	16,592	97.38	43	1.9753
MAR 21	69	20,784	97.83	40	1.9003
ABR 21	23	1,280	96.42	77	2.0196
ABR 21	88	21,824	96.20	38	1.9193
MAY 21	128	32,352	98.64	34	1.8816
JUN 21	127	34,032	98.74	37	1.8859

MANUFACTURER: CUMMINS INC. LOS ANGELES, CALIF. Ser. No. 8F Folio: 800226073 Folio Fiscal: 1303 No. Certificado del SAT: No certificado del CFD: 8002000000120079 Fecha y Hora de certificación: Unidad de medida: No aplica Método de pago: 1A Pagamos Fiscal: REGIMEN GENERAL DE IVA DE PERSONAS FISCALES



2. MATERIALS

instancias y recursos a disposición de los usuarios para atender quejas:



Conoce los servicios de los diferentes suministradores:

[illegible]

¡AVISO IMPORTANTE!

Corte a partir de 14 JUL 21.

No desperdices energía eléctrica, cuida el medio ambiente.

Nuestro compromiso es seguir conectados contigo.

Aviso-recibo informativo. Servicio incluido en convenio de cobranza centralizada.

• Servicio a Clientes Teléfono 071



¡Ahora es más fácil!



¡Ya puedes pagar tu recibo de CFE con tarjeta de crédito o débito en nuestros Centros de Atención!





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

ANEXO 2





ANEXO ÚNICO DEL ACUERDO Núm. A/064/2018

**METODOLOGÍA PARA DETERMINAR EL CÁLCULO Y AJUSTE DE LAS TARIFAS
FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO**

CONTENIDO

1. ESTRUCTURA DE LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO	15
2. COMPONENTES DE LAS TARIFAS FINALES DEL SUMINISTRO BÁSICO	17
3. PARÁMETROS Y VARIABLES	18
4. MECANISMO DE REVISIÓN Y ACTUALIZACIÓN MENSUAL DE LOS COSTOS DE GENERACIÓN DE LOS CLSB Y DEL MEM	37
5. CRITERIOS DE COBRO	39
6. CRITERIOS GENERALES DE LAS TARIFAS	41





- a. Categorías con cargo por energía ordinario: DB1, DB2, PDBT, GDBT, RABT, RAMT, GDMTO, APBT y APMT.
- b. Categorías con cargo por energía horario: GDMTH, DIST y DIT.

2.11. El cargo de **capacidad** ($C_{i,j,m}$) se aplican con base a lo siguiente:

- a. Categorías con cargo asignado al consumo (kWh): DB1, DB2, PDBT, APBT, APMT y RABT.
- b. Categorías con cargo asignado a la demanda máxima (kW): GDBT, GDMTO y RAMT.
- c. Categorías con cargo asignado a la demanda máxima coincidente con el periodo horario de punta (kW): GDMTH, DIST y DIT.

3. PARÁMETROS Y VARIABLES

- 3.1. Los **parámetros** son insumos para el cálculo y ajuste del cargo por generación que no cambiarán con la misma periodicidad con la que se determinarán los cargos de energía y capacidad (mensualmente); algunos cambiarán anualmente o en el momento en el que se cuente con nueva información.
- 3.2. Las **variables** son insumos para el cálculo del cargo por generación que cambiarán con la misma periodicidad que la determinación de los cargos tarifarios (mensualmente).
- 3.3. Los **parámetros** considerados para el cálculo del cargo por generación son:
 - a. Factores de carga
 - b. Factores de pérdidas
 - c. Factores de diversidad
 - d. Periodos horarios

3.3.1. Factores de carga

- a. El factor de carga es la relación entre la carga promedio en un tiempo determinado y la carga máxima registrada en el mismo periodo de una categoría tarifaria.
- b. Los factores de carga que se utilizan para determinar los cargos de capacidad son los siguientes:

Tabla 2. Factor de Carga

Categoría tarifaria	Factor de carga
DB1	0.59
DB2	0.59
APBT	0.50
APMT	0.50
RABT	0.50
RAMT	0.50
PDBT	0.50
GDBT	0.49





