



**UNIVERSIDAD DON BOSCO
VICERRECTORÍA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PROPUESTA PARA NORMAR PROYECTOS DE AUTOCONSUMO DE GENERACIÓN
FOTOVOLTAICA PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

PARA OPTAR AL GRADO DE:

MAESTRO EN GESTIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES

ASESOR:

ING. CARLOS ALBERTO NAJERA

PRESENTADO POR:

JOSE JAKSON MINEROS ALVARADO

Antiguo Cuscatlán, La Libertad, El Salvador, Centroamérica

Septiembre de 2017

RESUMEN EJECUTIVO

Existe una tendencia hacia el incremento en la cantidad de proyectos con tecnología solar fotovoltaica, para autoconsumo generación distribuida en El Salvador, esta tendencia se presenta tanto para media demanda como pequeña demanda y es debido a este incremento que se hace indispensable establecer una normativa que regule el comportamiento de los generadores autoprodutores y de las empresas distribuidoras. Es indispensable que esta normativa ayude al autoprodutor en toda la realización de su proyecto, desde la selección del tamaño de la planta de generación, de tal forma que posibilite su instalación y operación no poniendo en riesgo la red de distribución. Dicha selección del tamaño de la planta también debe posibilitar la orientación de los excedentes en caso de haberlos de modo que este excedente pueda ser colocado por la distribuidora o direccionarlo hacia otros usuarios finales de la red.

La normativa debe ser también una guía al momento de seleccionar el equipamiento y materiales necesarios para la construcción de la planta de generación fotovoltaica, de manera que dicho equipamiento y materiales cumplan con normativas de seguridad y por tanto debe orientar al potencial autoprodutor renovable a seleccionar únicamente equipos que cumplan con ser certificados. La normativa también debe orientar y exigir en cuanto a la realización de las instalaciones que estas cumplan normas de seguridad y estándares eléctricos de manera que no se ponga en riesgo la integridad humana. El cumplimiento de esto posibilita que las proyecciones de producción se cumplan y por tanto ayudan a alcanzar lo rentabilidad esperada del proyecto.

Por último la normativa también debe regular los temas de facturación y tarifario que se establezca de modo que el potencial autoprodutor distribuido renovable, pueda tomar estos temas e incluirlos en su análisis de proyecto, a fin de establecer la rentabilidad que tendrá su inversión. Los temas de facturación y tarifario deben viabilizar el sostenimiento del modelo de negocio de la distribuidora de manera que lo que se establezca no lo ponga el riesgo, a fin que se sostenga en el tiempo.

El presente trabajo de tesis es una propuesta de normativa que tiene por objetivo ayudar a entender los temas arriba planteados, de forma que sea una guía para la realización de proyectos y una guía para establecer temas de facturación y un modelo entre el usuario final productor renovable y la empresa distribuidora.

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO	i
INDICE	ii
SIGLAS.....	v
GLOSARIO DE TERMINOS.....	vi
INTRODUCCION	x
OBJETIVO GENERAL	xi
OBJETIVOS ESPECÍFICOS	xi
1. TECNOLOGÍA FOTOVOLTÁICA	1
1.1 SISTEMA FOTOVOLTÁICO CONECTADO A LA RED	5
1.2 POTENCIAL SOLAR EN EL SALVADOR.....	5
1.3 POTENCIAL DE NEGOCIO DEL SEGMENTO AUTO PRODUCTORES.....	6
1.4 MARCO REGULATORIO NACIONAL.....	9
Decretos ejecutivos	10
1.5 LEY DE INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	10
1.6 TRAMITOLOGÍA DE PERMISOS VIGENTE DEL MARN	11
1.7 INVESTIGACIÓN DE MODELOS DE COMERCIALIZACIÓN REGIONALES.....	13
Normativa del modelo de comercialización de Guatemala	13
Normativa del modelo de comercialización en Costa Rica	14
2. NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONALES PARA LOS SISTEMAS FV AUTÓNOMOS.....	16
2.1 NORMATIVA RESPECTO A LA SELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE UN SISTEMA FV 19	
Módulos fotovoltaicos.....	19
Inversor para proyecto fotovoltaico.....	21
Cable para plantas fotovoltaicas	21
Selección del cable fotovoltaico	23
2.2 NORMATIVAS DE MEDIOS DE DESCONEXION	23
2.3 NORMATIVA DE LOS SISTEMA DE TIERRA	24
2.4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS	25

2.5	DEFINICIÓN DE DISEÑO DE LA PLANTA	29
A.	Análisis del Tamaño de la planta generadora fotovoltaica modelo industrial.....	29
A.1	Análisis del Tamaño de la planta modelo vivienda	33
B.	Determinar el tamaño del arreglo de módulos fotovoltaicos	34
C.	Determinar el tamaño y tipo del inversor	35
D.	Determinar el tamaño de los conductores del sistema	36
E.	Dispositivos auxiliares, de protección y de puesta a tierra del sistema.....	36
2.6	SIMULADORES	36
	Como trabaja un simulador o software para cálculo de una planta fotovoltaica	37
2.7	MONTAJE DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	38
	Instalación del arreglo de módulos fotovoltaicos	39
	Montaje de paneles en techo.....	39
	Montaje en postes.....	42
	Sistema de montaje en el suelo.....	43
2.8	CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	44
2.9	CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA INSTALACIÓN DE INVERSORES	45
2.10	CONSIDERACIONES PARA LA INSTALACIÓN DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	45
3.	COMPARACION MODELOS DE COMERCIALIZACION REGIONALES.....	46
3.1	MODELO DE COMERCIALIZACIÓN EN COSTA RICA.....	46
3.2	MODELO DE COMERCIALIZACIÓN EN GUATEMALA	47
3.3	POSIBLE MODELO DE COMERCIALIZACIÓN	48
3.4	MODELO DE COMERCIALIZACIÓN PARA AUTOPRODUCTOR EN MEDIANA Y GRAN DEMANDA	49
3.5	MODELO DE COMERCIALIZACIÓN RESIDENCIAL	51
3.6	BENEFICIOS FINANCIEROS PARA AUTO-PRODUCTORES DE MEDIA Y GRAN DEMANDA CON EL NUEVO MODELO	53
3.7	BENEFICIOS FINANCIEROS PARA AUTO-PRODUCTORES RESIDENCIALES CON EL NUEVO MODELO	54
4.	SEGURIDAD DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS	54
4.1	PROTECCIONES PARA CADENAS.....	55
4.2	PROTECCIÓN DE LA MATRIZ	58
4.3	CONEXIÓN A TIERRA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA.....	59
	Toma de tierra	59
5.	MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA	63

5.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO	63
5.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS ELEMENTOS DE POTENCIA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA	64
5.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE LOS ELEMENTOS DE POTENCIA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA.	65
Levantamiento con cámara termografica	65
RECOMENDACIONES	68
CONCLUSIONES	70
ANEXO 1.....	71
ANEXO 2.....	72
ANEXO 3.....	73
ANEXO 4.....	74
GENERALIDADES.....	74
BIBLIOGRAFIA	78
Referencias bibliográficas.....	78
Páginas web.....	79

SIGLAS

ANCE: La Asociación de Normalización y Certificación, A.C.

ARESEP: Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos (Costa Rica).

CE: Conformidad Europea.

CEL: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa.

CEI: La Comisión Electrotécnica Internacional.

CNE: Consejo Nacional de Energía.

CBTL: Certification Body Testing Laboratory.

EEE: Espacio Económico Europeo.

IEC: Comisión Electrotécnica Internacional.

IEEE: Instituto de Ingenieros Electricistas y Electrónicos.

IP: Índice de Protection.

ISO: International Organization for Standardization.

JICA: Agencia de Cooperación Internacional del Japón.

LGE: Ley General de Electricidad.

MARN: Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

MRS: Mercado Regulador del Sistema.

NEC: Código Nacional Eléctrico.

NFPA: Asociación Nacional para la Protección contra Incendio.

NTGDR: Norma Técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación Distribuida Renovable de Guatemala.

PNUMA: Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente.

ROBCP: Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción.

SIGET: Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones.

SWERA: Solar and Wind Energy Resource Assessment (Evaluación del Recurso Solar y Eólico).

UCA: Universidad Centroamericana “José Simeón Canas”.

UL: Underwriters Laboratories.

GLOSARIO DE TERMINOS

Ampacidad: es la máxima intensidad de corriente que puede circular de manera continua por un conductor eléctrico sin que éste sufra daños.

Autoproductores: Usuario productor de energía principalmente para el consumo interno.

Baja demanda: Es el nivel de consumo de energía que normalmente se asocia con el rubro residencial. y tienen cobro de la distribuidora por medio de recibo mensual eléctrico, donde se cobra a través de la energía consumida

Conexión: Es el enlace que permite a un usuario final recibir energía eléctrica de una red de transmisión o distribución.

Decreto ejecutivo: Un término que procede del latín *decrētum*, es la decisión de una autoridad sobre la materia en que tiene competencia. Suele tratarse de un acto administrativo llevado a cabo por el Poder Ejecutivo, con contenido normativo reglamentario y jerarquía inferior a las leyes.

Dispositivo de Protección: Mecanismo electromecánico de corte de la energía, constituido por un fusible o cualquier otro tipo de interruptor.

Distribuidor o distribuidora: Es la entidad poseedora y operadora de instalaciones cuya finalidad es la entrega de energía eléctrica en redes de media y baja tensión.

Entidad: Persona natural o jurídica.

Generador: Es la entidad poseedora de una o más unidades de producción de energía eléctrica, que comercializa su producción en forma total o parcial.

Efecto Fotoeléctrico: consiste en la emisión de electrones por un material al incidir sobre él una radiación electromagnética (luz visible o ultravioleta, en general).

Energía Renovable: aquélla que se obtiene por medio del aprovechamiento de los recursos tales como:

- **Hidroeléctrico:** aquel cuya energía se obtiene del aprovechamiento de las energías cinéticas y potencial existentes en los recursos hídricos de la corriente de los ríos, saltos de agua o mareas de los océanos.

- **Geotérmico:** utiliza el calor existente bajo la superficie terrestre, el cual puede ser transferido mediante convección, conducción y/o radiación.
- **Eólico:** proviene de la energía cinética del viento.
- **Solar:** energía que es obtenida mediante la captación de la radiación o el calor emitido por el Sol.
- **Biomasa:** utiliza como fuente de energía, la materia orgánica no fosilizada, de origen vegetal o animal, producida durante un proceso biológico, espontáneo o provocado, la cual puede usarse directamente como combustible.
- **Biogás:** Es la misma fuente que la biomasa pero se diferencia en que la materia orgánica se convierte en otro energético (comúnmente gas metano) para ser utilizado como fuente de energía.

Interruptor termomagnético: es un dispositivo capaz de interrumpir la corriente eléctrica de un circuito cuando ésta sobrepasa ciertos valores máximos. Su funcionamiento se basa en dos de los efectos producidos por la circulación de corriente en un circuito: el magnético y el térmico (efecto Joule). El dispositivo consta, por tanto, de dos partes, un electroimán y una lámina bimetálica, conectadas en serie y por las que circula la corriente que va hacia la carga.

IP: IEC estándar 60529, interpretado como el grado de protección provista en contra de la intrusión de polvo y agua accidental en elementos eléctricos.

Irradiación: Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto periodo de tiempo. Se mide en Wh/m² o kWh/m².

Irradiancia: es la magnitud utilizada para describir la potencia incidente por unidad de superficie de todo tipo de radiación electromagnética.

$$I = P_{inc} / A_s$$

P_{inc} es la potencia incidente.

A_s es el área de la superficie en que incide la onda.

En unidades del sistema internacional se mide en W/m².

Medidor Bidireccional: Aparato que como mínimo registra el flujo de energía eléctrica en ambas direcciones, consumo e inyección y es capaz de registrar las diferencias entre consumo e inyección del sistema que está monitoreando.

Medio de desconexión: es un elemento dispositivo que cumple una función de seguridad o aislamiento de un circuito en caso de producirse una falla. Su función es cortar el paso de energía ya sea manualmente o si se detecta una anomalía eléctrica se hace de forma automática siguiendo la configuración del elemento y la forma en que fue parametrizado.

Medidores de energía: Aparatos que registran el flujo de energía eléctrica y además en algunos casos, la demanda de potencia y el factor de potencia.

Mediana y gran demanda. El cobro es realizado por la distribuidora por la tensión servida también por recibo mensual eléctrico, aunque aquí el cobro se hace en dos rubros principalmente como son potencia y energía

Media tensión: Es el nivel de tensión superior a seiscientos (600) voltios y menor que ciento quince (115) kilovoltios.

Modelo de Comercialización: Negocio que para el caso particular el distribuidor compra energía a los generadores en un marco establecido para venderla al usuario final en base también a políticas comerciales establecidas.

Modulo Fotovoltaico: están formados por un conjunto de células fotovoltaicas que producen electricidad a partir de la luz que incide sobre ellos mediante el efecto fotoeléctrico.

Normas UNE: son un conjunto de normas, normas experimentales e informes (estándares) creados en los Comités Técnicos de Normalización (CTN) de la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).

Potencia Pico: se define como la máxima potencia eléctrica que éste puede generar bajo las siguientes condiciones estándares de medida: irradiancia: 1000 W/m² temperatura: 25° C.

Puesta a tierra: La puesta o conexión a tierra consiste de uno o más electrodos conectados entre sí. Este sistema debe tener un valor de resistencia a tierra suficientemente bajo, para minimizar los riesgos a las personas, en función de la tensión de paso y de contacto.

Radiación Solar: Es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol. El Sol es una estrella que se encuentra a una temperatura media de 6000 K (5727 °Celsius) en cuyo interior tienen lugar una serie de reacciones de fisión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. Esta energía liberada del Sol se transmite al exterior mediante la radiación solar

Red de distribución: Es el conjunto integrado de equipos de transporte de energía eléctrica en media o baja tensión.

Varistor: Componente electrónico con una resistencia eléctrica que varía con el voltaje aplicado

UL: Underwriters Laboratories, laboratorio de certificación de equipos, dispositivos y materiales eléctricos entre otros, con sede en Northbrook, Illinois. Tiene oficinas en 46 países. UL se estableció en 1894 y ha participado en el análisis de la seguridad de muchas de las nuevas tecnologías del siglo pasado, en particular la adopción pública de la electricidad y la elaboración de normas de seguridad para los aparatos y componentes eléctricos.

UT: es la compañía privada que se encarga de administrar el mercado mayorista de electricidad; está a cargo del despacho del sistema y funciona como una cámara de compensación. La UT también es la responsable de la operación del sistema de transmisión

Unidad o planta de generación: Planta de producción de energía eléctrica con todos sus equipos auxiliares necesarios para proporcionar, los niveles y forma de onda de frecuencia y voltaje para su uso, así como los equipos necesarios para garantizar la calidad de la energía producida.

UFPR: Usuario Final Productor Renovable, aquel usuario final que instala una unidad de producción de energía eléctrica basada en una fuente renovable con el único objeto de abastecer su demanda interna, y que bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Usuario Final: Es quien compra la energía eléctrica para su uso propio.

INTRODUCCION

Actualmente no existe ninguna regulación de tipo normativa de parte del estado de El Salvador, que clarifique el desarrollo de proyectos de generación para auto-consumo, con recursos solares, ni tampoco existen reglas claras que regulen el comportamiento de las distribuidoras y de los usuarios finales productores renovables. En el presente trabajo de tesis se establece una propuesta, de los mecanismos comerciales entre usuario y distribuidora para la compra y venta de excedentes de energía disponible por los auto-productores. Para lo cual también se presenta una investigación de casos de comercialización a nivel regional y principalmente los casos de Guatemala y Costa Rica, ya que son los únicos países de la región que hasta el momento han establecido normativas al respecto y que puedan replicarse en el salvador con el objeto de hacer una comparación.

Se propone las características técnicas y normativas para la construcción de sistemas fotovoltaicos por usuarios finales auto-productores, con el fin de ayudar a estos últimos en la selección de su proyecto de planta fotovoltaica, para que tomen decisiones técnicas correctas y bien soportadas en estándares internacionales confiables al momento de planear su proyecto.

Se hace una breve explicación de cómo este tipo de proyectos fotovoltaicos, han venido creciendo en los últimos años a nivel mundial y de cómo dicha tecnología lo ha hecho en base a incrementos del costo de la energía y disminución del precio de los paneles solares, lo que a su vez ha permitido por tanto su difusión y crecimiento, impactando dicha tendencia a nuestro país y esto último ayudado también por el potencial solar que tiene El Salvador.

Técnicamente se establece el tamaño de planta más indicado para los potenciales usuarios finales productores renovables, en base a las características particulares de demanda de sus plantas de producción. Con este dimensionamiento se busca que el usuario autoprodutor se autoabastezca generando energía limpia para hacer más rentable su proceso productivo y que al mismo tiempo dicha actividad, no perjudique la operación de las redes eléctricas, ni el modelo de comercialización de las distribuidoras en el país.

En la parte final de este trabajo se establece recomendaciones acerca de los elementos de protección que un usuario final autoprodutor, deberá considerar al momento de planear su proyecto y por último se tratara algunas recomendaciones de buenas prácticas de mantenimiento, que el usuario final deberá incluir en la operación, a fin que el proyecto le sea sostenible en el tiempo y pueda recupera su inversión financiera en el más corto plazo.

OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta de Normativa Técnica, que ayude a usuarios auto-productores y distribuidoras a establecer reglas para la selección de los equipos, construcción y mantenimiento de una planta fotovoltaica de generación distribuida, para autoconsumo y conectada a la red y establecer reglas también para la comercialización de excedentes de energía de proyectos fotovoltaicos destinados a autoconsumo, lo que contribuya a que los potenciales usuarios se motiven para generar su propia energía y permita el desarrollo nacional de las fuentes renovables.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Proponer las características técnicas en base a normativas o estándares internacionales que los equipos fotovoltaicos deben cumplir, para permitirles interconectarse a la red de distribución.
- Establecer la capacidad de las plantas permisibles dependiendo de la demanda energética del usuario auto-productor (pequeña, mediana y gran demanda), de manera que este modelo resulte el más rentable.
- Recomendar el modelo más adecuado de comercialización de los excedentes de energías así como la forma más adecuada de la correspondiente medición de energía.
- Recomendar las mejores prácticas de mantenimiento de una planta fotovoltaica que permitan al proyecto mantenerse en el tiempo y alcanzar la mejor rentabilidad.

1. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

La más importante fuente de energía para la tierra es el sol, punto de inicio para los procesos químicos y biológicos en nuestro planeta. En el corazón del sol un proceso de fusión toma lugar en el cual pares de átomos de hidrógeno se fusionan con átomos de helio liberando energía al espacio en forma de radiación electromagnética.

El sol se encuentra a 143 millones de kilómetros de la tierra por lo que solo irradia una pequeña fracción de energía a la tierra. A pesar de esto, el sol ofrece más energía en un cuarto de hora que la energía usada por la raza humana en un año entero¹. La radiación solar emitida por el sol llega considerablemente debilitada (aproximadamente a 1360 W/m^2), después sufre una atenuación por a la atmósfera de la tierra siendo en la superficie de aproximadamente 1000 W/m^2 ². Podemos distinguir tres tipos de radiación solar (figura 1.0) en función de cómo los rayos del sol inciden sobre la tierra

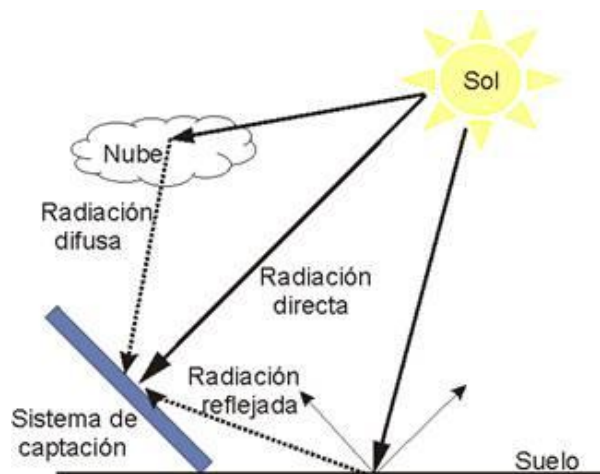


Figura 1.0 Tipos de radiación en función de cómo los rayos inciden sobre la tierra

1. Directa. La recibida desde el sol sin que se desvíe en su paso por la atmósfera.
2. Difusa. La que sufre cambios debido a reflexión y difusión en la atmósfera.
3. Reflejada. La radiación directa y difusa que se recibe por reflexión en el suelo u otras superficies próximas.

Para efectos prácticos, la radiación solar se mide en unidades de kW/m^2 y para obtener su valor en una determinada zona se debe tener en cuenta:

¹ Planning and Installing Solar Thermal Systems, A guide for installers, architects and engineers, First Edition, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, UK and USA 2010.

² Miguel Parteje Aparicio, Radiación solar y su aprovechamiento energético, Marcombo Ediciones técnicas, España 2010.

Irradiancia: Densidad de potencia incidente en una superficie o energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en W/m^2 o kW/m^2 .

Irradiación: es la energía por unidad de superficie a lo largo de un período de tiempo. Se expresa en J/m^2 o en Wh/m^2 .

La ecuación que relaciona a ambas está dada por:

$$1kWh=3.6 MJ$$

La energía solar fotovoltaica consiste en aprovechar la irradiancia produciendo energía continua por medio de células fotovoltaicas las cuales por medio del efecto foto eléctrico transforman dicha irradiancia en potencia eléctrica. Las células solares se combinan en serie, para aumentar el voltaje, o en paralelo para aumentar la corriente, por lo que comercialmente se conocen como **módulos fotovoltaicos**. La figura 1.1 muestra uno de éstos módulos fotovoltaicos y sus componentes.

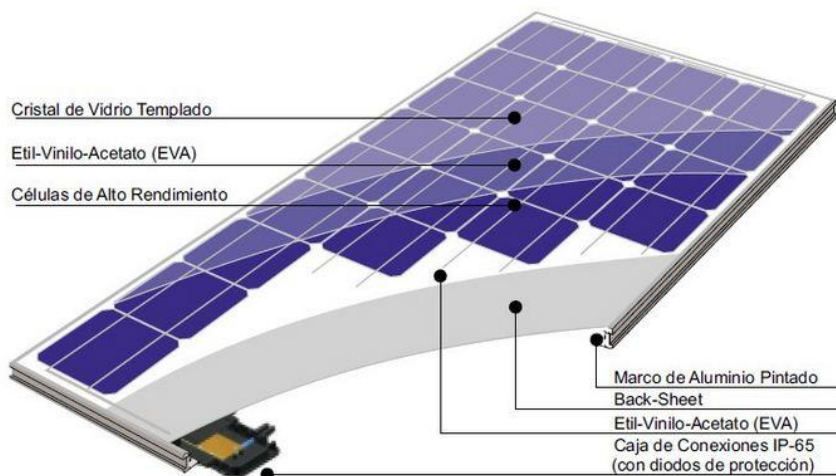


Figura 1.1 Partes de un módulo fotovoltaico.

Para clasificar la potencia de los módulos fotovoltaicos lo hacemos por medio de la potencia pico, la cual es la potencia máxima que el módulo puede entregar bajo ciertas condiciones estandarizadas, definidas por la Comisión Electrotécnica Internacional y recogidas en la norma UNE-EN 61215, las cuales son una radiación de $1000 W/m^2$ y temperatura de la célula de $25^{\circ}C$. La célula fotovoltaica está constituida principalmente por silicio por lo que se requiere de cierto proceso químico de reducción (obtener Silicio a partir del dióxido de silicio SiO_2) y purificación para obtener obleas de $0.3 mm$ de espesor³. Según las características de cristalinidad del silicio las células fotovoltaicas se clasifican en monocristalinas, policristalinas

³ Miguel Parteje Aparicio, Radiación solar y su aprovechamiento energético, Marcombo Ediciones técnicas, España 2010.

y amorfas, la tabla 1.0, muestra las características físicas y sus respectivas eficiencias de conversión de éstas y de otros tipos de células fotovoltaicas.

En agosto de 2013 El Científico Myles Steiner anunció que el Laboratorio de Energía Renovable (NREL) estableció un nuevo récord mundial de 31,1% de eficiencia para una célula solar de doble unión. El equipo de investigación de NREL sobrepasó el record de Alta Devices del 30%.


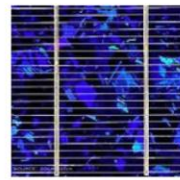
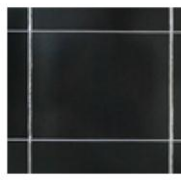


				
Tipo de Tecnología células fotovoltaicas				
Monocrystalino (Si)	Policristalino	Diselenurio de Cobre e Indio (CIS)	Telurio de Cadmio (CdTe)	Silicio amorfo
Color				
Azul oscuro.	Azul.	Negro.	Verde oscuro, negro.	Rojo azulado, negro.
Eficiencia				
16% al 20 %	12% al 14 %	13% al 18%	Hasta 8%	8% al 12 %
Tamaño (m²) de generador de un kWp				
7 a 9	8 a 11	11 a 13	13 a 18	16- 20

TABLA 1.0 Tipos de células fotovoltaicas y su eficiencia de conversión.⁴

La nueva célula solar consiste en una capa de fosfato de Galio Indio en una célula de Arsénico de galio. Un recubrimiento de doble capa anti-reflectante se encuentra en la parte superior de la célula y una capa de contacto reflectante de oro se une a la parte inferior. En otras palabras, materiales más costosos que lo que usamos actualmente en los paneles solares con base cristalina de la más alta eficiencia. La figura 1.2 muestra la última carta de las mejores eficiencias de células fotovoltaicas de investigación (hasta esa fecha con el nuevo récord mundial). Aunque el mercado solar está dominado actualmente por diferentes tipos de silicio cristalino (90%), los científicos ven una gran cantidad de oportunidades en otros materiales⁵.

⁴ Por Luisa María Cañas Villacorta, Carlos Alberto Castillo Ortega, Laura Elizabeth Molina Alvarado. Lineamientos para la elaboración de un estudio de Pre- factibilidad de un proyecto solar fotovoltaico, Universidad Don Bosco. El Salvador, Septiembre 2013

⁵ Energy informative [en línea] <http://energyinformative.org/nrel-efficiency-record-two-junction-solar-cell>.

A parte del módulo fotovoltaico, un sistema de captación solar conectado a la red consta de ciertos componentes para poder transformar la irradiación en energía eléctrica, dichos componentes se detallan a continuación.

- Inversor:** Transforma la corriente continua en corriente alterna y decide cuándo puede inyectarla a la red⁶.
- Cajas de unión:** contienen muchos terminales y puntos de aislamiento, y, si es requerido, fusibles y diodos. Supresores de sobre voltaje son a menudo instalados en esta caja de unión por excesos de voltaje a tierra.
- Contadores:** Encargado de medir la energía producida por el sistema fotovoltaico en un período de tiempo⁷.
- Elementos de protección:** protegen la descarga y derivación de elementos en el caso de fallo o ante sobrecargas.

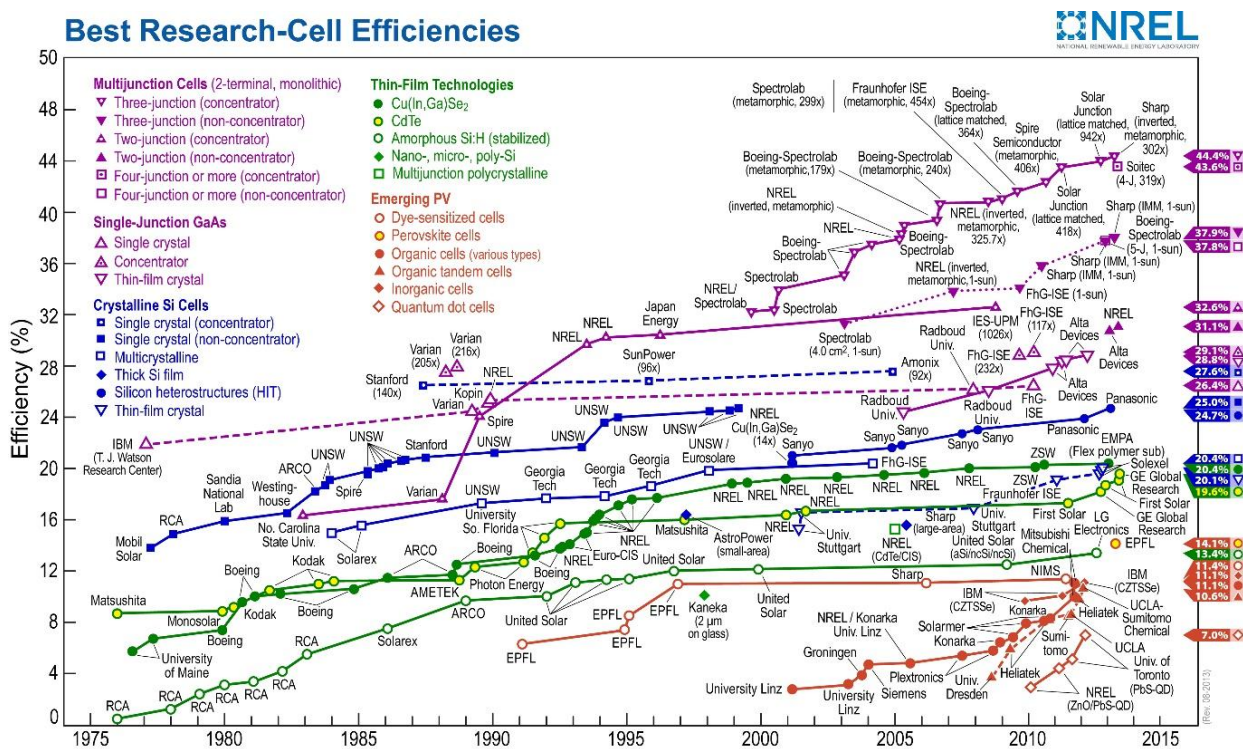


Figura 1.2 Carta de eficiencia de células fotovoltaicas⁸.

⁶ Miguel Parteje Aparicio, Radiación solar y su aprovechamiento energético, Marcombo Ediciones técnicas, España 2010.

⁷ Miguel Parteje Aparicio, Radiación solar y su aprovechamiento energético, Marcombo Ediciones técnicas, España 2010.

⁸ International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme. [en línea] www.iea-pvps.org.

1.1 SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED

En el sistema conectado a red, la energía captada a través de los módulos fotovoltaicos es convertida a los valores de la red eléctrica por medio del inversor, para ser conectada a la red eléctrica. Antes de ser conectada a la red eléctrica, se dispondrá de una caja de protección general y un contador. Éste medirá los kWh que se inyectan a la red. La figura 1.3 muestra los componentes básicos de este tipo de instalación, mostrando en rojo el sentido de la corriente generada y consumida.

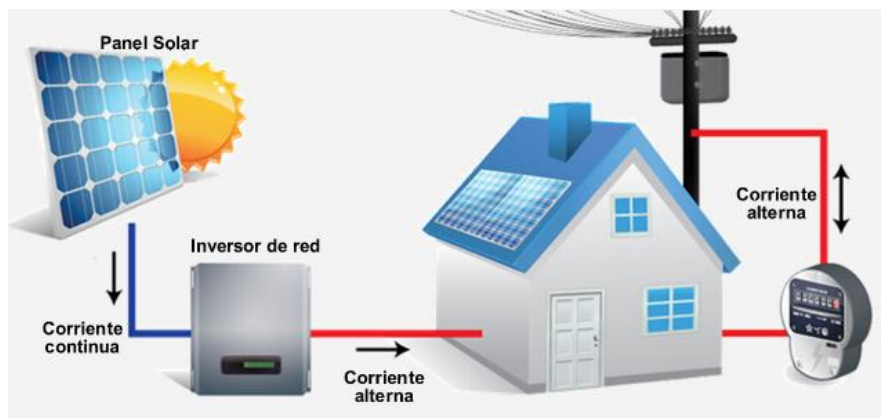


Figura 1.3 Componentes de un sistema conectado a la red⁹.

1.2 POTENCIAL SOLAR EN EL SALVADOR

En 2005, el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) en coordinación con instituciones públicas y privadas como lo son el MARN y la Universidad Centroamericana UCA y apoyados financieramente por el Fondo para el Medio Ambiente Mundial (GEF) evaluaron el Potencial de Energía Eólica y Solar en El Salvador, por sus siglas en inglés SWERA. En dicha evaluación se destaca que la radiación solar anual presenta los valores más bajos en la cadena montañosa central del occidente y en la parte norte de las regiones oriental y occidental del país. Las regiones con el mayor potencial de radiación solar son la Nordeste de las regiones central y occidental del país con alrededor de 4 a 5.8 kWh/m² promedio diario como lo muestra la figura 1.4.

Las regiones Central y Oriental presentan también condiciones de gran potencial solar de alrededor de 4.8 a 5.3 kWh/m² promedio diario. Pero el máximo valor de radiación solar anual se da en la zona de la Ciudad de San Salvador con un valor de 5.8 kWh/m². La zona norte de Usulután, San Vicente, San Miguel y la Unión, presentan valores de radiación solar de entre 4.5 y 5.2 kWh/m² en promedio diario. A pesar de contar con un mapa de radiación promedio

⁹ Componentes de un Sistema conectado a la Red [en línea]. Nexus Sun, 2016. www.nexussun.com.

anual, se lograron simular mapas de radiación para cada uno de los meses del año y considerando épocas lluviosas y secas. Este análisis se encuentra detallado en la figura 5.

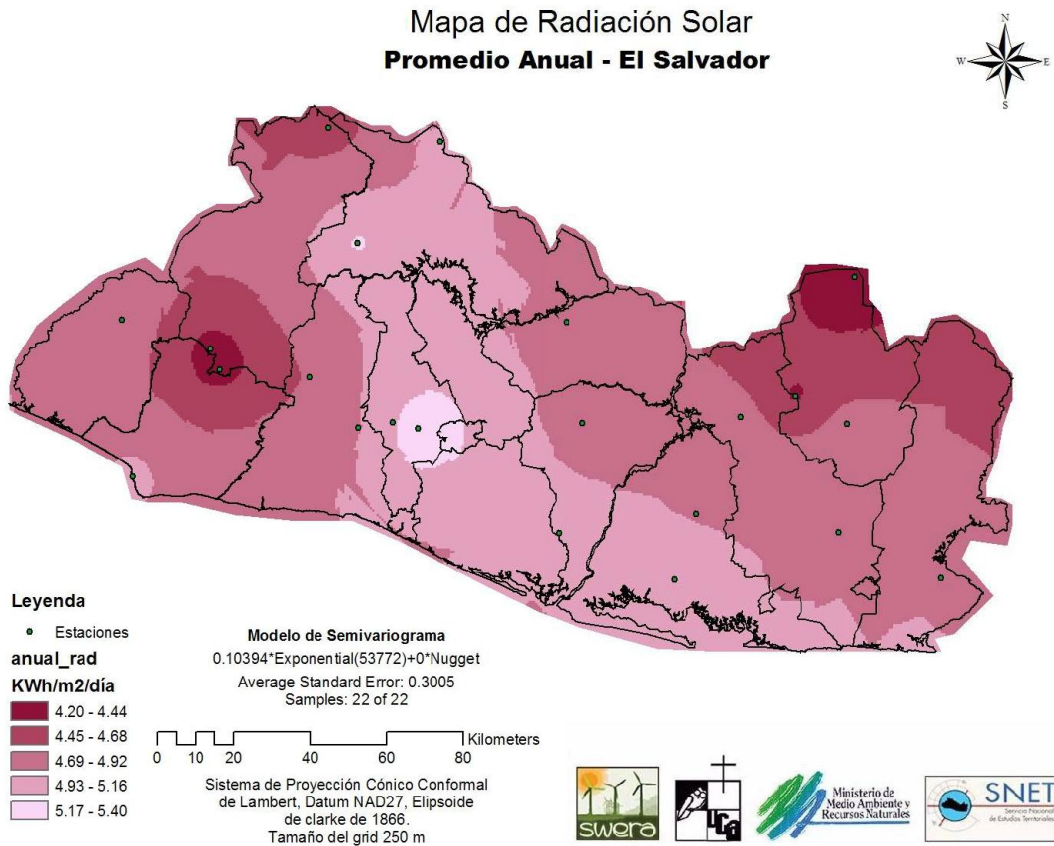


Figura 1.4 Mapa de radiación (promedio anual) en KWh/m²/día para El Salvador.

1.3 POTENCIAL DE NEGOCIO DEL SEGMENTO AUTO PRODUCTORES

En los últimos años en El Salvador son muchas las empresas que han invertido en construir plantas para la generación de energía eléctrica en la modalidad de autoconsumo (tabla 1.1), con el objetivo de reducir sus costos de producción y volver a sus empresas más rentables. Este crecimiento se debe a la existencia de un potencial solar en El Salvador como ya se ha explicado anteriormente, a la tendencia alcista del costo de la energía eléctrica a lo largo de los años (figura 1.5) y a los precios de la tecnología fotovoltaica que ha disminuido (figura 1.6), dada la maduración de dicha tecnología, ofreciendo más variedad de tecnologías al mismo tiempo que mayores eficiencias.

En El Salvador actualmente se ha registrado por lo menos 12 MW de proyectos de generación para auto-consumo de energía no convencional (proyectos solares) según los datos del CNE¹⁰ y el número de empresas que se suman a dicha tendencia aumenta día con día. Algunas de estas empresas se muestran en la tabla 1.1

Como puede apreciarse en el primer grafico figura 1.5, se observa como en los últimos años el precio del kWh, se ha venido comportando, mostrando una tendencia claramente alcista hasta el 2012 donde hubo una disminución pero en general, la tendencia a lo largo de todos los años ha sido alcista. En el segundo grafico figura 1.6, se muestra como los precios de los paneles solares ha venido reduciéndose y como ejemplo podemos ver que para 1991 el precio del kW estaba en \$6 USD y que para el 2014, el precio llega a \$1.1 USD por KW. Estas tendencias analizadas explican el tercer grafico (figura 1.7) donde claramente se observa como la utilización de la tecnología fotovoltaica se ha incrementado desde el año 2000 al año 2014.

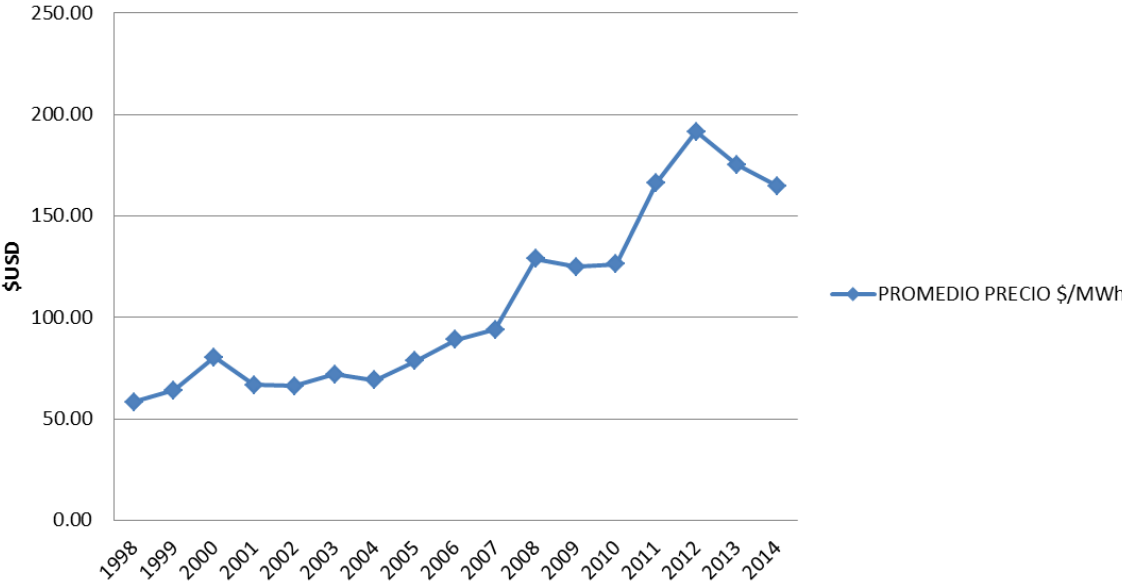


Figura 1.5 Tendencia histórica de los precios promedio de la energía en la última década¹¹.

¹⁰Consejo Nacional de Energía [en línea]

http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=37&Itemid=65

¹¹Tendencia histórica de los precios de la energía última década [en línea]. Delta Volt, 2014

<http://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar>

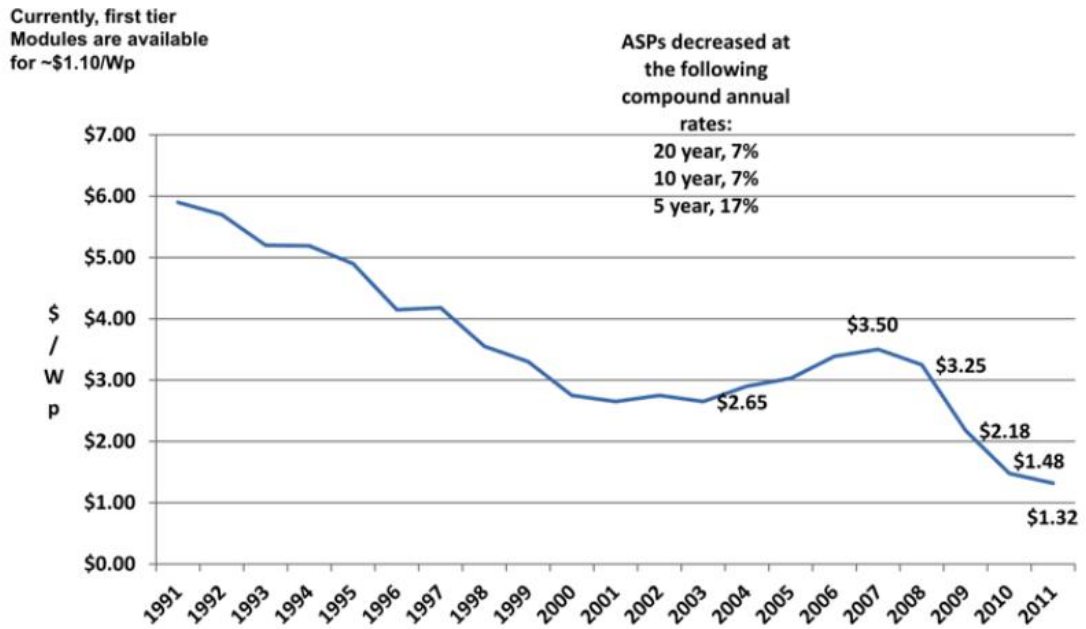


Figura 1.6 Tendencia histórica de los precios de los paneles fotovoltaicos¹².