Categoría tarifaria	Factor de carga
GDMTH	0.57
GDMTO	0.55
DIST	0.74
DIT	0.71

Fuente: CFE

3.3.2. Factores de pérdidas

- Se aplican los factores de pérdidas contenidos en el Anexo E del Acuerdo A/074/2015² o, en su caso, los que expida la Comisión para el periodo tarifario de aplicación vigente, dado que la facturación al usuario final se efectúa con base en el consumo medido.
- La estimación de las pérdidas de potencia se realiza a partir de la energía y el factor de carga de la categoría tarifaria correspondiente, mediante la aplicación de la fórmula Buller-Woodrow³. La fórmula relaciona el factor de carga de la energía con el factor de carga de las pérdidas de dicha etapa, de la siguiente manera:

$$FCp_j = 0.3 * FC_j + 0.7 * FC_j^2$$

Donde:

FC_j es el factor de carga de la categoría tarifaria j .

FCp_j Factor de carga de las pérdidas de la categoría tarifaria j

- Las pérdidas por capacidad resultan de la siguiente expresión:

$$Pp_{i,j} = \frac{(FPA_t - 1)e_{i,j}}{24 + 30 * FCp_j}$$

Donde:

$Pp_{i,j}$ Pérdidas por potencia en la división i , de la categoría tarifaria j .

FPA_t Factor de pérdidas acumulado del nivel de tensión correspondiente.

$e_{i,j}$ Energía eléctrica consumida en la división i , por la categoría tarifaria j

- A partir de la energía eléctrica consumida por división y categoría tarifarias, se estima la demanda correspondiente, así como la demanda no coincidente:

$$D_{i,j} = \frac{e_{i,j}}{FC_j + 24 + 30}$$

$$DnC_{i,j} = D_{i,j} * FE_{i,t}$$

² De acuerdo con los considerandos Vigésimo tercero, Vigésimo cuarto y Trigésimo del Acuerdo A/045/2015, la asignación de costos para el cálculo de las tarifas de transmisión se realiza de manera proporcional a la energía suministrada y a la demanda, afectadas por factores de elevación que toman en cuenta las pérdidas de energía. En este sentido, no es necesario incluir un factor adicional para recuperar el costo de las pérdidas a nivel transmisión.

³ Estudio Integral de Tarifas Eléctricas preparado para la Comisión Reguladora de Energía por Mercados Energéticos Consultor.





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

ANEXO 3





Mono Multi Solutions

Vertex

BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DE20

PRODUCT RANGE: 585-605W

605W

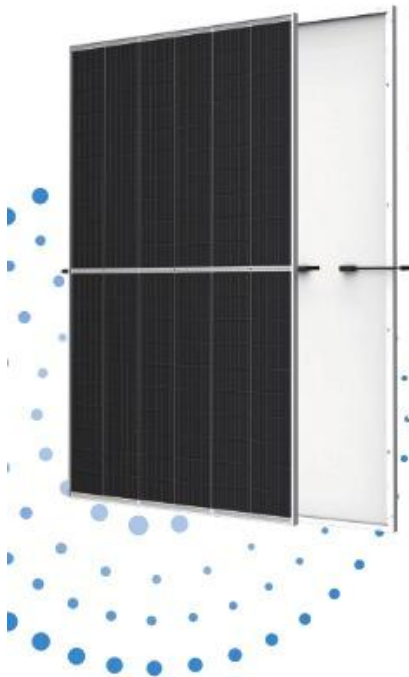
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.4%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 605W

- Up to 21.4% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

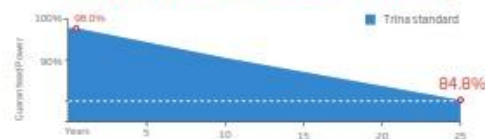
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature