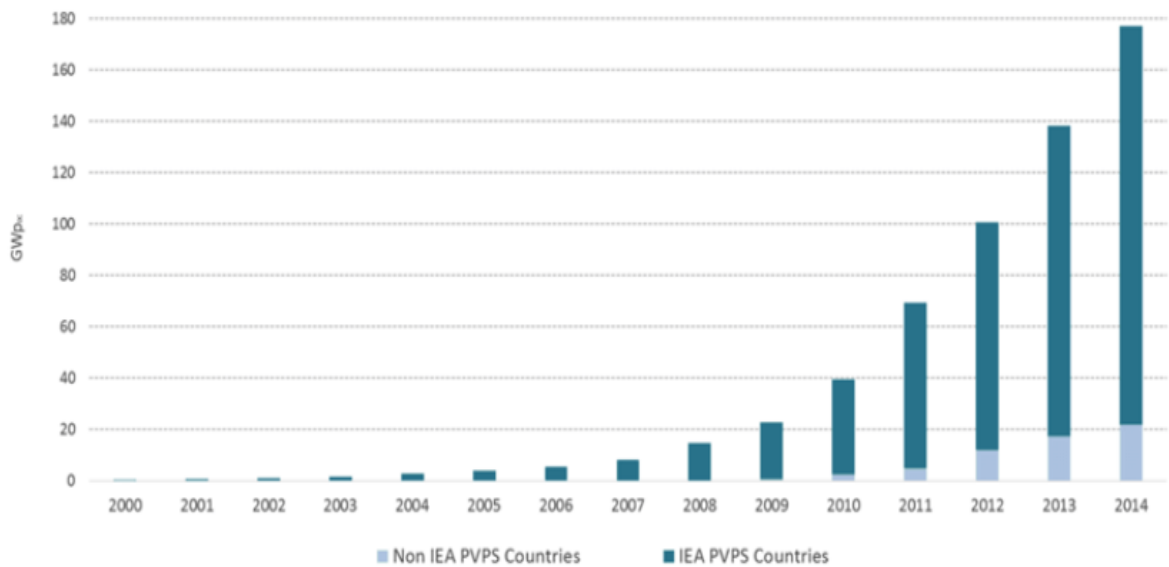


Figura 1.7 Evolución histórica de la instalación de paneles fotovoltaicos¹⁰

¹²Tendencia histórica de los precios de la energía última década [en línea]. Delta Volt, 2014
<http://deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar>

Tabla 1.1 Listado de proyectos fotovoltaicos de autoconsumo en El Salvador¹³

Proyecto Solar Fotovoltaico	Ubicación	Capacidad (KW)	Proyecto Solar Fotovoltaico	Ubicación	Capacidad (KW)
Sistemas asilados domesticos		270	Ferreteria Vidrí Venezuela	San Salvador	79.2
DISZASA	Santa Tecla	88.6+300	AVX El Salvador	San Salvador	416
Campamento base de EE.UU	La paz	91+9	Bordados VIDES	San Salvador	4.41
Monica Herrera (Escuela de comunicaciones)	San Salvador	60	Hotel Montaña Perkin Lenca	Morazan	9
Asamblea Legislativa	San Salvador	7.92+90.2	Hilcasa Bodega de Hilos	San Salvador	900
Planta UNITAPE	Sonsonate	90	Servicios Quimicos Industria Textil	San Salvador	125.47
Showrrom UNITAPE	Sonsonate	30	Super Selectos Santa Elena	San Salvador	100
Súper de Todos	Usulután	12.96	AES Moncagua	San Miguel	2500
Oficinas de TECNOSOLAR	San Salvador	5.16	Alimentos MOR	Sonsonate	145.08
Teatro de Sushitoto	Suchitoto	13	Impressa San Miguel	San Miguel	22.2
Edificio Administrativo CEL	San Salvador	24.57	Impressa Oficinas Administrativas	San Salvador	22.2
Escuela Alemana, San Salvador	San Salvador	20	Impressa Gerardo Barrios	San Salvador	29.6
Ministerio de Hacienda	San Salvador	24	Ciudadela Don Bosco	San Salvador	56
Defensoria del Consumidor	San Salvador	6	Laboratorio Universidad Don Bosco	San Salvador	3
Duralita ECTROPA	Sonsonate	98	Hotel Sheraton Presidente	San Salvador	443.3
Hilcasa-Grupo Siman	Apopa	1436	ASFALCA	Armenia	15
INTRADESA (Grupo Hilcasa)	Apopa	976	Restaurante La Pradera	San Miguel	23
Centro Comercial Las Palmas	La Libertad	100	Super Selectos La Sultana	San Salvador	195.3
Centro Comercial Las Palmas-Viseras	La Libertad	11	Super Selectos San Luis	San Salvador	234.36
Sitio Recreativo Lago de Coatepeque	Santa Ana	1.63	Super Selectos Miralvalle	San Salvador	133.92
Oficinas Administrativas de FUNDE	San Salvador	1.63	Super Selectos Masferrer	San Salvador	200.88
Oficinas Administrativas de SEESA	San Salvador	2.17	Super Selectos La Mega	San Salvador	267.84
La Hacienda San Jose Villanueva	La Libertad	2.02	Industrias Gigante	Santa Tecla	64
Universidad de El Salvador	San Salvador	2.1	Industrias Plasticas IPSA	San Salvador	40
Supertienda San Carlos	San Rafael Cedro	6	AES el Jalacatal	San Miguel	50
Universidad Politécnica	San Salvador	0.7	Avicola Campestre	San Miguel	250
FUSADES	San Salvador	98	Sykes 1	San Salvador	80.9
Asociación Salvadoreña de Industriales	San Salvador	4.14	Sykes 2	San Salvador	61.74
Fabrica Expor Salva	Santa Ana	106	Sykes 3	San Salvador	60.48
ILEA	La Libertad	98.8	Arrocera San Francisco	San Salvador	20
Bodega Impresa Repuestos	Apopa	108	Casa Parroquial El Rosario	Chalatenango	2.48
ITCA-FEPADE	La Libertad	2.7	Frutaleta Grupo HASGAL	San Salvador	50
Ferreteria Vidrí Santa Ana 1	Santa Ana	151.2	Ingenio El Angel	San Salvador	1071
Ferreteria Vidrí Santa Ana 2	Santa Ana	21.6	Total Instalado (kW)		12047.94

1.4 MARCO REGULATORIO NACIONAL

En cuanto al marco legal actualmente existe en El Salvador la ley de incentivos fiscales para la promoción de las energías renovables, así como una serie de decretos ejecutivos que pretenden promover el uso de la energía renovable en El Salvador.

¹³ CNE [en línea]

http://energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=37&Itemid=65

Decretos ejecutivos

El decreto N°80 de la presidencia de la republica manifiesta que es parte fundamental de la estrategia energética en El Salvador la diversificación de la matriz energética para disminuir la dependencia de los hidrocarburos con el objetivo de evitar que la volatilidad de sus precios afecte la economía nacional. En este sentido en su artículo 86-B, determina que debe establecerse un bloque de licitación para usuarios auto-productores de fuentes renovables, conectados a la red para que así ellos puedan vender sus excedentes de energía respecto a su propia demanda a la distribuidora. El precio de venta de esta energía debería ser igual a los precios obtenidos de los procesos de licitación por energía renovable de la distribuidora. Lo anterior con el objetivo de fomentar las energías renovables como se establece en la estrategia energética del país.

El decreto N°81 establece en su artículo 21, como forma de incentivar la generación con fuentes renovables que para productores que vendan energía a la red y utilicen la red del distribuidor para su entrega a cualquier punto en bajo voltaje, están exentos de pago al distribuidor por uso de su red siempre y cuando su generación este por debajo de una planta 20 MW.

El decreto N°15 establece que debido a que la generación con fuentes renovables no puede seguir la curva tradicional de demanda de energía a 24 horas, dado su propia naturaleza y por lo tanto debe establecerse condiciones de comercialización que lejos de excluir la generación con fuentes renovables la promueva. En este sentido en su artículo 86-B normaliza la forma de contratar del distribuidor la compra de energía no exigiendo al generador renovable potencia firme. Esto en el caso de proyectos de hasta 20 MW y lo que se hará es contratar una generación anual y una potencia comprometida a instalar o instalada siempre y cuando el generador no participe en el mercado mayorista.

1.5 LEY DE INCENTIVOS A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

La cual fomenta la generación de energía eléctrica por medio de recursos renovables la cual abarca:

- Proyectos a partir de recursos hidráulicos, geotérmicos, eólicos, solares y de biomasa.
- Exención durante 10 años del pago del Impuesto sobre la Renta para proyectos de hasta 10 MW. En el caso de proyectos entre 10 y 20 MW la exención será por un período de 5 años.
- Exención total del pago de impuestos sobre los ingresos provenientes directamente de la venta de las reducciones certificadas de emisiones.

En El Salvador se vienen haciendo esfuerzos notables en este campo de la generación fotovoltaica y para el 2009 se estableció un proyecto de estudio con la instalación de un generador fotovoltaico en las oficinas de CEL para obtener datos de eficiencias de las tecnologías de paneles mono cristalinos, poli cristalinos y silicio amorfo.

En los últimos años se ha crecido con la instalación de proyectos de pequeña escala que se han vendido instalando tal como lo podemos ver en la tabla #1, en la modalidad de autoconsumo. Además el CNE elaboro Marco Regulatorio para el desarrollo de las energías renovables, que pretende impulsar en el país la generación de energía a través de fuentes renovables para diversificar la matriz energética y reducir la dependencia del petróleo y por supuesto que dentro de estas fuentes renovables tenemos la energía solar FV. El estado por medio de decretos presidenciales con el decreto 80¹⁴, ha considerado que los auto productores de energía eléctrica por medio de fuentes renovables, conectadas a red de distribución deberían poder vender a la distribuidora sus excedentes de energía en base a su propia demanda a precios similares a los surgidos en las licitaciones de las distribuidoras pero esto no se ha concretado en normativa.

Por otro lado no existe ninguna regulación normativa explícita de parte del estado, que defina parámetros de precios o reglas claras de vender a las distribuidoras excedentes de generación, de forma que se permita el desarrollo de proyectos de generación para auto-consumo, con recursos solares o cualquier otro recurso renovable. Y dada la tendencia en el incremento del número de proyectos de generación distribuida bajo la modalidad de autoconsumo y principalmente en el tema fotovoltaico, se revela la falta de un marco regulatorio para auto productores, por medio del cual se norme su relación comercial y técnica con el objetivo que dichos proyectos se desarrollen de forma congruente a la necesidad de incrementar los proyectos de energía renovables en la matriz energética y que estos no afecten los actuales sistemas de distribución.

1.6 TRAMITOLOGÍA DE PERMISOS VIGENTE DEL MARN

Para la obtención del Permiso Ambiental de construcción y funcionamiento de un proyecto solar fotovoltaico para la generación de energía, éste deberá de someterse a la evaluación de impacto ambiental, mediante el ingreso del Formulario Ambiental al Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales-MARN, quien categorizará el proyecto de acuerdo a su envergadura y a la naturaleza del impacto potencial. Para la aprobación de proyectos, de generación de energía con base a recursos renovables, el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales ha elaborado el Documento de Categorización de Actividades. Básicamente establece dos categorías para los proyectos según su impacto:

- Grupo A como impacto ambiental potencial bajo.

¹⁴ Decreto 80 Ref. RLGE MRER Firmada por Presidente 23-04-2012.PDF

- Grupo B como potencial impacto ambiental leve, moderado o alto.

Las actividades, obras o proyectos destinados al aprovechamiento de la energía solar para la generación de calor o energía eléctrica, que se encuentran dentro del Grupo A, no requieren de presentación de documentación ambiental, y son:

- Aprovechamiento térmico de la energía solar para intercambio de calor en edificaciones existentes.
- Instalación de módulos solares fotovoltaicos u otros dispositivos para captar la energía solar hasta 100 kW en edificaciones existentes.
- Instalación de módulos u otros dispositivos solares fotovoltaicos, con capacidad de hasta 100 kW en viviendas unifamiliares, condominios multifamiliares horizontales o en altura, centros comerciales, educativos y naves industriales u otras instalaciones ya existentes, ya sea para autoconsumo y/o conectados a la red.

Para los proyectos categorizados como B, el MARN establece dos subcategorías:

- Categoría 1, con potencial impacto ambiental leve. Establece Resolución que no requiere elaborar Estudio de Impacto Ambiental, si se requiere del Formulario Ambiental debidamente completado y con la información anexa que con él se solicite se podrá ejecutar el proyecto. Proyectos de más de 100 kW hasta 5 MW
- Categoría 2, con impacto ambiental que va de moderado a alto se deberá presentar Estudio de Impacto Ambiental y el MARN dará posterior resolución. Proyectos mayores a 5MW.

Básicamente la tipología de permisos se resume en la siguiente tabla tomada de la página web del MARN (figura 1.8).



Figura 1.8 Estructura para trámites de permisos del MARN

1.7 INVESTIGACIÓN DE MODELOS DE COMERCIALIZACIÓN REGIONALES

A continuación se presenta los modelos de comercialización de Guatemala y Costa Rica ya que son países que han establecido normativas que regulan la comercialización de los excedentes de energía de los usuarios Autoprodutores en Centroamérica a diferencia del resto de países de la región.

Normativa del modelo de comercialización de Guatemala

La república de Guatemala en agosto del 2014, por medio de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica quien es el ente encargado de emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las redes de distribución, oficializo la Norma Técnica para la conexión, operación, control y comercialización de la generación Distribuida Renovable (NTGDR) y usuarios Auto-productores con excedentes de energía¹⁵.

Anterior a la oficialización de la Norma Técnica arriba mencionada, el gobierno de Guatemala había establecido en su Reglamento la Ley General de Electricidad, en su artículo 16, que los Distribuidores están obligados a permitir la conexión a sus instalaciones y a efectuar las modificaciones o ampliaciones necesarias para permitir el funcionamiento del Generador Distribuido Renovable. Esto fue establecido así para atraer inversiones para contribuir a satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica del país, crear fuentes de desarrollo económico y cambiar la matriz energética de generación.

Según la ley de Electricidad de Guatemala la distribuidora está obligada a permitir la conexión del generador distribuido renovable siempre y cuando cumpla con los siguientes requisitos¹³:

- a. Presentar ante el Distribuidor la solicitud de Dictamen de Capacidad y Conexión, utilizando el formulario autorizado.
- b. Entregar la información técnica de sus instalaciones, solicitada por el Distribuidor o la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, para la adecuada evaluación de la información del Interesado.
- c. Entregar toda la información del tipo de energía renovable de generación.
- d. Carta de aprobación de los estudios ambientales pertinentes
- e. Cubrir los costos de conexión que están relacionados con las obras e infraestructura eléctrica, inherentes al Punto de Conexión, necesarias para permitir la inyección de la energía eléctrica producida por dicho generador a la red del distribuidor.

¹⁵Comisión nacional de energía eléctrica (CNEE), Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios auto productores con excedentes de energía (NTGDR), GUATEMALA, 2014.

En este sentido el Distribuidor deberá¹⁶:

- a. Remitir al Consejo Nacional de Energía Eléctrica el formulario de solicitud del auto generador distribuido
- b. Hacer los estudios pertinentes para permitir la conexión del auto generador
- c. Entregar información que requiere el usuario auto generador y las coordinaciones e instrucciones necesarias para su conexión a más tardar 45 días después de recibida la solicitud del usuario auto generador.

En cuanto a la comercialización el generador distribuido renovable podrá optar por cualquiera de los dos siguientes modelos para comercializar su potencia o energía vendiendo a¹⁴:

1. Distribuidores, de conformidad con lo que establece la Ley General de Electricidad y sus reglamentos.
2. En el Mercado Mayorista, en calidad de Participante Productor cumpliendo con el marco legal vigente y lo que establecen las Normas de Coordinación Comercial y Operativa que correspondan

También en el caso de usuarios generadores distribuidos con el modelo de autoconsumo podrán manifestar que no están interesados en comercializar sus excedentes de energía y podrán ampararse en el artículo 40 de la NTGDR, que establece que los usuarios auto productores con excedentes de energía no recibirán ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada al Sistema de Distribución. Para efectos de la facturación mensual del usuario, el distribuidor leerá cada mes los registros del medidor correspondiente; y si la medición del mes indica que hay un consumo de energía, cobrará dicho consumo al usuario auto productor, de acuerdo con la tarifa correspondiente; por el contrario, si la medición leída corresponde a una inyección de energía del usuario hacia el Sistema de Distribución, el Distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del Usuario que se debitará en el futuro.

Normativa del modelo de comercialización en Costa Rica

En Costa Rica el Ministerio de Ambiente y energía se encarga de emitir las políticas ambientales en el desarrollo de la protección ambiental, la Dirección de Energía es la entidad encargada de regular todos los aspectos relativos a la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables y se encarga a la vez de registrar todos los contratos de interconexión. La actividad de generación distribuida para autoconsumo es una herramienta que promueve el uso de las energías renovables y contribuye con el cumplimiento de la meta establecida por el país de ser carbono neutral. La red de distribución eléctrica es utilizada

¹⁶Comisión nacional de energía eléctrica (CNEE), Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios auto productores con excedentes de energía (NTGDR), GUATEMALA, 2014.

como un medio de almacenamiento de energía por lo que los productores-consumidores inyectan la energía no consumida a la red, o bien, pueden utilizar baterías químicas como sistema de almacenamiento de energía¹⁷.

La generación distribuida para autoconsumo se regula utilizando el modelo contractual de medición neta sencilla la cual consiste en depositar en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual para hacer uso de ella en forma anual, si el productor-consumidor consume más energía que la depositada en la red deberá pagar la diferencia de acuerdo a una tarifa establecida por la Autoridad Regulatoria de los Servicios Públicos (ARESEP).

Entre las obligaciones que tiene la empresa distribuidora están el de realizar los estudios técnicos para determinar la capacidad máxima de potencia que se puede agregar a cada circuito por parte de cada productor-consumidor. Además, la empresa distribuidora tiene las siguientes obligaciones¹⁵:

- d. Implementar la actividad de generación distribuida para autoconsumo.
- e. Establecer una plataforma de información con los procedimientos, requisitos, condiciones técnicas, normas técnicas y cualquier otro requerimiento que se deba cumplir.
- f. Garantizar el cumplimiento de las normas de calidad, cantidad, confiabilidad, continuidad, oportunidad y prestación óptima del servicio de suministro eléctrico que brinda.
- g. Inscribir el contrato de interconexión en el Registro de Generación Distribuida ante la Dirección de Energía, dentro de los ocho días hábiles posteriores a su firma.
- h. Brindar toda la información solicitada por la Dirección de Energía en relación a la actividad de generación distribuida.

En el Reglamento de Generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables el productor tiene dos figuras¹⁵:

- a. Productor con un sistema de generación no interconectado a la red de distribución.
- b. Productor-consumidor con un sistema de generación interconectado a la red de distribución.

Entre las responsabilidades que tiene el productor-consumidor no interconectado se encuentran:

- a. Asegurar que la instalación eléctrica de su inmueble, cumpla con la legislación vigente y las normas técnicas exigibles al efecto.

¹⁷ Reglamento para Generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables Modelo de contratación medición neta sencilla, Ministerio de ambiente y energía, Costa Rica, Agosto de 2015.

- b. Utilizar dispositivos para almacenamiento de energía que cumplan con la regulación técnica correspondiente.
- c. Contar con las condiciones apropiadas para la instalación de los dispositivos de almacenamiento.
- d. Operar de forma segura el sistema de generación que instale.
- e. Instalar los sistemas necesarios para evitar que su sistema entre en contacto con la red de distribución eléctrica.
- f. Hacer una correcta disposición final de los residuos de los dispositivos para el almacenamiento de la energía de acuerdo a la legislación vigente.

Entre las responsabilidades que tiene el productor-consumidor interconectado se encuentran¹⁸:

- a. Previo a instalar el sistema de generación distribuida debe contar con el permiso de instalación emitido por la empresa distribuidora.
- b. Instalar únicamente equipos que cumplan las especificaciones técnicas, constructivas y operativas contempladas en las normas técnicas nacionales e internacionales.
- c. El diseño del sistema de generación deberá estar firmado y sellado por un ingeniero colegiado y visado por el Colegio Federado de Ingenieros y Arquitectos.
- d. Adecuar y mantener el sistema estructural y eléctrico de su inmueble, para los nuevos requerimientos del sistema de generación, de conformidad con la legislación vigente y las normas técnicas exigibles al efecto.
- e. Diseñar, construir, operar y mantener el sistema de generación y sus instalaciones eléctricas de conformidad con la legislación vigente y las normas técnicas exigibles al efecto.
- f. Cumplir en todos sus extremos el contrato de interconexión suscrito con la empresa distribuidora.
- g. Permitir el acceso de personal de la empresa distribuidora al área donde ubique el sistema de generación distribuida.
- h. Atender las consultas y recomendaciones que la empresa distribuidora le realice en cumplimiento con este reglamento y las normas técnicas.
- i. Hacer una correcta disposición final de los residuos de los dispositivos para el almacenamiento de la energía de acuerdo a la legislación vigente.

2. NORMAS TÉCNICAS INTERNACIONALES PARA LOS SISTEMAS FV AUTÓNOMOS

¹⁸Reglamento para Generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables Modelo de contratación medición neta sencilla, Ministerio de ambiente y energía, Costa Rica, Agosto de 2015.

Una forma de evaluar la calidad de un panel solar es a través de sus certificaciones. Una certificación es una actividad mediante la cual una entidad independiente al fabricante testifica que el producto cumple con las normas de calidad o seguridad aplicables.

En el mundo existen una serie de organismos internacionales de normalización en lo relativo a los requisitos que deben cumplir los componentes y los sistemas fotovoltaicos autónomos para ser considerados seguros y confiables.

En general existen varios organismos certificadores tanto americanos como europeos que deben ser tomados en cuenta al momento de evaluar la calidad de la tecnología fotovoltaica a fin de realizar la mejor selección del sistema como por ejemplo:

Conformidad Europea (CE) Se encuentra en los productos que cumplen las regulaciones europeas y es un certificado de autenticación. CE es una marca de conformidad obligatoria en muchos productos que se adquieren en el Espacio Económico Europeo (EEE)¹⁹. Al añadir la marca CE a un producto, el fabricante declara, bajo su exclusiva responsabilidad, la conformidad de dicho producto con todos los requisitos legales exigidos para alcanzar el mercado CE y asegura la validez del producto para ser vendido en todo el Espacio Económico Europeo. Es decir el producto tiene libre circulación en el EEE.



Underwriters Laboratories Inc. (UL) Es una organización independiente, que desarrolla pruebas de seguridad privadas y realiza certificación de productos. La marca UL no es requerida por la ley, sin embargo, puede ser extremadamente difícil vender paneles solares en el mundo sin la marca UL. En los **Estados Unidos** por ejemplo sin la marca UL:



1. No se permite conectar los paneles solares a la red
2. No se reciben bonificaciones del gobierno y los incentivos fiscales de cada estado

¹⁹ Marca CE (certificación) en equipos eléctricos [en línea]. APS Valencia, 2017<https://apsvalencia.com/2010/04/06/certificacion-de-paneles-y-modulos-solares/>

3. Anula o penaliza la cobertura del seguro de la instalación²⁰

Comisión Electrotécnica Internacional (IEC). La Comisión Electrotécnica Internacional (CEI), más conocida por sus siglas en inglés: IEC (International Electrotechnical Commission), es una organización de normalización en los campos: eléctrico, electrónico y tecnologías relacionadas²¹.