Trina Solar's Backsheet Performance Warranty



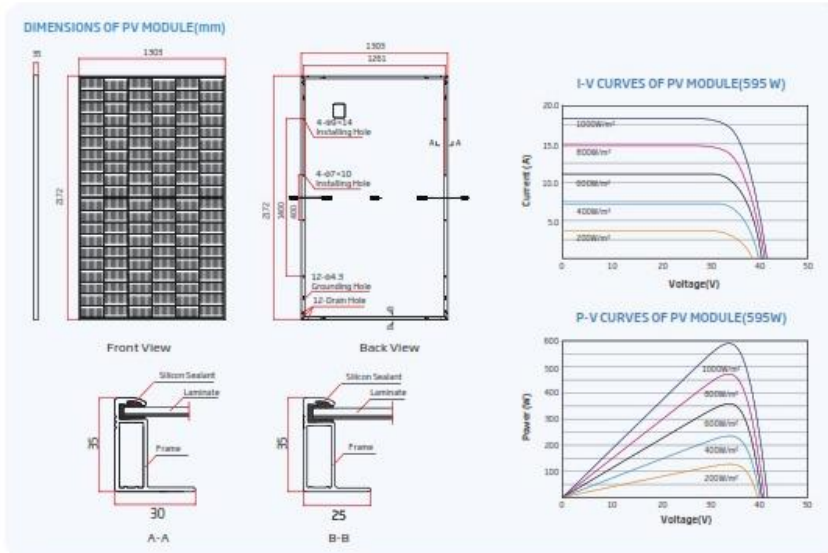
Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System

Trina solar





ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P _{mp} (W)	585	590	595	600	605
Power Tolerance - P _{mp} (%)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage - V _{mp} (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	17.31	17.35	17.40	17.44	17.49
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	18.37	18.42	18.47	18.52	18.57
Module Efficiency - η_m (%)	20.7	20.8	21.0	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass (AM) 1.5. *Rounding tolerance < 0.5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P _{mp} (W)	443	447	451	454	458
Maximum Power Voltage - V _{mp} (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	14.05	14.09	14.13	14.18	14.22
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	14.01	14.05	14.08	14.12	14.16

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172 x 1301 x 35 mm (85.51 x 51.30 x 1.38 inches)
Weight	30.6 kg (67.5 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, 99% coated heat strengthened glass
Encapsulant material	EVA/POE
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP68 rated
Cable	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.008 inches²), Portals: 850/280 mm (3.35/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVOL / TS4*

*Please refer to regional standards for specific connection.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{mp}	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40° ~ 85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Maximum System Voltage	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	30A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty	Modules per box: 31 pieces
25 year Power Warranty	Modules per 40' container: 558 pieces
2% first year degradation	
0.50% Annual Power Attenuation	

(Please refer to product warranty book for details)



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
© 2022 Trina Solar Co., Ltd. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.
Version number: TSM_EN_2022_A www.trinasolar.com





EDUCACIÓN
SECRETARÍA DE EDUCACIÓN PÚBLICA



TECNOLÓGICO
NACIONAL DE MÉXICO®

Instituto Tecnológico de Los Mochis
División de Estudios de Posgrado e Investigación

ANEXO 4





/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

fronius

FRONIUS SYMO

Máxima flexibilidad para las aplicaciones de mañana.



Con categorías de potencia del 10 al 24 kW, el inversor trifásico sin transformador Fronius Symo es una perfecta solución compacta para aplicaciones comerciales. Su doble seguimiento del punto de máxima potencia, alta tensión máxima del sistema, amplio rango de voltaje de entrada y el uso sin restricciones en interiores y exteriores garantiza la máxima flexibilidad en el diseño del sistema fotovoltaico. Como miembro de la nueva familia SnapInverter, el Fronius Symo cuenta con el sistema de montaje SnapInverter, lo que permite instalaciones y servicios de campo seguros y convenientes. Las características líderes en la industria ahora vienen de serie con el Fronius Symo, incluyendo: protección de arco, monitorización inalámbrica integrada e interfaces SunSpec Modbus para el seguimiento y registro de datos a través de la plataforma móvil o en línea Fronius, Solar.web. Esto hace al Fronius Symo uno de los inversores con mayor conectividad, eficiencia y de fácil uso en el mercado. La versión SYMO Lighth no incluye la tarjeta de monitoreo integrada.