La CEI fue fundada en 1906, siguiendo una resolución del año 1904 aprobada en el “Congreso Internacional Eléctrico” en San Luis (Misuri). Su primer presidente fue Lord Kelvin. Tenía su sede en Londres hasta que en 1948 se trasladó a Ginebra. Actualmente posee alrededor de 84 miembros y 85 países afiliados (países en desarrollo que participan sin costo en el programa País Afiliado de IEC), El Salvador es país afiliado

Numerosas normas se desarrollan conjuntamente con la Organización Internacional de Normalización (International Organization for Standardization, ISO): normas ISO/IEC. La misión de la IEC es promover entre sus miembros la cooperación internacional en todas las áreas de la normalización electrotécnica. La IEC ha escrito una serie de normativas relacionadas con la tecnología fotovoltaica y podemos encontrar en la siguiente tabla un resumen de algunas de ellas:

²⁰ Marca CE (certificación) en equipos eléctricos [en línea]. APS Valencia, 2017<https://apsvalencia.com/2010/04/06/certificacion-de-paneles-y-modulos-solares/>

²¹ Wikipedia [en línea]https://es.wikipedia.org/wiki/Comisi%C3%A9n_Electrot%C3%A9cnica_internacional

Tabla 2.0 Resumen Normativas IEC

ESTANDAR	DESCRIPCION	EXPLICACION DE LA NORMA
IEC 61215 Ed.2. 2005 Esp	Módulos FV de silicio cristalino para uso terrestre	Identifica varios campos de falla que deben ser observados para diferentes modulos FV de silicio cristalino en su exposicion al ambiente externo y desarrolla una serie de exámenes que simulan las fallas en un corto tiempo
IEC 61646	Cualificación de diseño y aprobación tipo de módulos fotovoltaicos de capa delgada para uso terrestre	Identifica varios campos de falla que deben ser observados para diferentes modulos fotovoltaicos capa fina en su exposicion al ambiente externo y desarrolla una serie de exámenes que simulan las fallas en un corto tiempo
IEC 61427 Ed.2. 2005 Esp	Acumuladores para sistemas de conversión fotovoltaicos de energía	Requisitos generales y métodos de ensayo para sistemas de baterías y diferentes metodos de examen usados para verificar su desempeño
IEC 61683 Ed.1. 1999 Esp	Sistemas fotovoltaicos - Acondicionadores de potencia -Procedimiento para la medida del rendimiento	Incluye la suma de las características de los acondicionadores de potencia en el que la eficiencia es uno de los principales factores. Un procedimiento de estandarizacion era necesario para medir la eficiencia de los acondicionadores de potencia
IEC 60925 Ed.1.2. 2005 Esp	Balastos electrónicos alimentados en corriente continua para lámparas fluorescentes tubulares. Sección uno: prescripciones de funcionamiento.	Este estandar especifica los requerimientos generales para balastos electronicos para ser usados en instalaciones que no exceden los 250 voltios
IEC 60904 Ed.2. 2006 Esp	Dispositivos fotovoltaicos. Parte 1: Medida de la característica corriente-tensión de dispositivos fotovoltaicos	Los principios de medicion para dispositivos fotovoltaicos terrestres son definidos en la norma IEC 60904. Una de las partes mas importantes del estandar son las condiciones de testeo es la distribucion espectral de la irradianza conocida.
IEC 61173 Ed 1. 1992 Esp	Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía. Guía.	Sirve de guía para la proteccion contra las sobretensiones en sistemas fotovoltaicos productores de energia tanto aislados como conetados a la red de distribucion. Intenta definir los origenes de las sobretensiones aleatorias y definir los tipos de protecciones como puesta a tierra, blindaje, interceptacion de las ondas de choque y los dispositivos de proteccion.
IEC 61194 Ed.1. 1992 Esp	Parámetros característicos de los sistemas fotovoltaicos (FV) autónomos	Esta norma internacional define los mayores parametros electricos, mecanicos y medioambientales para la descripcion y analisis de sistemas autonomos fotovoltaicos
IEC 61829 Ed.1. 1995 Esp	Campos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino - Medida en el sitio de características I-V.	Especifica los procedimientos para la medición in sitio de las características fotovoltaicas de placas planas (PV), las condiciones meteorológicas que las acompañan y el uso de éstas para traducirlas a condiciones de prueba estándar (STC) u otras condiciones seleccionadas. Esta nueva edición incluye: - aborda muchos procedimientos anticuados; - acomoda los trasos de curva I-V comercialmente utilizados; - proporciona un enfoque más práctico para abordar las incertidumbres
IEC 62124 Ed.1. 2004 Esp	Equipos fotovoltaicos (FV) autónomos. Verificación de diseño	El examen de desempeño consiste en chequear la funcionalidad, autonomia y la capacidad de recuperacion después de periodos de bajo estado de carga de la batería, y por lo tanto da una seguridad razonable de que el sistema no fallará prematuramente. Las condiciones de ensayo pretenden representar la mayoría de las zonas climáticas para las que se

2.1 NORMATIVA RESPECTO A LA SELECCIÓN DE LOS PRINCIPALES COMPONENTES DE UN SISTEMA FV

Módulos fotovoltaicos

El módulo fotovoltaico (generador de potencia eléctrica básico) debe cumplir los siguientes puntos para ser considerado para la selección²²:

- Ser nuevos.
- Tener placa de identificación original indicando: especificaciones eléctricas, fabricante, marca, modelo y número de serie.
- Los módulos pueden ser flexibles o rígidos; de silicio cristalino o de película delgada. Si tienen marco metálico, éste debe ser de aluminio anodizado. En caso de que el módulo esté encapsulado en vidrio, éste debe ser del tipo templado.
- Deben satisfacer los requisitos de la norma IEC 61215 (módulos FV de silicio cristalino) o la IEC 61646 (módulos FV de película delgada - silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio), según corresponda al tipo de módulo FV.
- Tener caja de conexiones para servicio en intemperie para índice de protección IP65 (a prueba de lluvia y polvo).
 - Donde IP significa del inglés: Ingress Protection
 - El primer dígito es para la protección contra el polvo, en este caso el 6 significa que el polvo no debe entrar bajo ninguna circunstancia.
 - El segundo dígito identifica la protección contra la lluvia, en este caso el 5 significa que no debe entrar el agua arrojada a chorro (desde cualquier ángulo) por medio de una boquilla de 6,3 mm de diámetro, a un promedio de 12,5 litros por minuto y a una presión de 30 kN/m² durante un tiempo que no sea menor a 3 minutos y a una distancia no menor de 3 metros.
- La caja de conexiones debe tener conectores rápidos para servicio en intemperie con las siguientes características mínimas: sistema de bloqueo, tensión eléctrica de aislamiento mínimo 600 V, temperatura de operación hasta de 90°C, índice de protección para la conexión IP65 o superior.
- Tener el certificado de conformidad de producto emitido por un organismo de certificación acreditado. Se debe demostrar el cumplimiento con las normas IEC 61215 para módulos FV de silicio cristalino y la IEC 61646 para módulos FV de película delgada (silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio). Lo anterior, mediante el certificado correspondiente emitido por el NCB (National Certification Body), miembro de IECCE, CB Scheme, así como el informe de pruebas emitido por un laboratorio (CBTL Certification Body Testing Laboratory) que sea acreditado bajo ISO/IEC 17025. La verificación del certificado será por medio de la página web www.iecee.org.

• ²² Especificaciones Técnicas de Seguridad y Funcionamiento de proyectos e instalaciones de Sistemas Fotovoltaicos.

- La placa de identificación debe tener el sello del organismo de certificación que certifica las características y seguridad del producto. En caso de carecer de sello, presentar el certificado de conformidad.

Inversor para proyecto fotovoltaico

Características que debe tomar en cuenta con la selección del inversor fotovoltaico²³:

- Se debe demostrar el cumplimiento con las normas internacionales IEC 62109-1, IEC 62109-2 o alternativamente la Norma UL 1741 basada en la Norma IEEE 1547. La verificación del certificado será por medio de la página web www.iecee.org.
- Contar con el certificado correspondiente que garantice el cumplimiento de los requerimientos eléctricos para la función de prevención de aislamiento con sistemas fotovoltaicos conectados a la red nacional o para el caso a la red de la distribuidora de acuerdo a la Norma IEC 62116:2008 Ed 1, o la Norma UL 1741 que permite su conexión a la red.
- Tener una eficiencia igual o mayor que 95 % a la potencia nominal del sistema.
- Tener una placa de identificación que incluya información de la marca, modelo, y especificaciones del fabricante.
- Tener la capacidad para el manejo de energía de acuerdo al diseño del sistema fotovoltaico. La potencia de salida del inversor nunca deberá ser menor a la potencia pico del arreglo FV.
- El suministrador del equipo debe garantizar que la tensión eléctrica en el punto de máxima potencia de la Fuente de Energía FV, a cualquier temperatura ambiente, se ajusta al intervalo de tensión eléctrica de operación del inversor.
- Debe contar con un envolvente con índice de protección IP54 si su uso es en interiores, IP65 o superior si es para uso en intemperie.
- Contar con tablilla de conexión con terminales, enchufes o conectores rápidos con índice de protección IP65 y protección contra descargas eléctricas y conexión a tierra.

Cable para plantas fotovoltaicas

Los cables externos deberán ser aptos para operar a la intemperie resistir las altas y bajas temperaturas, así como resistir los rayos ultravioletas, poseer resistencia mecánica además de

• ²³ Especificaciones Técnicas de Seguridad y Funcionamiento de proyectos e instalaciones FV.

una larga vida útil. Por lo que su selección debe ser hecha con cuidado. A continuación, se reflejan algunas de las normas IEC y UL más importantes al respecto para cables.



Figura 2.0 Normas IEC y UL para cables FV.

Además de las normativas que debe buscarse en el cable al momento de su selección y compra, por el código eléctrico se busca que las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión en ellos sean inferiores al 3% entre el generador fotovoltaico y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente. El color de los cables seleccionados debe ser en base a un código de colores y/o estar debidamente etiquetados para permitir su reconocimiento.

Los colores de aislamiento en los conductores, tanto para sección en corriente alterna como en corriente directa deben satisfacer lo requerido por la NFPA-70 (Comúnmente conocido como NEC-2008) y en la IEC-60364-1:

- a. Corriente directa: negro o rojo para el positivo; blanco para el negativo.
- b. Corriente alterna: para la fase, cualquier color excepto blanco, gris claro, o verde; para el neutro, blanco o gris claro.

pequeñas instalaciones de energía renovable y sistemas híbridos para electrificación rural”).

2.3 NORMATIVA DE LOS SISTEMA DE TIERRA

La conexión a tierra en los sistemas fotovoltaicos es de suma importancia y evita el riesgo de descarga eléctrica para personas en las inmediaciones de la instalación, reduce el riesgo de incendio en caso de un fallo, evita la transmisión de sobretensiones inducidas por rayos etc. Toda la estructura de soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos deberán estar conectados a tierra como mínimo.

Características del sistema de tierra:

- El Sistema Solar fotovoltaico debe contar con un Sistema de Tierra con una resistencia no mayor a 25Ω según se especifica en la norma NFPA-70 y en la IEC-60364-1.
- Toda fuente de energía fotovoltaica de más de 50 V de dos conductores (positivo y negativo), debe tener un conductor sólidamente puesto a tierra; o en sistemas de tres conductores (positivo, negativo y neutro), el neutro debe estar puesto a tierra sólidamente, según lo indica el NEC.

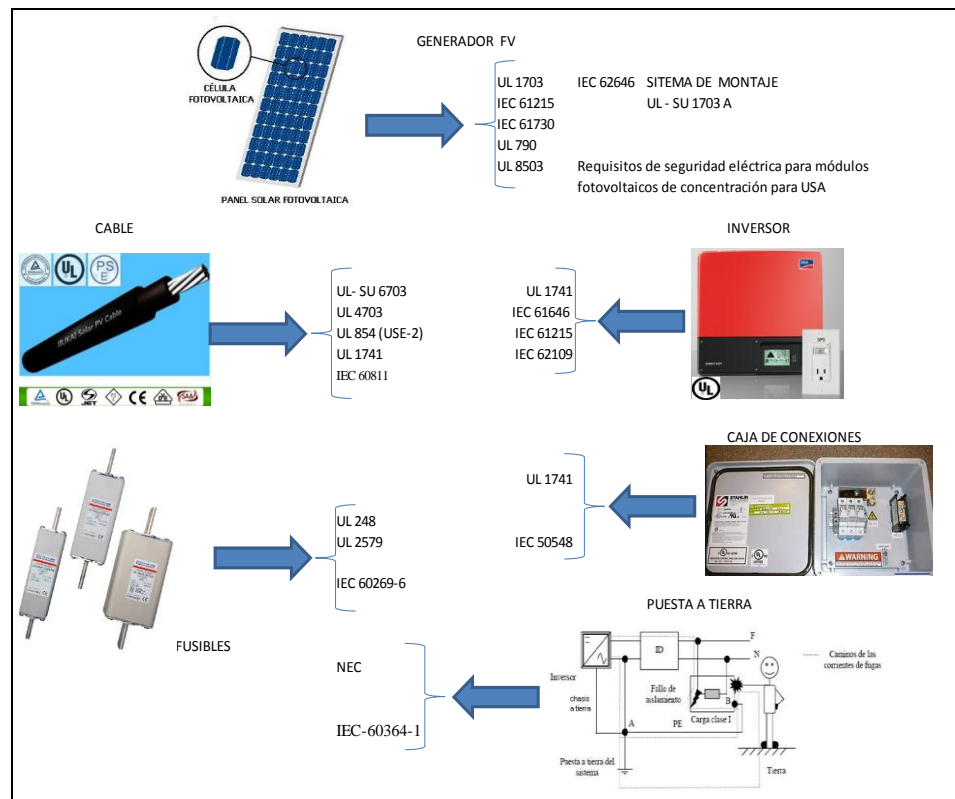


Figura 2.1 Resumen de Certificación y ensayos de sistemas fotovoltaicos bajo normas IEC y UL

Algunos fabricantes en busca de hacer más atractivos sus productos en el mercado, recurren a la falsificación de certificados para poder comercializar sus productos, sin embargo, podemos verificar la validez de cualquier certificado en línea con unos pocos clics. A continuación, se listan algunos de los servicios de validación más comunes:

Tabla 2.1 Direcciones de validación de certificación

TÜVSÜD:	https://www.tuev-sued.de/industry_and_consumer_products/certificates
TÜVRheinland:	https://www.certipedia.com/
Intertek:	http://www.intertek.com/business-assurance/certificate-validation/
UL:	http://database.ul.com/cgi-bin/XYV/template/LISEXT/1FRAME/index.html?utm_source=ulcom&utm_medium=web&utm_campaign=database
CE:	http://ec.europa.eu/growth/single-market/ce-marking/manufacturers/conformity_en
CSA:	http://www.csagroup.org/services/testing-and-certification/certified-product-listing/

2.4 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS

En nuestro país ya contamos con una normativa legal que regula el sector eléctrico establecido en la Ley General de Electricidad (LGE), las cuales se encuentran detalladas en la tabla 2.2.

En el diseño del sistema fotovoltaico conectado a la red, el diseñador tiene que tomar muchas consideraciones y decisiones en cuanto al dimensionamiento y selección de los componentes que conforman el sistema. Por lo tanto existen normas que nos ayudan a dimensionar y tomar ciertas decisiones para tener un sistema eficiente, pero sobre todo, seguro en cuanto a su instalación y puesta en marcha.

Tabla 2.2 Normativa y leyes relacionadas al sector eléctrico de El Salvador²⁴

DOCUMENTOS	OBJETIVOS
<ul style="list-style-type: none"> Ley General de Electricidad – LGE Decreto legislativo no. 843, 1996 Reglamento de la LGE. Decreto Ejecutivo no. 70 1997. 	Regular las actividades referentes a la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en El Salvador.
<ul style="list-style-type: none"> Ley Creación de SIGET, Decreto Legislativo no. 808, 1996. Reglamento de la Ley de creación de la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones, Decreto Ejecutivo no. 56, 1998. 	Creación de institución autónoma de servicio público sin fines de lucro, para aplicar las normas contenidas en tratados internacionales y leyes que rigen los sectores de Electricidad y Telecomunicaciones y sus Reglamentos.
<ul style="list-style-type: none"> Normativa de Construcción para redes de 46kV, 23kV, 13.2 kV, 4.6 kV y 120V/240V. Acuerdo SIGET no. 66-E-2001. 	Exigencias de seguridad y calidad para los sectores relacionados con trabajos de diseño, construcción, supervisión, operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas.
<ul style="list-style-type: none"> Normas de Calidad del Servicio de Los Sistema de Distribución, Acuerdo SIGET no. 192-E-2004. <ul style="list-style-type: none"> Calidad del suministro o servicio técnico (interrupciones). Calidad del producto técnico suministrado (niveles de tensión, perturbaciones en la onda de voltaje). Calidad del servicio comercial (atención al usuario, medios de atención al usuario, precisión de los elementos de medición). 	Regular los índices e indicadores de referencia para calificar la calidad con que las empresas distribuidoras de energía eléctrica suministran los servicios de energía eléctrica a los usuarios de la Red de Distribución.
<ul style="list-style-type: none"> Ley de creación de Consejo Nacional de Energía, Decreto Legislativo no. 404 2007. Reglamento Ley Creación de Consejo Nacional de Energía. Decreto Legislativo no. 76 2008. 	Creación de institución autónoma administrativa para el establecimiento de la política y estrategia que promueva el desarrollo eficiente del sector energético.
<ul style="list-style-type: none"> Ley de Incentivos Fiscales para el fomento de las energías renovables en la generación de electricidad. Decreto Legislativo no. 462 2007. Reglamento de Ley de Incentivos Fiscales. Decreto Legislativo no. 4-2009. 	Promover la realización de inversión en proyectos a partir del uso de fuentes renovable de energía, mediante el aprovechamiento de los recursos hidráulico, geotérmico, eólico, solar y biomasa.
<ul style="list-style-type: none"> Norma técnica de interconexión eléctrica y acceso de usuarios finales a la red de transmisión. Acuerdo SIGET 30-E-2011, enero 2011. 	Determinar los procedimientos, requisitos y responsabilidades aplicables a las interconexiones eléctricas entre operadores para garantizar el principio de libre acceso a las instalaciones de transmisión y distribución, así como la calidad y seguridad del sistema.
<ul style="list-style-type: none"> Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista basado en costos de producción. Acuerdo SIGET no. 335-E-2011, julio 2011. Anexo 10 – Operación en tiempo real. Anexo 12 – Normas de calidad y seguridad operativas. 	Definición de normas técnicas, métodos y/o procedimientos desarrollados por la UT para la operación del sistema de transmisión, considerando aspectos de calidad y seguridad. Los aspectos conceptuales fundamentales de este reglamento son: <ol style="list-style-type: none"> Define un sistema marginal basado en costos para remunerar las transacciones de energía a nivel de generación. Se remunera la capacidad firme de las unidades generadoras.
<ul style="list-style-type: none"> Normativa técnica para caracterizar los proyectos que aprovechen las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica. Acuerdo SIGET no. 162-E-2012. 	Establecer las especificaciones técnicas de caracterización de los proyectos que aprovechan las fuentes renovables en la generación de energía eléctrica para gozar de los beneficios e incentivos fiscales.
<ul style="list-style-type: none"> Normas sobre contratos de largo plazo respaldados con generación distribuida renovable mediante procesos de libre competencia. Acuerdo SIGET 120-E-2013. 	Definir lineamientos para el diseño de Bases que regirán las licitaciones públicas de energía eléctrica con generación distribuida renovable.
<ul style="list-style-type: none"> Plan Maestro para el desarrollo de energías renovables, elaborado por JICA y CNE. Marzo 2010. 	Formulación de un plan maestro para el uso de energías renovables para la generación de energía eléctrica en El Salvador por un período de 15 años, desde 2012 hasta 2026.
<ul style="list-style-type: none"> Decreto N 80 Presidencia de la Republica. Reformas al reglamento de la ley general de electricidad. Abril 2012 	Las centrales de generación de fuentes renovables no convencionales como eólica, biomasa, solar y otras tienen prioridad de despacho, para lo cual se les considera con costo variable de operación igual a cero, salvo excepciones
<ul style="list-style-type: none"> Decreto N 81 Presidencia de la Republica. Reformas al reglamento aplicable a las actividades de comercialización de energía eléctrica. Abril 2012. 	En el caso que el generador venda energía a la red de alto voltaje, pagara el cargo por el uso de la red a la distribuidora según aprobación de SIGET. En el caso de ser generador renovable de hasta 20 MW, no pagara cargo por uso de la red.
<ul style="list-style-type: none"> Decreto ejecutivo N15. Reformas al reglamento general de electricidad. Enero 2013. 	Las distribuidoras tienen la obligatoriedad de suscribir contratos de largo plazo mediante procesos de licitación para los generadores renovables.

²⁴ Luisa Maria Cañas Villacorta, Carlos Alberto Castillo Ortega, Laura Elizabeth Molina Alvarado, Lineamientos para la elaboración de un estudio de prefactibilidad de un proyecto solar fotovoltaico. Caso de estudio San Miguel, El Salvador, Tesis de Graduación, Universidad Don Bosco, 2013.

En nuestro país hemos adoptado el National Electric Code (NEC) de Estados Unidos para normar nuestros sistemas eléctricos. En la parte de sistemas fotovoltaicos, el NEC establece pautas para el dimensionado de conductores, protecciones, sistemas de aterrizado etc.

En la tabla 2.3 se detallan los artículos del NEC que establecen criterios y datos para dimensionado de componentes de un sistema fotovoltaico. En cuanto a normativa europea existen muchas entidades las cuales han normalizado el proceso de fabricación y pruebas de los módulos fotovoltaicos, siendo las más conocidas las normas señaladas en la sección 2.1 de este capítulo. Por otro lado, la Asociación Nacional de Contratistas de Techos de Estados Unidos ha publicado la “Guía para instalación de sistemas fotovoltaicos montados en techos” la cual cubre las mejores prácticas de instalación de sistemas fotovoltaicos en techos por lo que es de suma importancia familiarizarse con esta guía ya que en la etapa de instalación debemos evaluar si el sistema puede o no instalarse en un techo.

Tabla 2.3 Artículos del NEC referentes al diseño de sistemas fotovoltaicos²⁵.

ARTICULO	DESCRIPCION
Artículo 215	a. Circuitos alimentadores.
Artículo 240	b. Dispositivos de protección contra sobrecorrientes y colocación de los mismos.
Artículo 310	a. Dimensionado de conductores y conectores, tipos de aislamiento de conductores, tamaño de conduits y uso de factores de corrección.
Artículo 690	c. Dimensionado del conductor basándose en la ampacidad de éste. d. Dimensionado de circuitos de salida fotovoltaicos desde los módulos hacia el controlador de carga e inversor. e. Pautas de dispositivos de protección por sobrecorriente en los conductores. f. Pautas para puesta a tierra del sistema fotovoltaico. g. Identificación del tipo de sistema utilizado en una determinada instalación. h. Baterías utilizadas en sistemas fotovoltaicos.