DATOS TÉCNICOS

DATOS GENERALES	ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO					DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ESTÁNDAR PARA TODOS LOS MODELOS SYMO		
Dimensiones (ancho x alto x largo)	72.5 x 51.0 x 22.5 cm					APCI & Conformidad NEC 2014		
Enfriamiento	NEMA 4X					Selectividad de falla a tierra por monitorización de aislamiento		
Consumo máximo	≤ 1 W					Discreción de CD		
Tecnología del inversor	Sin transformador					Polaridad inversa CD		
Enfriamiento	Ventilador de velocidad variable					INTERFACES		
Instalación	Interior y Exterior					RESPONSIBILIDAD		
Temperatura ambiente admisible	-40 a 60°C					DISPONIBLE EN TODOS LOS MODELOS SYMO		
Humedad relativa admisible	0 - 100 % (sin condensación)					USB (Socket tipo A)		
Terminales de conexión CD	6x CD y 6x CD-terminales de tornillo para cobre (sólido / trenzado / trenzado fino) o aluminio (sólido / trenzado)					Estándar		
Terminales de conexión CA	Terminales de tornillo 14-6 AWG					2x RS422 (RJ45 socket)		
Certificaciones y cumplimiento de estándares (Excepto Symo 13.0 208)	UL 1741, 2010; UL 1998 (para funciones: APCI, RCMU y monitorización de aislamiento); IEEE 1547.1-2003, IEEE 1547.2-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B; NEC 2014 Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (Septiembre 2010); UL1699B Issue 2-2013, CSA T11.14-07 Issue 1-2013					Estándar		
Certificaciones y cumplimiento de estándares Fronius Symo 13.0 208	UL 1741, 2013; UL 1998 (para funciones: APCI, RCMU y monitorización de aislamiento); IEEE 1547-2003, IEEE 1547.1-2003, IEEE 1547.1-2008, ANSI/IEEE C62.41, FCC Parte 15 A y B; NEC 2014 Artículo 690, C22.2 No. 107.1-01 (Septiembre 2010); UL1699B Issue 2-2013, CSA T11.14-07 Issue 1-2013					WIFI* / Ethernet / Serial / Datalogger y servidor web		
						Opcional		
						Estándar inalámbrico MQTT, log in Fronius Solarweb, SunSpec Modbus TCP, IEC61850, SunSpec Modbus RTU		
						Opcional		
						6 E/S digitales (configurables + 4 entradas digitales + 1 contacto de relé)		
						Opcional		
						Control de carga eléctrica (seleccionable de refugio, E/S, autoconsumo)		
DATOS DE ENTRADA CD	SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 16.0-3 480	SYMO 12.3-3 480	SYMO 13.0-3 208			
Peso (kg)	41.7					34.8		
Potencia PV Recomendada (kWp)	8.0 - 11.0					8.0 - 11.0		
Máxima corriente de entrada nominal (MPTT/MPT2)	23.0 A / 16.5 A					23.0 A / 16.5 A		
Máxima corriente (MPTT + MPT2)	45.5 A					45.5 A		
Máxima corriente de entrada admisible (MPTT/MPT2)	57.5 A / 24.8 A					57.5 A / 24.8 A		
Rango de tensión de operación	300 - 500 V					300 - 500 V		
Máxima tensión de entrada	600 V					1000 V		
Tensión nominal de entrada	208	230V	230V	-	-	120 V		
	240	370 V	370 V	-	-	120 V		
	480	-	-	871 V	883 V	120 V		
Tamaño de conductores admisible de CD	AWG 14 - AWG 6 Cable directo, AWG 6 Aluminio directo, AWG 4 Cable o Aluminio con conductores de entrada							
Rango de tensión MPPT	200 V - 480 V					230 V - 480 V		
Número de MPPT	2					3		



DATOS TÉCNICOS

DATOS DE SALIDA CA		SYMO 10.0-3 208/240	SYMO 12.0-3 208/240	SYMO 10.0-3 480	SYMO 12.5-3 480	SYMO 15.0-3 208
Potencia máxima de salida	208 V	8993 VA	11995 VA	-	-	15880 VA
	240 V	8995 VA	11995 VA	-	-	-
	480 V	-	-	3095 VA	12493 VA	-
Máxima corriente de salida	208 V	27.7 A	31.1 A	-	-	41.6 A
	220 V	26.1 A	31.3 A	-	-	39.4 A
	248 V	24.0 A	28.9 A	-	-	-
	440 V	-	-	31.1 A	16.4 A	-
	480 V	-	-	1.10 A	15.0 A	-
OCFD / Breaker CA recomendado	208 V	15 A	45 A	-	-	60 A
	240 V	30 A	40 A	-	-	-
	480 V	-	-	15 A	20 A	-
Eficiencia máxima		97.0 %	-	98.1 %	-	97.3 %
Eficiencia CEC	208 V	96.5 %	-	-	-	96.5 %
	240 V	96.5 %	-	-	-	-
	480 V	-	-	96.5 %	97.0 %	-
Tamaño de conductor de CA admisible		AWG 14 - AWG 8				
Tensión de red		208 / 220 / 240 V Delta		480V Delta + N**		208 / 220 V Delta
Frecuencia nominal		60 Hz				
Distorsión armónica Total		+ 1.3 %	+ 1.25 %	+ 1.5 %	+ 1.5 %	+ 1.3 %
Factor de potencia (cos φ)		1 (aportable - 0.83 ind./0.83 cap.)				