Las figuras 2.2 y 2.3 esquematizan los artículos del NEC utilizados para determinar los componentes del sistema fotovoltaico.

²⁵ National Fire Protection Agency (NFPA), National Electric Code (NEC), 2008 Edition, USA 2008.

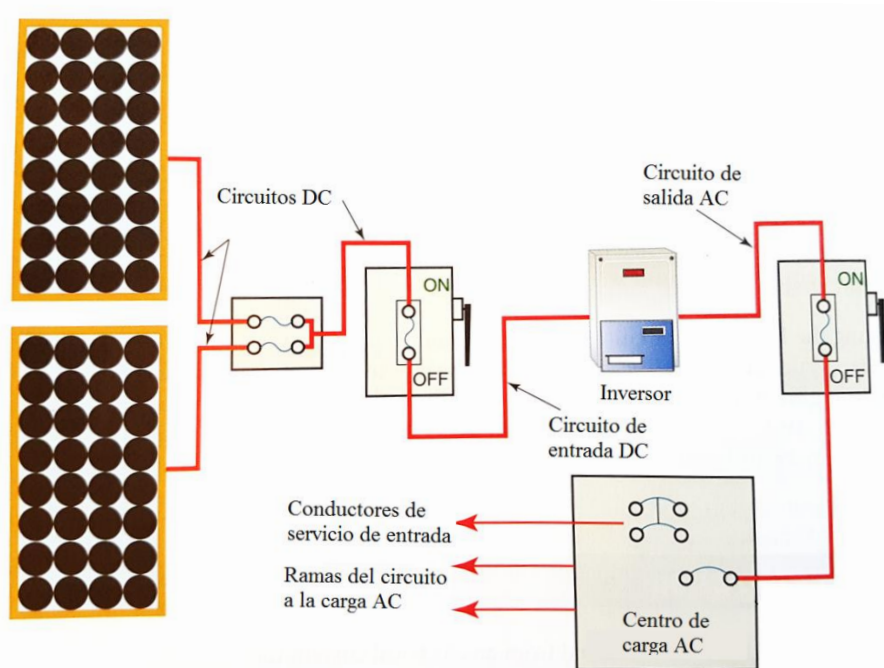


Figura 2.2. Esquema de componentes de un sistema fotovoltaico típico diseñados y seleccionados en base a los artículos 215 y 310 del NEC26.

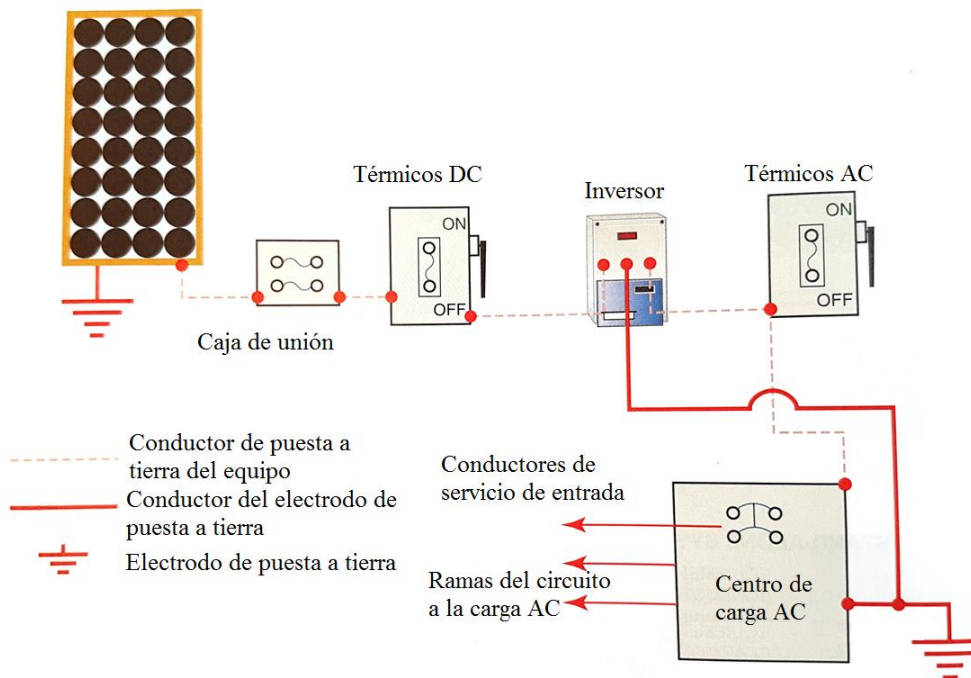


Figura 2.3 Esquema de dispositivos de protección y puesta a tierra de un sistema fotovoltaico típico, diseñados y seleccionados en base a los artículos 240 y 690 del NEC²⁷.

²⁶ National Fire Protection Agency (NFPA), National Electric Code (NEC), 2008 Edition, USA 2008

2.5 DEFINICIÓN DE DISEÑO DE LA PLANTA

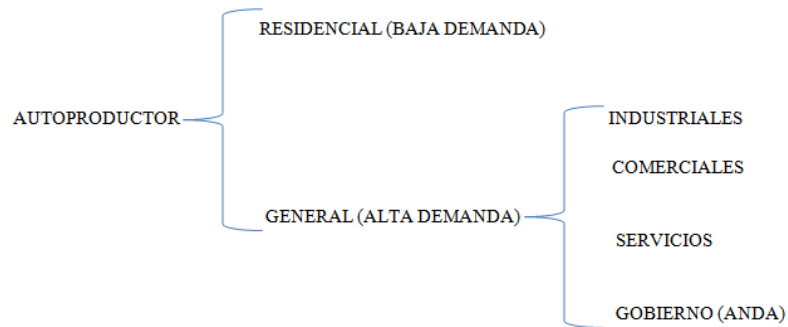
El diseño de un sistema fotovoltaico para autoconsumo conectado a la red incluye los siguientes pasos:

- A. Análisis del tamaño de la planta de generación
- B. Determinar el tamaño del arreglo de módulos fotovoltaicos.
- C. Determinar el tamaño y tipo del inversor.
- D. Determinar el tamaño de los conductores de corriente del sistema.
- E. Determinar y seleccionar los dispositivos auxiliares, de protección y de puesta a tierra del sistema.

A. Análisis del Tamaño de la planta generadora fotovoltaica modelo industrial

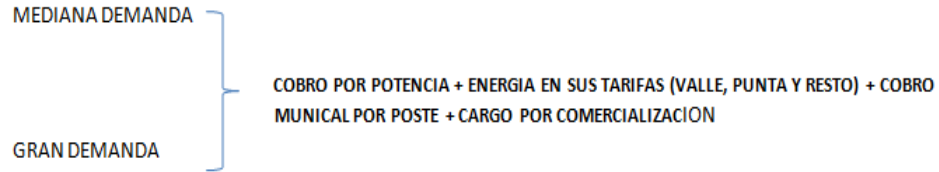
Antes de pasar al análisis del tamaño adecuado de la planta de generación fotovoltaica, es necesario determinar algunos puntos relacionados acerca de la manera como se paga la tarifa eléctrica mensual en El Salvador. A partir de este otro análisis que incluye a los Auto-productores potenciales, podremos determinar el tamaño adecuado de la planta de generación.

En la rama de los autoprodutores encontramos 2 segmentos que a su vez se dividen en otros rubros



2.0 Esquema de segmentos en los que se divide el autoprodutor

De los grupos o segmentos arriba señalados tenemos que los residenciales llamados de baja demanda tienen un cobro de la distribuidora por medio de recibo mensual eléctrico, donde se cobra a través de la energía consumida. En el caso de media y gran demanda, el cobro de la distribuidora es también por recibo mensual eléctrico, aunque aquí el cobro se hace en dos rubros principalmente como son potencia y energía; aunque hay un cobro mínimo municipal por poste y un cargo también mínimo por comercialización.



2.1 Esquema de la demanda

A continuación, podemos observar una serie de gráficos con los que se busca explicar el comportamiento típico de la industria en El Salvador, tomando como ejemplo datos de una empresa del sector productivo en el rubro de la confección. En el primer gráfico (FIG. 2.4) vemos la demanda de potencia graficada de lunes a viernes. Los datos de mediciones del gráfico de la figura 2.4 se pueden encontrar en el anexo 1²⁷.

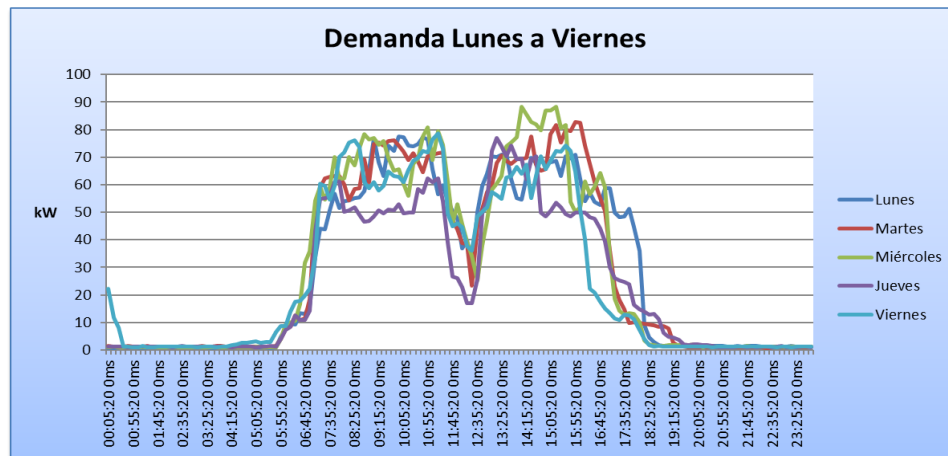


Fig. 2.4 Comportamiento de la demanda del sector confección de el salvador de lunes a viernes.

En el gráfico siguiente (figura 2.5) se aprecia el mismo sector los días sábado y domingo. Las mediciones o datos de dicho gráfico pueden encontrarse en el anexo 2.

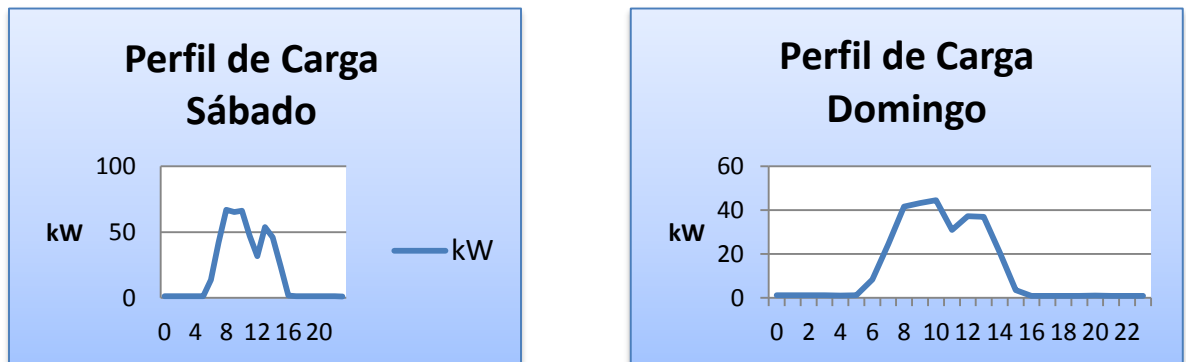


Fig. 2.5 Comportamiento de la demanda del sector confección de el salvador sábado y domingo.

²⁷ Datos de medición real tomados con una analizador de redes eléctricas

En el gráfico de la figura 2.4, apreciamos que el comportamiento de la demanda de potencia es igual o bastante similar en cada día de la semana. Es decir, la demanda de potencia inicia aproximadamente a las 6:00 AM y sigue incrementando hasta aproximadamente las 11:45 AM, donde empieza a decaer por la toma de alimentos del personal de producción y vuelve a elevarse una hora después, para finalmente volver a decaer a las 6:00 PM, cuando se concluye la jornada laboral. Este es el comportamiento típico de una industria, cuyo régimen de producción es durante el día y de lunes a viernes. De tal forma que podemos establecer un gráfico con una línea promedio Fig. 2.6 (datos son tomados del anexo 3 en este documento)

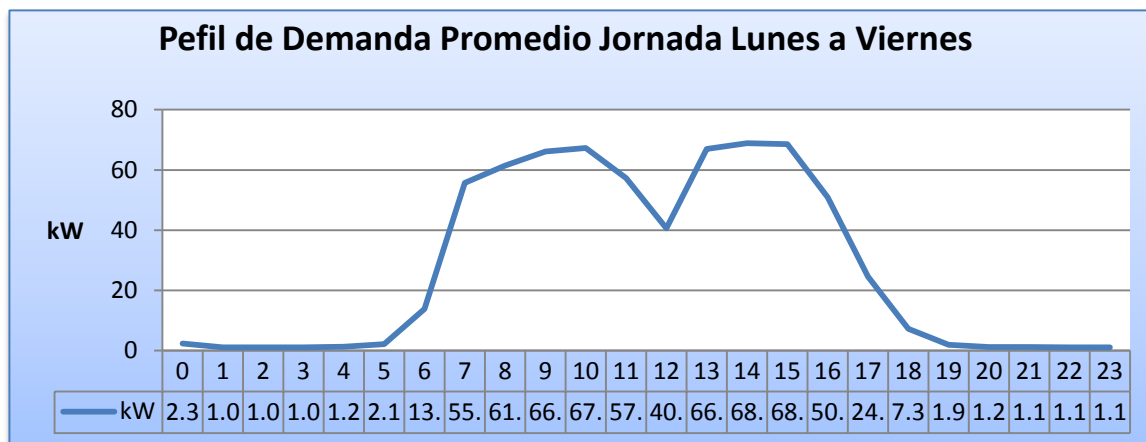


Fig.2.6 Perfil de demanda de potencia promedio diario lunes a viernes

Para establecer cuál debería ser el tamaño de la planta a instalar para un potencial auto-productor como lo es la empresa típica de la confección señalada en el ejemplo, debemos establecer como regla que ya que el análisis que se está realizando es para autoprodutores; debemos entender que su objetivo principal es consumir todo lo que se produzca e inyectar a la red lo menos posible. Tomando este concepto se debe garantizar que la distribuidora no tenga que comprar energía al auto-productor, de tal forma que la energía inyectada a la red ($E_{\text{inyectada}}$), sea siempre menor que la energía consumida ($E_{\text{Consumida}}$).

Podemos establecer que la Potencia máxima pico en KWp para nuestro caso particular se da a las 14:00 horas del día y es alrededor de los 70 KW, (según se aprecia en el anexo 2 a las 14:00 horas del día con un valor de 68.84 KW para ser exactos) y que fueron tomados con un analizador de redes instalado en el interruptor principal de la fábrica y se establece este como el punto de diseño. Se hace así, ya que se desea instalar una planta que supla la mayor demanda del usuario, a fin que la rentabilidad que se obtenga del proyecto fotovoltaico sea la máxima. El área A_1 , es la energía que suministrara la planta de generación de tal forma que $A_1 = E_{\text{GENERADA PV.}}$, mientras el área A_2 , es la energía que consumirá la planta de producción de la red de distribución, de tal forma $A_2 = E_{\text{Consumida de la red}}$ ó sea que A_2 es la energía fuera de A_1 que no es capaz de suministrar la planta Figura 2.7.

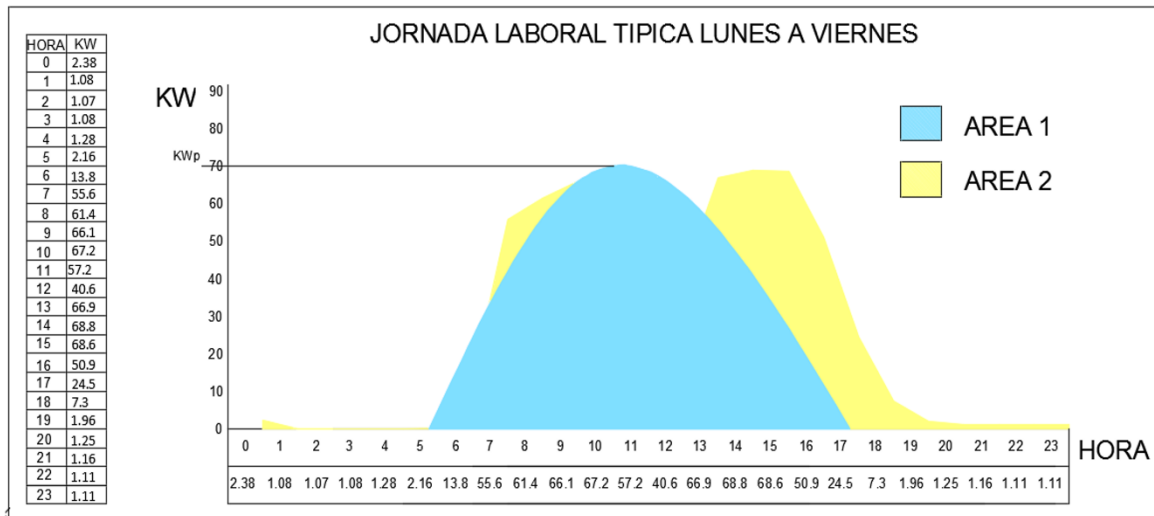


Fig.2.7 Potencia pico de diseño de la planta de generación fotovoltaica.

Lo que podemos observar en el grafico es que con A₁, casi se suple la necesidad de energía de la empresa en estudio durante el día (lunes a viernes) y que A₂ es la energía demandada a la red y esto será de lunes a viernes.

Luego el fin de semana el día domingo que es el día de menor consumo de energía por parte de la empresa en estudio, la planta fotovoltaica produciría energía supliendo todas las necesidades de generación e incluso tendrá un excedente y este excedente deberá ser inyectado a la red. Podemos ver la Fig. 2.8

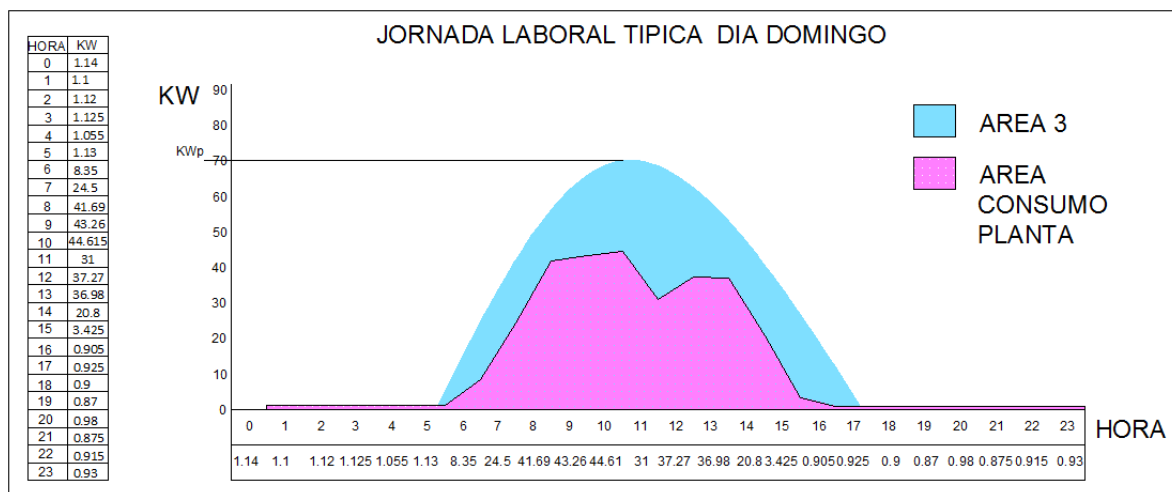


Fig. 2.8 Energía A1 cubre por completo la demanda.

Para que este sistema funcione se deberá cumplir que $A3$ (excedente inyectado a la red) $< 5 A2$ de esta forma nos aseguramos que la distribuidora no tendrá que pagar al auto-productor y que el proyecto de instalación de la planta fotovoltaica, viéndolo desde el auto-productor es un concepto de ahorro o su fin es obtener ahorros y no la generación y comercialización en sí.

A.1 Análisis del Tamaño de la planta modelo vivienda

En este sector, el cobro que las distribuidoras efectúan a cada vivienda se compone de:

- Cargo por energía.
- Cargo por comercialización.
- Cargo por tasa municipal por poste.
- Cargo por distribución.

El modelo propuesto para este sector se basará en la igualdad:

$$\textit{Energía consumida de la red} > \textit{Energía inyectada}$$

La anterior desigualdad garantizará que la distribuidora no pagará ningún excedente de energía producido por el auto-productor.

De igual forma, para cumplir con la premisa de que la distribuidora en ningún momento pagará excedentes de energía, estableceremos una potencia máxima de hasta 5 kW_p ya que de esta manera estamos asegurando que siempre cumpliremos esta condición. Por ejemplo, una familia de clase media en El Salvador tiene un consumo promedio mensual de 200 kWh, valor ligeramente arriba del rango de consumo establecido para obtener subsidio por parte del gobierno del El Salvador²⁸. Establecemos con este ejemplo que un proyecto fotovoltaico se establecería en familias que no gozan de dicho subsidio eléctrico.

Podemos determinar el tamaño de la planta que debería instalar el auto-productor residencial por medio de la siguiente fórmula:

$$E_{cm} = P_{mp} \times 24 \text{ horas} \times 30 \text{ días} \times f.p.$$

En donde:

E_{cm}: energía consumida mensual promedio del auto-productor.

P_p: potencia máxima pico que define el tamaño de la planta, sin considerar pérdidas en el sistema fotovoltaico.

²⁸ Política de subsidio de energía para hogares salvadoreños [en línea]
<http://www.zummaratings.com/SectorElectricoSV.pdf>

f.p.: factor de planta, el cual se tomará de 0.18 equivalente a irradiación de 4.32 kWh/m²/dia²⁹

Despejando la anterior ecuación para obtener la potencia pico del sistema fotovoltaico, se tiene:

$$P_p = \frac{E_{cm}}{24 \text{ horas} \times 30 \text{ días} \times f.p.}$$

Esto quiere decir que si un potencial auto-productor tiene un consumo promedio mensual de 200 kWh, el tamaño de la planta fotovoltaica, en kW_p, que debería instalar en su vivienda deberá ser de:

$$P_p = \frac{200 \text{ kWh}}{24 \text{ horas} \times 30 \text{ días} \times 0.18}$$

$$P_p = 1.54 \text{ kW}$$

En el sistema fotovoltaico siempre se cumple la siguiente condición:

$$P_p(\text{kW D.C.}) > P_{nom}(\text{kW A.C.})$$

Si por otro lado, tenemos en una residencia, un consumo promedio mensual de 800 kW.h, la potencia pico a instalar en el sistema sería:

$$P_p = \frac{800 \text{ kW.h}}{24 \text{ horas} \times 30 \text{ días} \times 0.18}$$

$$P_p = 6.17 \text{ kW}$$

El sistema fotovoltaico a instalar en la vivienda siempre deberá de ser de 5 kW pico ya que siempre debemos de mantener la premisa de que la distribuidora en ningún momento pagará excedentes de energía al auto-productor fotovoltaico. Con esto se mantiene el concepto que la planta fotovoltaica significa un ahorro para el auto-productos residencial.

B. Determinar el tamaño del arreglo de módulos fotovoltaicos

- a. En este punto es importante seleccionar tentativamente el módulo fotovoltaico. Los módulos son seleccionados de acuerdo al material de las celdas ya sea monocristalina, policristalina ó amorfa. En proyectos mayores se recomienda validar los cálculos con el uso de simuladores de los cuales hablaremos en la siguiente sección.
- b. Calcular los kW del arreglo de módulos fotovoltaicos considerando los siguientes factores de corrección:

²⁹ Greg Fletcher, The Electrician's Guide to Photovoltaic System Installation, DELMAR Cengage Learning, USA, 2014.

- ✓ Eficiencia del inversor ≈ 0.90 (conservativo).
- ✓ Pérdidas por temperatura = 0.88
- ✓ Pérdidas en el sistema ≈ 0.85 (Para evitar mayores pérdidas en el sistema, solamente deberían utilizarse el mismo tipo de módulos)

La potencia en kW del arreglo de módulos fotovoltaicos está dada por la ecuación:

$$kW_{array} = \frac{kWh/dia}{(Irradiancia\ promedio\ diaria) \times eficiencias}$$

c. Calcular el número de módulos necesarios por medio de la siguiente fórmula:

$$No.\ módulos = \frac{kW_{array} \times 1000}{Watts_{STC}}$$

En donde:

$Watts_{STC}$ = watts nominales del módulo bajo condiciones de prueba standard.

En esta etapa es importante efectuar un diseño preliminar del arreglo de módulos en el techo, fachada, o lugar de instalación. En el caso de un techo es de suma ayuda bosquejarlo con dimensiones exactas, inclinación, longitud, etc. e insertar los módulos procurando, en la manera de lo posible, que se encuentren libres de sombras en la mayor parte del día, de lo contrario será necesario efectuar un análisis de las sombras en el lugar. También es importante considerar posibles expansiones del sistema fotovoltaico. Este paso es de suma importancia para la etapa de instalación del sistema del cual trataremos posteriormente.

C. Determinar el tamaño y tipo del inversor

La mínima potencia de salida AC del inversor viene dada por la fórmula:

$$P_{minAC} = No.\ módulos \times Watts_{STC}$$

Basado en este dato es necesario seleccionar un inversor con una potencia AC de salida mayor a la obtenida.

El número de inversores necesarios es:

$$No.\ de\ inversores = \frac{P_{minAC}}{P_{AC\ nom}}$$

El número de módulos por inversor está dado por:

$$No.\ módulos\ por\ inversor = \frac{No.\ de\ módulos\ necesario}{No.\ inversores\ necesario}$$

D. Determinar el tamaño de los conductores del sistema

El tamaño del conductor tanto desde el arreglo de módulos hacia el inversor como desde el inversor hacia el centro de carga se selecciona basándose en dos criterios:

- a. Ampacidad.
- b. Caída de voltaje.

El tamaño del conductor seleccionado debe tener una ampacidad igual o mayor que la máxima corriente del circuito y una caída de voltaje no mayor al máximo permitido.

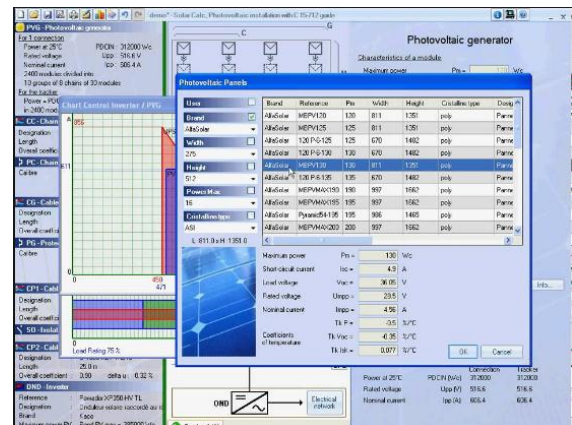
El tamaño del conductor se selecciona basándose en las tablas 310.15 (B)(16) y 310.15 (B)(17) del NEC. Dicha ampacidad debe ser corregida por temperatura, por instalación en techos y por utilizar más de tres conductores en el conduit transportando corriente. El artículo 690.8 del NEC también nos enuncia muchos requerimientos para dimensionar el conductor los cuales es necesario considerar en nuestro diseño.

E. Dispositivos auxiliares, de protección y de puesta a tierra del sistema

Los dispositivos de protección contra sobrecorrientes, red de conducción a tierra y otros dispositivos auxiliares se seleccionan en base a los artículos 240 y 690 del NEC. Las cajas de unión deberán tener protección mínima IP54 si son instaladas externamente.

2.6 SIMULADORES

El análisis de una posible instalación FV tipo industrial (ya sea para autoconsumo o conectada a la red) debe ser realizado con la ayuda de un simulador o software de análisis, ya que es una herramienta fiable que a partir de los últimos años se ha venido mejorando. En la actualidad es únicamente con el uso de estos softwares de análisis, que es posible garantizar con certeza la factibilidad técnica y financiera de un proyecto de esta índole, dado el grado de incertidumbre que se maneja en los proyectos de energía renovable



por su variabilidad que depende del clima, el cual es cambiante a lo largo de un año. Es por esta variabilidad que se menciona que entidades bancarias que financian estos proyectos únicamente lo hacen, si estos proyectos son soportados por el uso de simuladores.

Los simuladores actuales son muy útiles para guiar al usuario en el dimensionamiento de la instalación fotovoltaica para conseguir la mejor solución técnica y económica. Le ayudan además a integrar en el análisis el efecto de sombreado fotovoltaico producido por elementos situados a gran distancia de la instalación como por ejemplo árboles, nubes, edificios etc. Lo más importante es que calculan el rendimiento de la instalación fotovoltaica en términos de kilowatts hora/ por kilowatts pico instalado (kWh/kwp) lo que nos permite comparar que tan eficiente sería la instalación fotovoltaica según la ubicación elegida, el equipo seleccionado, el ángulo de instalación, las horas de luz por día etc. Esta relación también nos permite determinar elementos financieros como TIR, VAN, PAYBACK etc., a partir de la producción anual simulada del generador FV, determinar qué tan rentable es el proyecto.

Como trabaja un simulador o software para cálculo de una planta fotovoltaica

Normalmente los simuladores actuales poseen base de datos de las condiciones de irradianza de diferentes países y localidades pero en su mayoría se pueden agregar bases de datos de mediciones puntuales realizadas a fin de tener un mejor y más exacto resultado.

Un simulador en general pedirá los siguientes datos o información de entrada:

- Latitud y longitud de la ubicación donde se desea instalar la planta solar.
- Parámetros de acimut e inclinación que tendrá el generador fotovoltaico (al variar estos parámetros la captación de la radiación solar cambia y puede ayudar a que el sistema sea más eficiente).
- Información del consumo eléctrico mensual y anual
- Costo del kWh (tomar según promedio de los últimos 6 meses de su factura)
- Qué porcentaje de su consumo eléctrico quiere atender con la instalación solar

Como mínimo el simulador en general debería:

- Realizar el dimensionamiento de instalación fotovoltaica.
- Proporcionar datos de irradiación solar a partir de datos climáticos o la posibilidad de utilizar bases de datos climatológicas de lugar en análisis.
- Calcular el efecto de sombras para el análisis.
- Proporcionar esquema de la instalación fotovoltaica (paneles, inversores, baterías)
- Proporcionar esquema eléctrico de la instalación fotovoltaica (cuadros, cableado, protecciones) generado en automático.
- Análisis financiero de la recuperación de la inversión o Business Plan de la instalación fotovoltaica
- Librerías de soporte en todas las fases de diseño (módulos, inversores etc.)
- Informes técnicos y memoria económica, planos, presupuesto y demás documentación necesaria para el análisis del proyecto.

Con el objetivo de realizar un buen análisis de la planta solar se debe buscar simuladores de uso profesional, ya que aunque en la red es posible encontrar simuladores para plantas fotovoltaicas gratuitos, estos no poseen en su mayoría bases meteorológicas completas y tampoco bases de datos referentes a inversores y módulos fotovoltaicos etc.

2.7 MONTAJE DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Para el montaje de la planta fotovoltaica deberán tomarse en cuenta los siguientes puntos:

La estructura de soporte de la planta FV, pueden ser fija o con seguimiento y deberá analizarse en base a factores como la irradiancia del lugar y rentabilidad del proyecto (estructuras de seguimiento significan una mayor inversión)

- La estructura puede ser de aluminio anodizado, acero al carbón galvanizado en caliente o con un recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva o acero inoxidable
- Para su aplicación en regiones de ambiente salino debe de ser de aluminio anodizado o acero inoxidable.
- La estructura debe de estar diseñada para soportar bajo condiciones de trabajo, corrosión, deformaciones mecánicas tanto estáticas como dinámicas con un anclaje que soporte cargas de viento de acuerdo a las características climatológicas del sitio de instalación (máxima carga permisible para vientos de hasta 180 km/h).
- Si el montaje de la planta FV es sobre techo, deberá dejarse una separación de por lo menos 5 cm entre los módulos y el techo o cubierta para permitir la circulación de aire. La circulación de aire es importante para mantener ventilado los paneles y así evitar la disminución de la eficiencia del sistema por alta temperatura.
- En el caso de montaje sobre el techo de un edificio, deberá realizarse el análisis de carga por medio de un ingeniero estructural certificado para verificar que el peso de

los paneles fotovoltaicos no afectara estructuralmente el edificio o en su defecto realizar el análisis, para determinar la forma de reforzar la estructuralmente el edificio y el techo a fin de no tener problemas.

- La inclinación de la estructura de soporte es comúnmente 10 o 15° sobre la latitud del lugar de la inclinación.

Instalación del arreglo de módulos fotovoltaicos

El arreglo de módulos debe instalarse lo más cerca posible de los otros componentes del sistema para evitar grandes caídas de voltaje en los conductores de ambos circuitos AC y DC. Debe considerarse además el método de montaje y la localización de los módulos para efectos de facilitar la movilidad de las personas por el lugar y facilitar el mantenimiento. Ya sea que el arreglo de módulos sea instalado en techos o fachadas siempre se debe tener en cuenta la carga a la cual estará sometida la estructura de soporte de los módulos dichas cargas comprenden las cargas muertas por el peso mismo de los módulos, cargas por vientos y cargas por sismos que puedan tenerse en el lugar de instalación. A menudo suelen utilizarse materiales como el aluminio estructural 6061 y 6063 ya que son ligeros y relativamente baratos, además de utilizar pernos de acero inoxidable 316 y 403 o galvanizados, si éste es el caso, los pernos deberán tener un material aislante de fibra o goma para que separe ambos materiales, ya que esta combinación puede provocar corrosión galvánica en las superficies de los pernos. En cuanto a seguridad se refiere es una buena consideración utilizar pernos de cabeza única para evitar que alguien vaya a desmontarlos³⁰.

En el caso de arreglos de módulos en serie, la corriente de corto circuito (I_{sc}) no es más alta que la máxima corriente (I_{mp}) por lo que el cortocircuitaje de un arreglo de este tipo no es causa de daño [5], no así en un arreglo en paralelo, ya que la corriente de cortocircuito podría presentar un peligro si llegaran a cortocircuitarse los conductores. Por lo anterior, la sección 690.33 del NEC recomienda el uso de conectores MC para proteger de contactos accidentales o inadvertidos. Si el circuito opera a más de 30 V el NEC recomienda utilizar una herramienta especial para apertura de los conectores.

El instalador debe de escoger el método de instalación de los módulos, basado en la orientación, sombras de la zona, consideraciones climáticas y material del techo. El sistema de montaje puede ser de inclinación fija o móvil, a continuación se detallan los tipos de montajes más utilizados en nuestro país.

Montaje de paneles en techo

³⁰ Greg Fletcher, The Electrician's Guide to Photovoltaic System Installation, DELMAR Cengage Learning, USA, 2014.

Si se ha determinado montar el sistema fotovoltaico en el techo, podemos hacerlo de muchas formas, entre las más utilizadas en nuestro país podemos mencionar:

- a. Montaje directo en el techo o sobre estructura metálica.
- b. Montaje en estructura metálica lastrada.

a. Montaje directo en el techo

En este tipo de montaje, los módulos son sujetos directamente al techo teniendo el mismo ángulo de inclinación que éste, eliminan la necesidad de un estante y un riel de montaje (figura 2.7). Estos módulos suelen trabajar a más alta temperatura ya que el espacio para circulación del aire entre el módulo y el techo es mínimo, además el acceso a los conductores del arreglo es limitado con este tipo de montaje, por esta razón este tipo de montaje es limitado a aplicaciones residenciales [5].

Cuando los módulos se montan sobre una estructura metálica, esta puede ser fija ó móvil para ajustarse a un ángulo que dependerá de la estación del año (figura 2.9). Se utiliza mucho en techos con baja inclinación o techos planos, la circulación del aire alrededor de los módulos se ve mejorada a diferencia de los módulos instalados directamente en el techo y las conexiones eléctricas son más accesibles [5].

Figura 2.9 Módulos fotovoltaicos montados directamente en el techo o en alguna estructura cercana a la superficie del techo.





Figura 2.10 Módulos fotovoltaicos montados en estructura metálica con una inclinación determinada en techo plano³¹.

b. Montaje en estructura metálica lastrada

Son a menudo utilizados en techos planos y en el suelo de edificios comerciales o industriales, este tipo de montaje no requiere perforar el techo para sujetar la estructura metálica de soporte de los módulos por lo que no hay peligro de filtración de agua. La estructura metálica es fabricada de tal manera que en su parte baja es acoplada a una estructura de concreto (figura 2.11) la cual agrega peso y mantiene estables la estructura de soporte de los módulos³².

³¹ Sitio web <http://buildingmaterials.com>

³² Greg Fletcher, *The Electrician's Guide to Photovoltaic System Installation*, DELMAR Cengage Learning, USA, 2014.



Figura 2.11 Módulos fotovoltaicos montados en estructura metálica lastrada³³.

Montaje en postes

En este tipo de montaje los módulos son montados en un sistema de soportes que son sujetos a un poste vertical el cuál es permanentemente asegurado al suelo perforándolo e introduciendo el poste y sellándolo con concreto. Esta opción puede ser un poco más cara que las anteriores en techo pero el mantenimiento de este tipo de instalación es mucho más fácil que las anteriores. Es de suma importancia seguir las instrucciones del fabricante ya que es el quien recomienda el material y diámetro del poste y la altura de éste. Una de las desventajas de este tipo de montaje es que un solo poste no puede acomodar muchos módulos pero tiene la gran ventaja de poder ajustarlos manual o automáticamente por medio de un sistema de seguimiento solar para optimizar el desempeño del arreglo de módulos, por lo tanto, podemos tener un sistema de seguimiento solar de un solo eje en el cual los módulos pueden rotar el eje vertical o el eje norte-sur y sistema de seguimiento de dos ejes (figura 2.12), el cual puede girar el eje vertical de los módulos pero además, ajustar la inclinación de éstos para seguir al sol, o, puede ajustar la inclinación de los módulos y girar el eje norte-sur para seguir al sol³⁴.

³³ Sitio web <http://patriotsolargroup.com>

³⁴ Greg Fletcher, The Electrician's Guide to Photovoltaic System Installation, DELMAR Cengage Learning, USA, 2014.

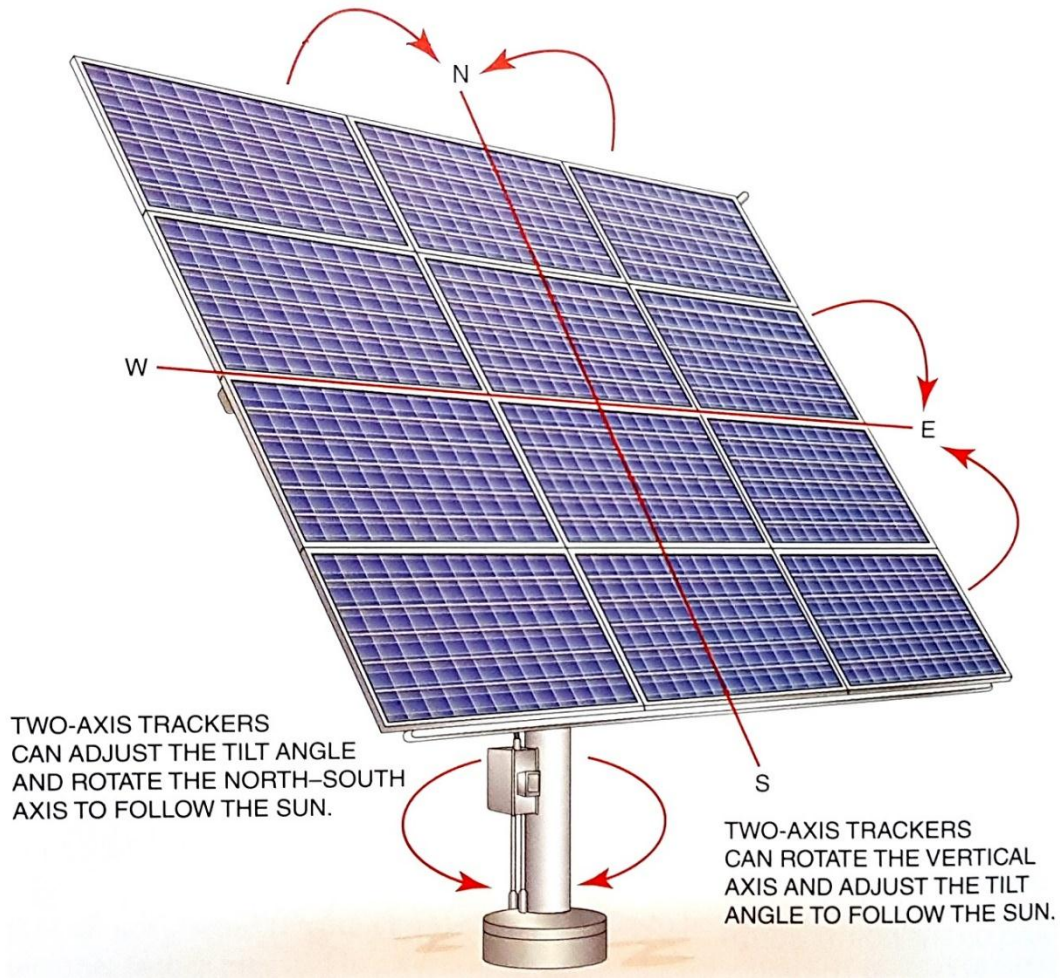


Figura 2.12. Módulos fotovoltaicos instalados en poste con uno o dos eje de seguimiento solar³⁴.

Sistema de montaje en el suelo

En este tipo de sistema la estructura de soporte de los módulos es ligado directamente al suelo a unas zapatas preparadas para este fin (figura 2.13). Al igual que en el sistema de montaje en poste, este sistema puede ajustar manual la estructura para optimizar el desempeño del sistema. Hay que tener en cuenta que la estructura de soporte de los módulos sean de material galvanizado ya que el aluminio es corroído por el contenido de cal del cemento, de igual manera, los pernos deben ser de acero inoxidable



Figura 2.13. Módulos fotovoltaicos instalados en el suelo³⁵.

2.8 CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA INSTALACIÓN DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

1. Para reducir la carga por vientos, la distancia de instalación del arreglo deberá estar a una distancia suficiente desde las esquinas del techo, Como una regla de dedo la distancia deberá ser como mínimo a 5 veces la distancia desde el módulo hasta la superficie del techo³⁶.
2. Para sistemas con voltaje mayor a 50 VDC, los dos polos principales del térmico aislador deben tener al menos 5 mm de holgura entre los contactos para permitir un aislamiento seguro y confiable. Las especificaciones del tipo de placa para el térmico deben expresamente establecer la conveniencia para térmicos DC al nivel de voltaje requerido³⁷.
3. Los módulos son “vivos” cuando son montados e instalados. Ellos no pueden ser apagados. Durante el día los módulos fotovoltaicos proveen voltaje nominal completo. Se recomienda que los módulos sin conectores enchufables a prueba de contacto deberán ser cubiertos con un material a prueba de luz durante la instalación eléctrica³⁷.

³⁵ Sitio web <http://solarprofessional.com>

³⁶ Earthscan, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Planning and Installing fotovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers.

³⁷ Earthscan, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Planning and Installing fotovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers.

4. Cuando se conecten los cables principales de corriente DC, la caja de uniones/combinador, no debe estar viva. Esto se logra abriendo los terminales de aislamiento en la caja. De otra manera, existe muy alto riesgo de que ocurra un arco eléctrico estando presente la potencia entera del arreglo de módulos³⁶.
5. No perforar orificios adicionales en la estructura de los módulos ya que de otra manera se pierde la garantía del fabricante³⁷.
6. Seguir las instrucciones del fabricante de los módulos para ensamblarlos e instalarlos. Esto aplica, en particular, para los puntos de sujeción de los módulos provistos para este propósito³⁷.
7. La instalación deberá ser llevada a cabo en condiciones medioambientales secas³⁷.
8. La accesibilidad de techo libre y limpio deberá ser asegurada después de instalar los módulos para propósitos de mantenimiento e inspección³⁷.
9. Solamente módulos del mismo tipo deberán ser utilizados en el mismo sistema³⁷.
10. No desconectar los conectores de los módulos bajo carga, si es necesario hacerlo, apagar primero el inversor y disparar el térmico DC³⁷.