DATOS DE ENTRADA CD		SYMO 15.0-3 480	SYMO 17.5-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Potencia FV recomendada (kWp)		12.0 - 19.5	14.0 - 21.0	16.0 - 26.0	18.0 - 29.5	19.0 - 31.0
Máxima corriente de entrada nominal (MPTT) / MPTT2		53.0 A / 25.0 A				
Máxima corriente total MPTT1 + MPTT2 (Usando kit de conexión CD)		31 A				
Máxima corriente de entrada admissible (MPTT1 / MPTT2)		49.5 A / 25.5 A				
Portafusibles incluidos CD		6 y 6+ incluidos (4,251,500)				
Rango de voltaje MPPT		130 - 300 V	400 - 800 V	450 - 800 V	500 - 800 V	500 - 800 V
Tensión de operación		200 - 1000 V				
Máxima tensión de entrada		9000 V				
Tensión nominal de entrada		480 V	600 V	690 V	710 V	720 V
Tamaño de conductor admissible de CD		AWG 14 - AWG 8 (subterráneo), AWG 6 (aeroterrestre), AWG 8 - AWG 2 (aire o a la intemperie con protección de intemperie)				
Número de MPPT		2				

DATOS DE SALIDA CA		SYMO 15.0-3 480	SYMO 17.5-3 480	SYMO 20.0-3 480	SYMO 22.7-3 480	SYMO 24.0-3 480
Máxima potencia de salida		14993 VA	17995 VA	19995 VA	22727 VA	23995 VA
Máxima corriente de salida		18.0 A	21.0 A	24.0 A	27.3 A	28.9 A
OCFD / Breaker CA recomendado		25 A	30 A	35 A	35 A	40 A
Máxima eficiencia		98 %				
Eficiencia CEC		97.3 %				
Tamaño de conductor de CA admissible		AWG 14 - AWG 8				
Tensión de red		480V Delta + N**				
Frecuencia nominal		60 Hz				
Distorsión armónica Total		+ 1.3 %	+ 1.25 %	+ 1.0 %	1.25 %	+ 1.0 %
Factor de potencia (cos φ)		1 (aportable - 0.83 ind./0.83 cap.)				

* El símbolo W6 es una marca registrada de la empresa W6.

** Necesario independiente para su correcto funcionamiento.

Nota: Información válida para México, Belice, Guatemala, Nicaragua, Honduras, El Salvador, Costa Rica y Panamá.

/ Perfect Welding / Solar Energy / Perfect Charging

SOMOS TRES UNIDADES DE NEGOCIO CON UN MISMO OBJETIVO: ESTABLECER LOS ESTÁNDARES MEDIANTE EL AVANCE TECNOLÓGICO.

/ Lo que comenzó en 1945 como una operación unipersonal ahora establece estándares tecnológicos en los campos de tecnología de soldadura, energía fotovoltaica y carga de baterías. Hoy la compañía tiene alrededor de 3,800 empleados en todo el mundo y 1,242 patentes para el desarrollo de productos muestran el espíritu innovador dentro de la empresa. El desarrollo sostenible significa para nosotros implementar aspectos ambientales relevantes y sociales por igual con los factores económicos. Nuestro objetivo se ha mantenido constante durante todo el tiempo para ser el líder de innovación.

Para obtener información más detallada sobre todos los productos de Fronius y nuestros distribuidores y representantes en todo el mundo, visite www.fronius.mx.

Fronius México S.A. de C.V.
Fronius Monterrey
Carretera Monterrey Saltillo 3279
Privadas de Santa Catarina
66367 Santa Catarina, N.L.
México
Teléfono +52 81 8882 8200
pv-sales-mexico@fronius.com
www.fronius.mx

Todos los derechos reservados. No se permite la explotación económica ni el uso de la imagen de Fronius en el presente documento. Se permite la explotación económica y el uso de la imagen de Fronius en el presente documento. Copyright © 2019 Fronius AG. Todos los derechos reservados.