2.9 CONSIDERACIONES IMPORTANTES PARA INSTALACIÓN DE INVERSORES

1. El inversor debe instalarse siempre siguiendo las instrucciones de instalación del fabricante y hay que protegerlos siempre del polvo, suciedad, altas temperaturas y evitar malas manipulaciones.
2. Los inversores deben instalarse en un lugar en donde se garantice que funcionaran sin fallas³⁸.
3. Los inversores deben ser de fácil accesibilidad por propósitos de servicio y mantenimiento³⁸.
4. Si hay grandes distancias entre la caja de unión y el inversor, un térmico aislador DC debe ser instalado antes del inversor para permitir un aislamiento seguro de la alimentación DC principal aún bajo carga³⁸.

2.10 CONSIDERACIONES PARA LA INSTALACIÓN DE LOS CONDUCTORES DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

Los puntos más importantes a revisar en cuanto a los conductores del sistema son:

³⁸ Earthscan, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Planning and Installing fotovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers.

1. Revisar que los conductores han sido dimensionados apropiadamente basándose en el NEC.
2. Revisar que el conductor fue dimensionado manteniendo una caída de voltaje de no más de 2%.
3. Los conduits han sido adecuadamente dimensionados y verificar que son resistentes a los rayos ultravioleta y clasificados para uso en áreas externas.
4. Revisar que los térmicos a instalar están seleccionados correctamente.
5. Los conductores de salida AC desde el inversor son conectados a la red principal a través de fusibles y térmicos por línea) y a través de los medidores de corriente de la instalación.
6. Los cables deberán ser colocados en áreas sombreadas, si es posible³⁸.
7. Los empalmes de los cables deberán ser resistentes al clima en donde se encuentre el sistema³⁸.
8. Los cables deben ser instalados de tal manera que sean protegidos de los niños, mascotas y roedores³⁹.
9. Poner especial atención a la polaridad de los cables y conectores cuando se conecten³⁹.
10. Etiquetar los cables DC cuando se agrupen cables con diferente tipo de electricidad (DC y AC)³⁹.
11. No colocar los cables sobre el techo, fijarlos al marco de la estructura³⁹.
12. Poner especial atención al radio de curvatura permitido del cable³⁹.

3. COMPARACION MODELOS DE COMERCIALIZACION REGIONALES

3.1 MODELO DE COMERCIALIZACIÓN EN COSTA RICA

En Costa Rica el Ministerio de Ambiente y energía se encarga de emitir las políticas ambientales en el desarrollo de la protección ambiental, la Dirección de Energía es la entidad encargada de regular todos los aspectos relativos a la actividad de generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables y se encarga a la vez de registrar todos los contratos de interconexión. La actividad de generación distribuida para autoconsumo es regulada por medio del modelo contractual de medición neta sencilla descrito en el decreto no. 39220 – MINAE el cual establece las reglas tanto para distribuidores como productores de generación distribuida. En esta modalidad el distribuidor permite que se deposite en la red de distribución la energía no consumida en forma mensual, para hacer uso de ella durante un ciclo anual, en forma de consumo diferido⁴⁰. Si el Autoproducer consume más energía que la que el inyecta a la red

³⁹ Earthscan, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Planning and Installing fotovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers.

⁴⁰ Decreto 39220 – MINAE, Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables, Costa Rica, 2001.

deberá pagar la diferencia basándose en las tarifas definidas por la ARESEP (Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos) como es definido en dicho documento. El productor-consumidor puede depositar en la red de distribución la energía no consumida, y tendrá derecho a retirar hasta un máximo del cuarenta y nueve por ciento (49%) de la energía total generada, para utilizarla en el mes o meses siguientes en un periodo anual¹. La energía total producida y la energía no consumida se contabilizan mensualmente durante un año dentro del proceso de facturación.

3.2 MODELO DE COMERCIALIZACIÓN EN GUATEMALA

En Guatemala existe la norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios autoprodutores con excedentes de energía se acogen a la resolución CNEE-227-2014 por medio de la cual se establecen las responsabilidades que deben de cumplir los autoprodutores y los distribuidores, así como también, la forma de facturación mensual para el Usuario Autoprodutor con Excedente de Energía (UAEE). El sistema de facturación en el que se basa el sistema eléctrico de Guatemala es el de medición neta sencilla, en el cual los usuarios no reciben ningún tipo de pago por inyección de energía a la red de distribución. Para efectos de la facturación mensual del UAEE, el Distribuidor lee cada mes los registros del medidor correspondiente; si la medición neta del mes corresponde a un consumo de energía, cobrará dicho consumo al Usuario, de conformidad con la tarifa que le corresponda; por el contrario, si la medición neta corresponde a una inyección de energía del Usuario hacia el Sistema de Distribución, el Distribuidor se la reconocerá como crédito de energía a favor del Usuario hasta que dicho crédito sea agotado contra el consumo del UAEE; no obstante, el Distribuidor cobrará el Cargo Fijo y los Cargos por Potencia que le sean aplicables a cada Usuario, según la tarifa correspondiente⁴¹. En la tabla 1 se detallan las características principales de cada uno de los sistemas de Generación Distribuida en los casos de Costa Rica y Guatemala.

⁴¹ Resolución CNEE – 227 – 2014, Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, Guatemala, Agosto de 2014.

TABLA 3.1. Características de los sistemas de generación distribuida en Costa Rica y Guatemala

COSTA RICA	GUATEMALA
1. El sistema de medición, registro y lectura del Autoprodutor que inyecta energía a la red debe ser bidireccional.	1. El sistema de medición, registro y lectura del Autoprodutor que inyecta energía a la red debe ser bidireccional.
2. El sistema de facturación por inyección de energía en la red es el de Medición Neta Sencilla El distribuidor efectúa los estudios técnicos necesarios y determina el punto de conexión del Autoprodutor.	2. Sistema de facturación por inyección de energía en la red es el de Medición Neta Sencilla
3. El Autoprodutor tiene derecho a retirar hasta un máximo del 49% de la energía total generada ⁴² .	3. El Distribuidor determina el punto de conexión del Autoprodutor y efectúa los estudios necesarios para ello.
4. La energía total producida y la que no es consumida son contabilizadas mensualmente.	4. Los Autoprodutores no reciben ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada a la red de distribución ⁴³ .
5. Si el Autoprodutor consume más energía de la que el genera, debe pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas.	5. Si el Autoprodutor consume más energía de la que el genera, debe pagar la diferencia de acuerdo a las tarifas establecidas.
6. Los Autoprodutores no reciben ninguna retribución económica, ni de intercambio por cualquier exceso de energía depositada superior al 49%.	6. Los proyectos considerados como Generación Distribuida con Fuentes Renovables debe ser menor a 5 MW.
7. Los proyectos considerados como Generación Distribuida con Fuentes Renovables debe ser menor a 5 MW.	7. La energía total producida y la que no es consumida son contabilizadas mensualmente.

3.3 POSIBLE MODELO DE COMERCIALIZACIÓN

En la sección anterior se hizo un pequeño resumen y análisis de los modelos de comercialización regionales como son el modelo de Guatemala y el modelo de Costa Rica, en los cuales vimos que en ambos casos ponen limite al tamaño del proyecto de generación distribuida renovable hasta 5 MW, que aplica para su modelo y que en general los excedentes inyectados a la red en un mes pueden ser considerados como un crédito a favor del Autoprodutor. De estos dos modelos vemos que ambos pueden ser aplicados al modelo de negocio a establecer entre la distribuidora y el Autoprodutor en El Salvador.

A fin de poder establecer el modelo a seguir es importante también dejar claro el concepto de Autoprodutor o usuario final productor renovable (UFPR), y se define como quien no participa en el Mercado Mayorista de electricidad, y que instala la unidad de generación en su planta productiva con el objeto de abastecer su demanda interna y que, bajo una condición temporal y excepcional, por un período corto de tiempo podría inyectar excedentes de energía a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

⁴² Decreto 39220 – MINAE, Reglamento de Generación Distribuida para Autoconsumo con Fuentes Renovables, Costa Rica, 2001.

⁴³ Resolución CNEE – 227 – 2014, Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoprodutores con Excedentes de Energía, Guatemala, Agosto de 2014.

Habiendo definido el concepto de Autoprodutor renovable como quien genera con el propósito principal de autoabastecerse, para poder generar ahorros en su proceso productivo, más que lograr un beneficio financiero por la venta del excedente de energía a la distribuidora, se debe plantear la siguiente interrogante:

- ¿Cual deberá ser el modelo de comercialización que debe establecerse entre la distribuidora de energía y el Autoprodutor en El Salvador?

3.4 MODELO DE COMERCIALIZACIÓN PARA AUTOPRODUCTOR EN MEDIANA Y GRAN DEMANDA

Para responder a la pregunta anterior hay que explicar cómo funciona actualmente el modelo de negocio de la distribuidora y en qué momento se vuelve rentable este modelo. Primero explicar cómo se compone la facturación mensual al usuario final, según lo establecido por la SIGET en el “Reglamento de la Ley General de Electricidad”, el cual establece que el precio de venta de la energía al cliente final en el sector industrial, es el mismo precio de venta del generador de energía, al distribuidor en el mercado regulador del sistema (MRS) también conocido como mercado SPOT o el mercado de contratos. De tal forma que este precio de venta del generador al distribuidor, se convierte en el primer elemento de costo del distribuidor y se le agregan los costos del sistema UT⁴⁴, más el cargo por potencia firme, más las pérdidas técnicas o propias de la distribución, más los cargos de la comercialización y por último se agrega un cargo de la distribuidora (costo de la distribución) y este es el precio al que distribuidora vende al usuario final del sector industrial.

Precio venta KWh \$USD (usuario final)

$$\begin{aligned} &= \text{Cargos Sistema (UT)} + \text{Potencia Firme} + \text{Perdidas Técnicas} \\ &+ \text{Cargos Comerciales} + \text{Cargos por la distribución} \end{aligned}$$

Es decir en esta parte de la facturación que corresponde a la venta de la energía, la distribuidora no obtiene utilidades y mucho menos rentabilidad ya que únicamente traslado los costos por la energía al usuario final.

⁴⁴ La Unidad de Transacciones (UT) es la compañía privada que se encarga de administrar el mercado mayorista de electricidad; está a cargo del despacho del sistema y funciona como una cámara de compensación. La UT también es la responsable de la operación del sistema de transmisión

El segundo rubro de la facturación mensual lo compone la parte de potencia, y esta es cobrada al usuario final por los picos que se generan por los arranques de su maquinaria al mes. La distribuidora mide el pico más alto y cobra al usuario final en base a una tarifa aprobada por la SIGET. Es en este rubro en el que la distribuidora obtiene su rentabilidad.

Por lo anterior se establece que en la forma de trabajar del UFPR, no altera en nada este último rubro de la facturación y por tanto no afecta el modelo de rentabilidad de la distribuidora sino que el UFPR, con su accionar lo que hará es disminuir la energía (KWh), que se demandara de la distribuidora, debido a la instalación de planta de generación. Sin embargo como hemos visto no es en esta parte del modelo de negocio de la distribuidora donde se encuentra la rentabilidad de su negocio sino en la parte de la potencia.

Puede establecerse además que la energía inyectada a la red por el Autoprodutor puede ser un crédito a favor de este y que este crédito al igual que los modelos antes estudiados puede usarse por el Autoprodutor en un espacio de 30 días (en el modelo de costarricense incluso el crédito tiene vigencia de un año). En este punto debe recordarse la ecuación planteada en el capítulo 2.

(E_{inyectada}), deberá ser siempre menor que la energía consumida de la red (E_{Consumida})

Y más específicamente:

$$A3 \text{ (excedente inyectado a la red)} < 5 A2$$

Dónde:

A2 es la energía demanda a la red de la distribuidora

A3 es la energía inyectada por el Autoprodutor a la red.

Para demostrar que la planta de generación que un UFPR proyecta instalar, tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo. Esta planta deberá cumplir las condiciones siguientes:

1. La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del suministro al que la unidad suplirá la energía (ver figura 2.8)
2. La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual de las instalaciones o planta de producción del UFPR.
3. A las unidades de generación no deberán poseer elementos de almacenaje de energía y la producción mensual estimada de energía detallada en el número 2, deberá ser menor o igual que el consumo promedio mensual del suministro al que suplirá la energía.

Si no se cumple cualquiera de las 3 condiciones anteriores, se presumirá que la instalación de la unidad tiene como finalidad comercializar excedentes de energía y el no clasifica como UFPR.

3.5 MODELO DE COMERCIALIZACIÓN RESIDENCIAL

En el modelo de comercialización residencial debe tomarse en cuenta que a diferencia del modelo para media demanda y gran demanda, en el sector residencial el cargo por potencia o distribución es un cargo energizado. Es decir cada distribuidora cobra una tarifa por estos cargos y lo cobra en base al consumo de energía de la vivienda. Por lo que el modelo anteriormente planteado para mediana y gran demanda deja de ser viable, ya que al disminuir el consumo de energía por la instalación de una placa de generación fotovoltaica en una vivienda en particular, la distribuidora se verá afectada ya que su cargo por potencia esta energizado y por lo tanto al disminuir el productor residencial su consumo de energía reduce el margen que por potencia cobra el distribuidor.

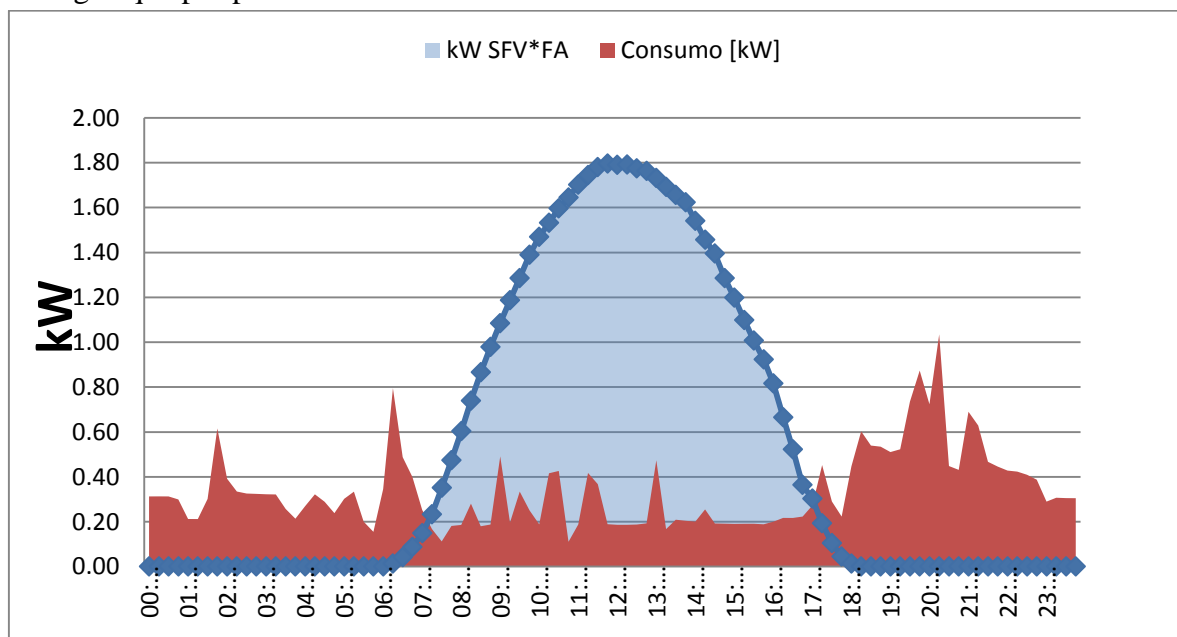


Gráfico 3.1

En gráfico 3.1, puede observarse el consumo típico de una residencia en El Salvador y de la cual se puede sacar las siguientes conclusiones:

- Que la mayor demanda de energía se da alrededor de las 20:00 horas y 20:30 horas y es en este tiempo que se da los mayores picos de potencia del usuario residencial y dado que en el modelo actual la potencia está energizada (se cobra en el cargo de energía), la distribuidora no cobra directamente dichos picos.

- Que con la planta residencial se dejara de demandar energía de la distribuidora y dado que el cargo por potencia esta energizado, esto si puede repercutir en los márgenes de ganancia de la distribuidora poniendo en riesgo el modelo.

Para evitar el problema mencionado se puede o bien aumentar la tarifa de cargo por potencia energizado o colocar un segundo medidor de energía en las instalaciones residenciales como se muestra en la figura 3.0, donde se pasa de un solo medidor bidireccional después del tablero eléctrico a dos medidores colocando el segundo medidor a la salida de inversor y con esto se podría obtener la energía total demanda ($E_{Tdemandada}$)

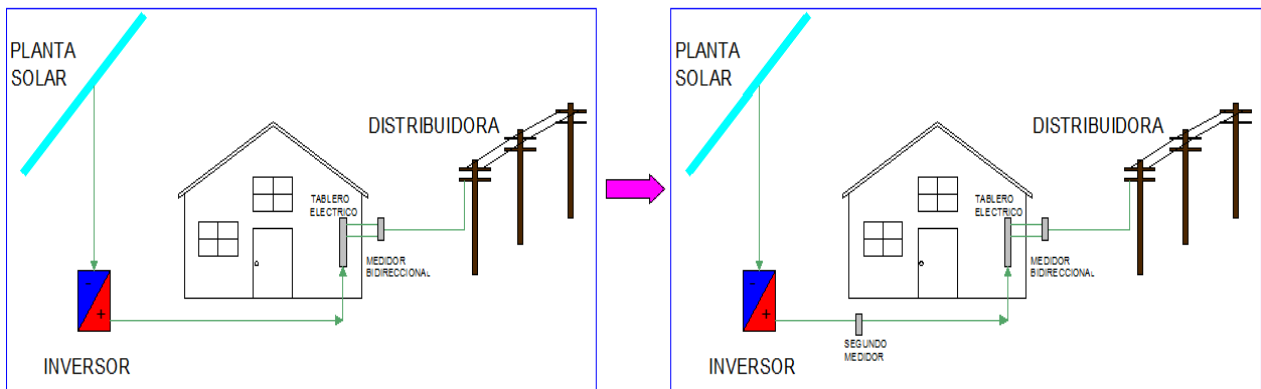


Figura 3.0 Se pasa de la instalación tradicional de un medidor bidireccional a tener dos medidores

De tal forma que:

$$E_{\text{Autoproduccion}} = E_{\text{Generada FV}} - E_{\text{Inyectada red}}$$

$$E_{Tdemandada} = E_{\text{Autoproduccion}} + E_{\text{Red distribución}}$$

En dado caso el cargo de potencia energizado se haría por la energía total demandada conservando la tarifa actual.

Condiciones para el residencial que se deben cumplir para que el modelo residencial sea viable:

- Que el tamaño máximo de la planta de generación sea 5 kW
- Nunca producir más de lo que se consume
- Los excedentes serán absorbidos por la distribuidora
- El modelo se plantea para hogares que están fuera del rango de subsidio establecido por el gobierno, ya que instalar un proyecto fotovoltaico en un hogar subsidiado, no sería rentable o tardaría demasiado tiempo en pagarse.

3.6 BENEFICIOS FINANCIEROS PARA AUTO-PRODUCTORES DE MEDIA Y GRAN DEMANDA CON EL NUEVO MODELO

El Autoprodutor como ya mencionamos anteriormente, su beneficio financiero lo obtiene de los ahorros por la producción y consumo de su propia energía. Se revisamos la figura 2.8 del capítulo anterior podemos calcular que el área A_1 (es la energía que suministrara la planta de generación), de tal forma que $A_1 = E$ (GENERADA PV), es tal que suple aproximadamente el 80% de la necesidad de energía de lunes a viernes por la actividad productiva, que también la podemos representar por A_2 , figura 3.1, esto se puede concluir comparando las áreas.

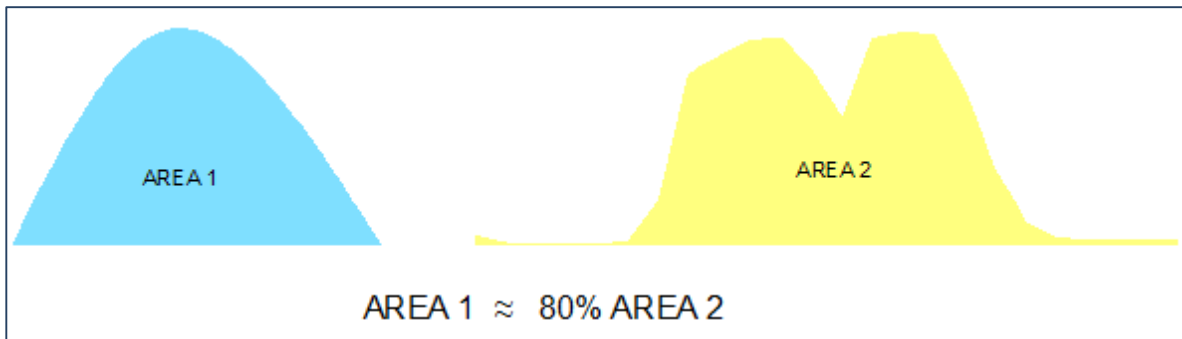


Figura 3.1 Comparación del área de energía producida por la planta fotovoltaica vs la energía requerida para la actividad productiva de lunes a viernes.

Los días sábado y domingo la energía generada es mayor que la demanda y por tanto el excedente se inyecta a la red. Vemos que el A_1 es mucho mayor que A (demanda promedio fin semana). Figura 3.2

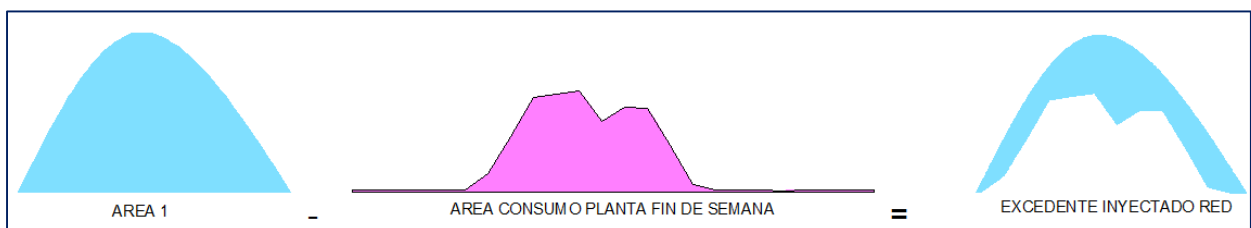


Figura 3.2 Nos muestra la diferencia entre la energía producida menos la consumida en planta para el día domingo

Al hacer un análisis de todas las áreas vemos:

A1 (Generada FV)	80%	A2 (Demandada Red) L-V
	20%	A2 Sera la Energia comprada a Distribuidora L-V
A3 (Excedente Inyectado a Red)	≈ 70%	Energia comprada a Distribuidora L-V
	*	Siempre la energia comprada a la distribuidor es mayor que la inyectada
	**	
Donde : A3 Es principalmente el fin de semana		
≈ es casi igual		
** por lo tanto		

Vemos que el Autoprodutor podrá tener ahorros que rodaran el 80-90% de su factura en la parte de la energía, entendiéndose que la parte de potencia posiblemente se mantenga igual. Esto para el caso del Autoprodutor para mediana y gran demanda.

3.7 BENEFICIOS FINANCIEROS PARA AUTO-PRODUCTORES RESIDENCIALES CON EL NUEVO MODELO

En el caso del productor residencial, su beneficio también es el ahorro en el recibo del cobro. Se limitara según lo que se estableció en el capítulo 2, a no instalar una planta mayor a 5 KWp (considerando un hogar clase media de El Salvador), pero en caso que su demanda sea menor deberá ajustar el tamaño de su planta a su demanda para cumplir que no se generar más de lo que se consume . En el capítulo 2 se presentó 2 ejemplos, el primer hogar con un consumo de 200 KWh y el otro con un consumo promedio mensual de 800 KWh, que nos dieron tamaño de planta de 1.57KWp y 6.17 KWp respectivamente. En el primer caso al instalar una planta de 1.57 KWp el Autoprodutor se auto abastecerá y pagara en su recibo solamente la parte de potencia energizada que ya se explicó anteriormente y los cobros relacionados con impuestos municipales. En el segundo caso el Autoprodutor residencial se deberá limitar a instalar una planta de 5KWp para evitar estar inyectando a la red, el resto de la energía que requiere será suplido por la red de la distribuidora.

4. SEGURIDAD DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS

El artículo 690.9 del NEC trata sobre protecciones y seguridad eléctrica en plantas fotovoltaicas y establece que el circuito de una fuente fotovoltaica, el circuito de salida y el circuito de salida del inversor debe ser protegido en concordancia del artículo 240 del NEC y deberán instalarse dispositivos de protección contra sobrecorriente.

Básicamente se utiliza dos tipos de protecciones

- Fusibles
- Cortacircuitos

Basado en información del proveedor Cooper Bussmann podemos tener diferentes tipos de protecciones en todo el sistema por lo que, en la figura 4.0 se muestra la ubicación de las protecciones que deben tenerse en todo el sistema.

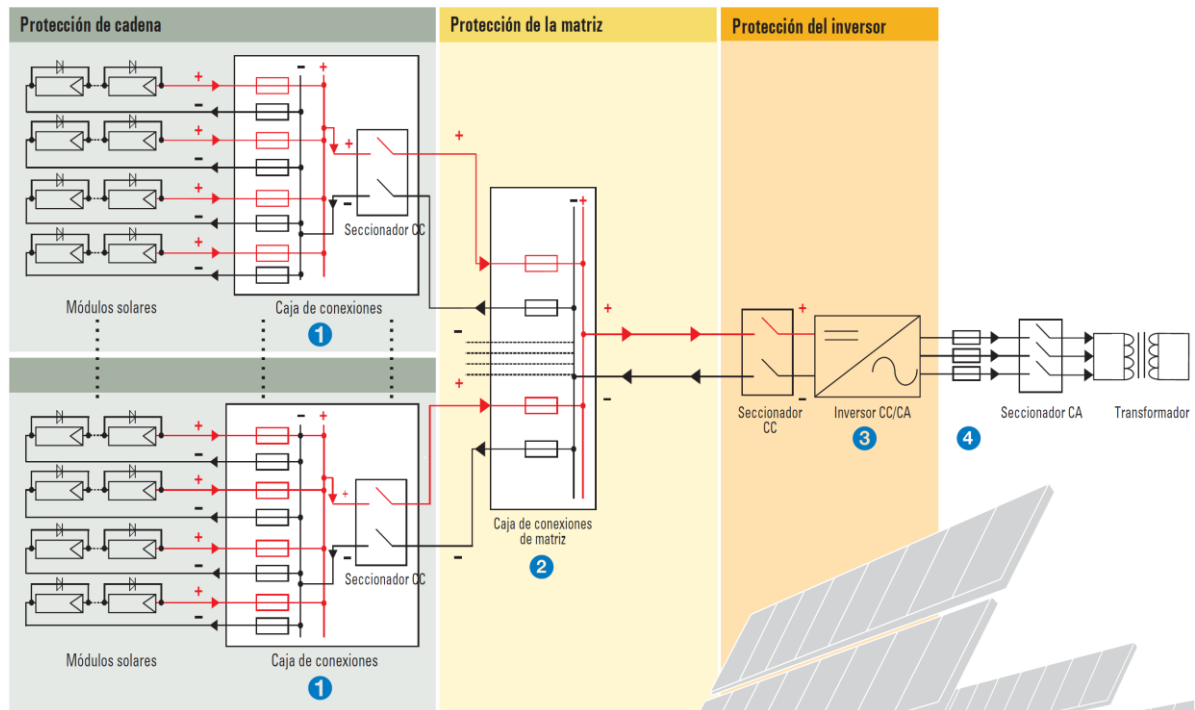


Figura 4.0 Esquema de los distintos tipos de protecciones y su ubicación en un sistema fotovoltaico típico⁴⁵.

4.1 PROTECCIONES PARA CADENAS

Una cadena es una cantidad de módulos fotovoltaicos conectados en serie y una matriz es un cantidad de cadenas conectadas en paralelo. Basándonos en esto y en la figura 4.0 podemos entonces estudiar las protecciones para la cadena primeramente.

En la figura 4.1 Se muestran los elementos de los tipos de protecciones que debemos utilizar para una cadena.

⁴⁵ Seguridades Eléctricas en Plantas Fotovoltaicas [en línea]. EATON, 2017www.eaton.com/electrical

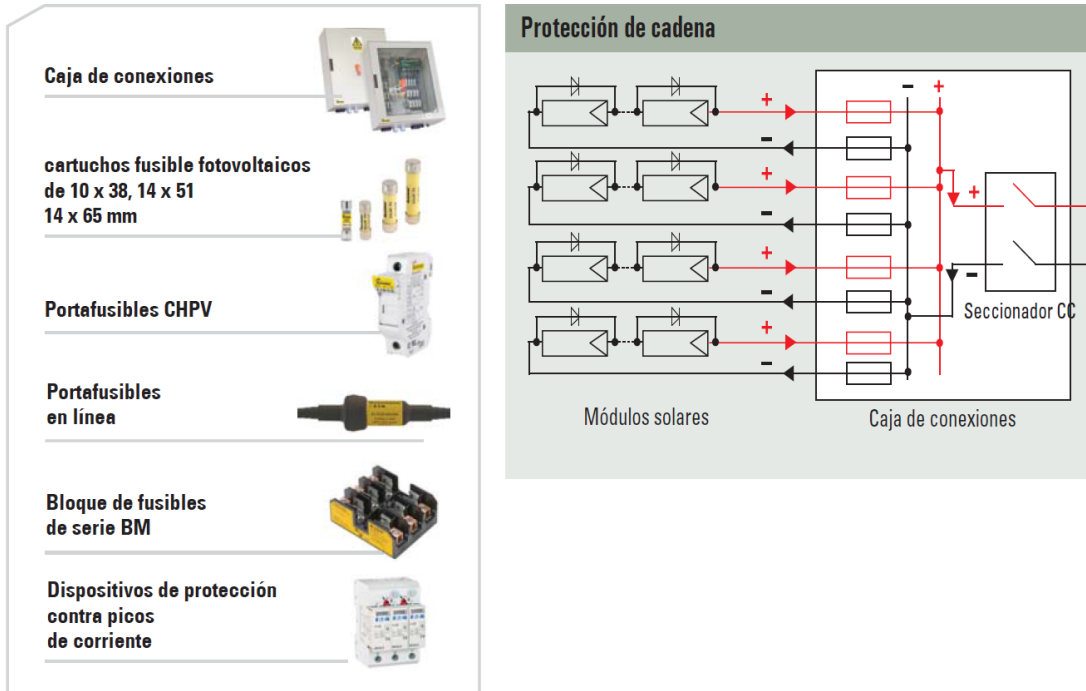


Figura 4.1 Esquema de dispositivos de protección de cadenas de módulos fotovoltaicos⁴⁶.

Basado en requerimientos del NEC, todo cable que no sea aterrizado debe ser protegido por un dispositivo de protección de sobrecorriente, dichos dispositivos deben estar instalados en una caja de conexiones o de unión, dicha caja comúnmente se localiza cercana a la cadena de módulos.

La figura 4.2 muestra el procedimiento para el cálculo de las protecciones, el fabricante recomienda utilizar factores de corrección tanto para corriente (1.56) como para voltaje (1.20) a la hora de calcular las protecciones, esto es para tomar en cuenta las variaciones producidas en la instalación, además de aplicar factor de corrección cuando los dispositivos de protección sean operados en ambientes con temperaturas mayores a 40°C.

La figura 4.2 establece un procedimiento de cálculo para la selección de protecciones muestra una tabla de

⁴⁶Seguridades Eléctricas en Plantas Fotovoltaicas [en línea]. EATON, 2017 www.eaton.com/electrical

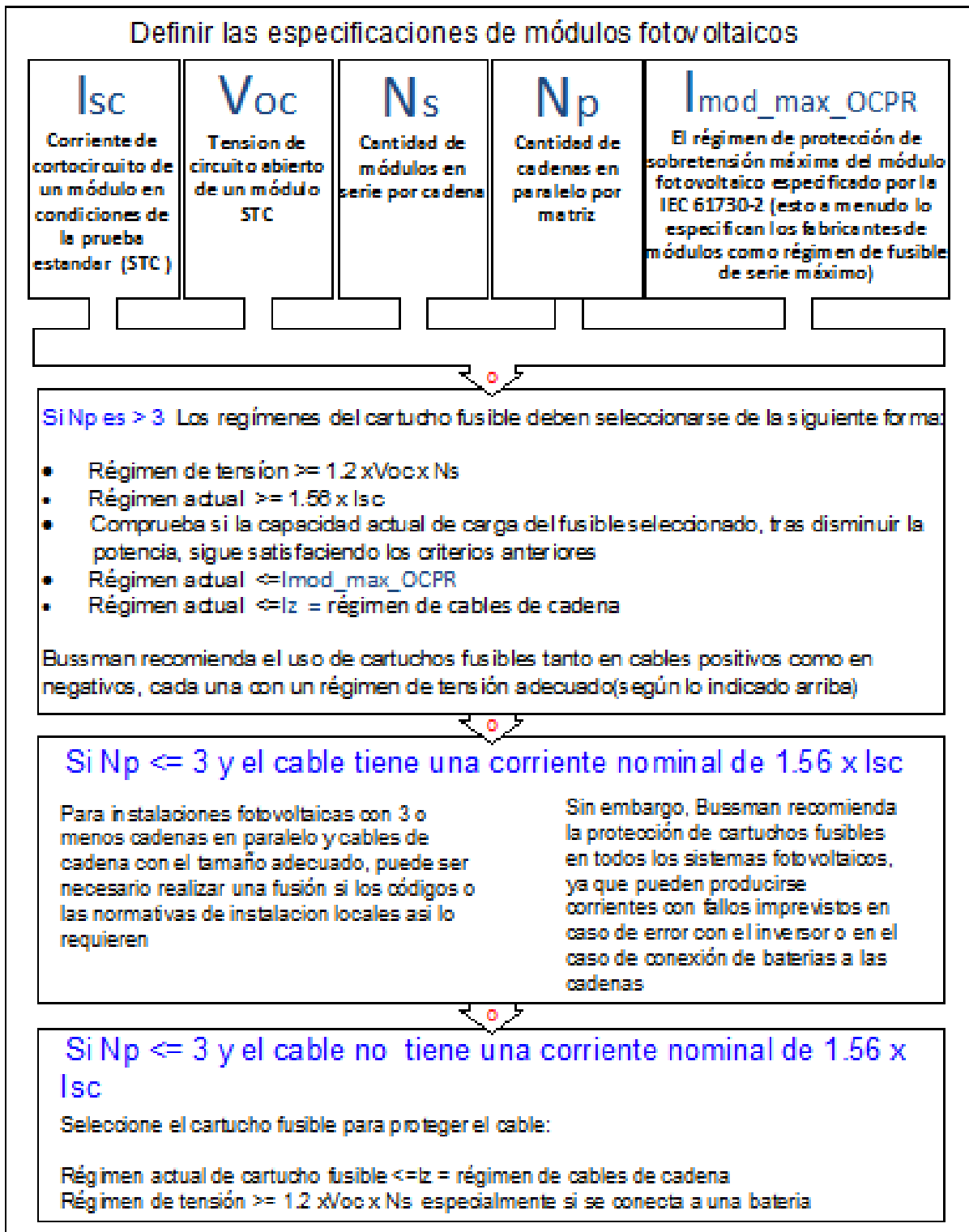


Figura 4.2 Procedimiento de cálculo y selección de las protecciones de cadenas para sistemas fotovoltaicos.⁴⁷

⁴⁷Seguridades Eléctricas en Plantas Fotovoltaicas [en línea]. EATON, 2017 www.eaton.com/electrical

4.2 PROTECCIÓN DE LA MATRIZ

La protección para una matriz se efectúa con la finalidad de que si alguna de ellas fallara, podría aislarse para que el resto del sistema siga generando. La figura 4.3 muestra la ubicación de los fusibles en la línea de carga combinada de las cadenas. La figura 4.4 muestra el procedimiento para calcular las protecciones para la matriz.

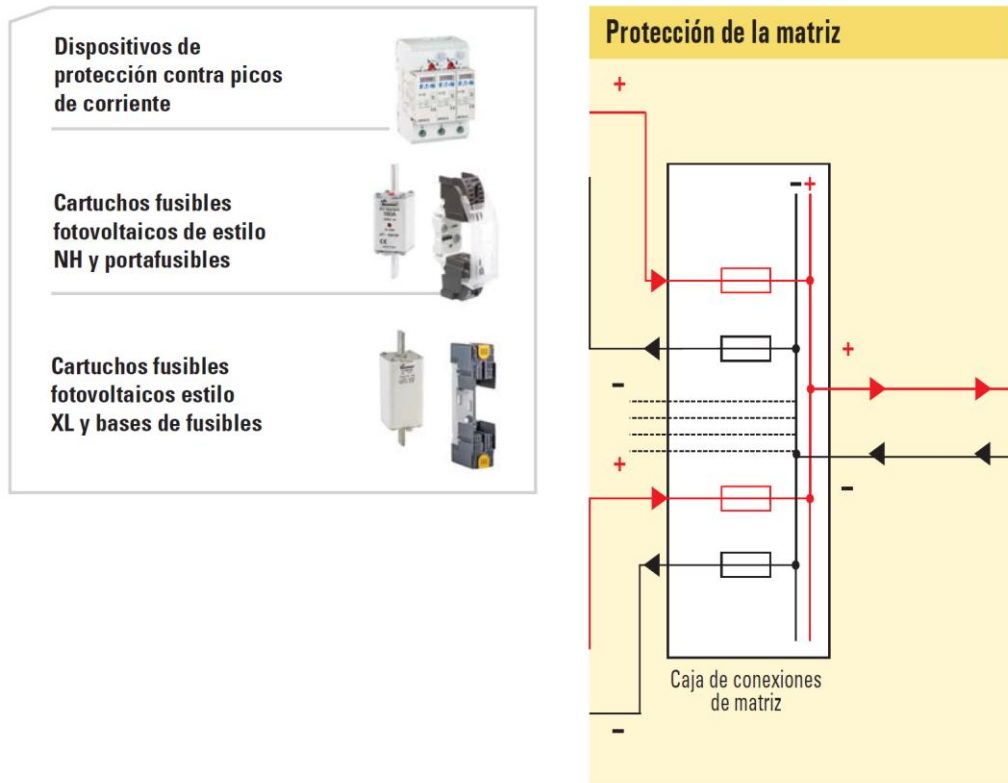


Figura 4.3 Esquema de dispositivos de protección de la matriz en un módulo fotovoltaico⁴⁸.

La sección 690.13 del NEC requiere que el cableado de un circuito DC tenga que tener un medio de desconexión que lo aisle del resto de la instalación. La sección 690.17 especifica que el medio de desconexión sea manualmente operado o por medio de un cortacircuito.

⁴⁸ Seguridades Eléctricas en Plantas Fotovoltaicas [en línea]. EATON, 2017 www.eaton.com/electrical

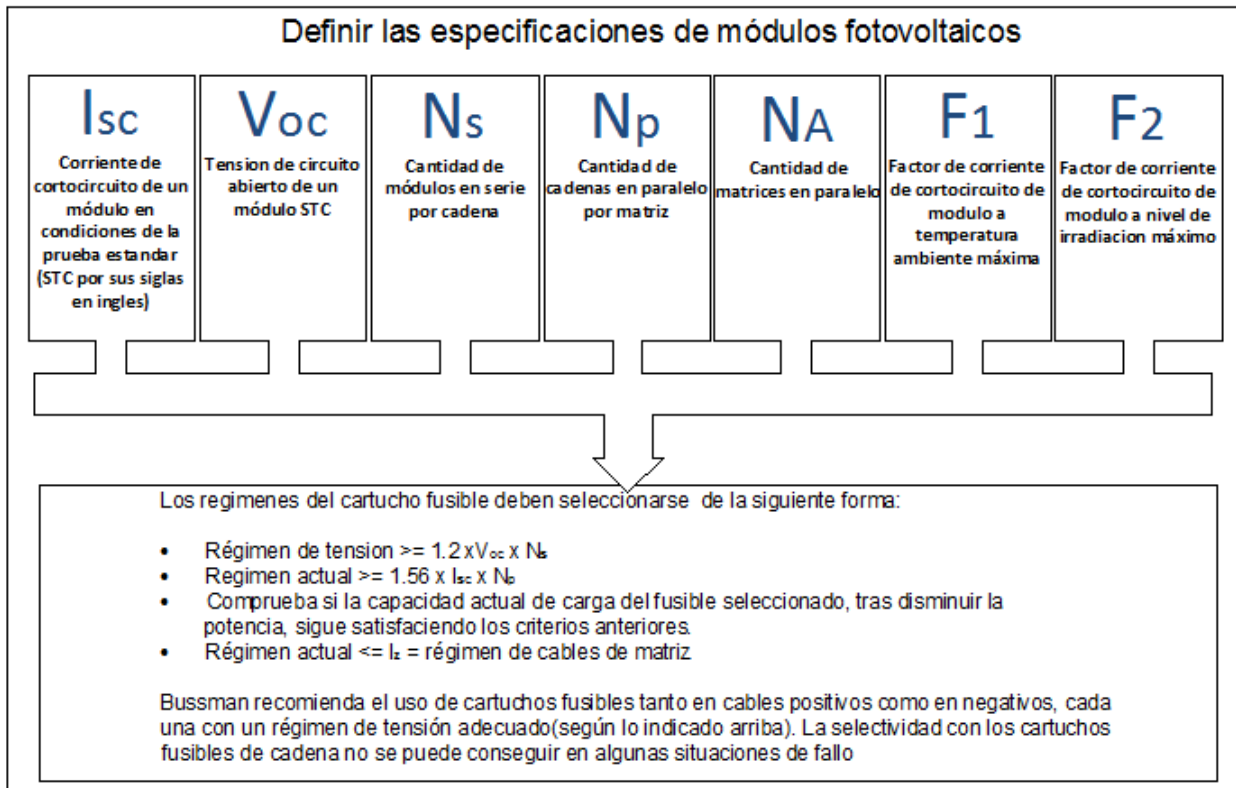


Figura 4.4. Procedimiento de cálculo y selección de las protecciones de cadenas para sistemas fotovoltaicos.⁴⁹

4.3 CONEXIÓN A TIERRA DE LA PLANTA FOTOVOLTAICA

Toma de tierra

Toda instalación fotovoltaica debe ser puesta a tierra para evitar que existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, se permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico. La finalidad principal de la puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra, puedan presentar, en un momento dado, las masas metálicas de la PV, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería o falla en los materiales y equipos eléctricos utilizados.

Algunas de las fallas que pueden darse en una planta FV y que se podrán disipar por medio de una puesta a tierra:

- Variaciones de tensión
- Fallas en la instalación

⁴⁹ Seguridades Eléctricas en Plantas Fotovoltaicas [en línea]. EATON, 2017 www.eaton.com/electrical

- Descargas atmosféricas
- Cargas estáticas, etc.

Cuando se produce una falla la corriente eléctrica pasa por el equipamiento y se dirige hacia tierra buscando el camino de menor resistencia. En el caso de no estar las instalaciones y equipos puestos a tierra la corriente de falla podría llegar a pasar por el cuerpo de una persona en contacto con el equipamiento ocasionándole un choque eléctrico que puede ser mortal⁵⁰.

En general debe consultarse las siguientes normas y estándares que están relacionados con la puesta de tierra de una planta fotovoltaica como son la NFPA-70 y en la IEC-60364-1. También deberá tomarse en cuenta a la hora de diseñar el artículo 690 del NEC dedicado a sistemas fotovoltaicos.

Básicamente deberán ponerse a tierra:

- Estructura del generador (Paneles FV)
- Cajas electricas
- Inversores

Los anteriores tendrán su toma de tierra independiente de otras instalaciones existentes incluyendo edificios, pero pueden unirse para mantener el mismo potencial. Con esta red independiente se protegerá a la instalación de sobretensiones inducidas por fenómenos atmosféricos y a las personas en contacto directo sobre las masas de la instalación si en estas se produjera falla. Se debe poner a tierra todas las partes metálicas expuestas no portadoras de corriente de los bastidores de los módulos, equipos y envolventes de los conductores.⁵¹



Fig. 4.5 Conductor de tierra de una planta fotovoltaica

En la anterior figura 4.5 se observa el conductor de tierra que une la estructura de soporte de aluminio de la PV y que es normalmente usado para conectarse al conductor de puesta a tierra. El punto de conexión de la puesta a tierra deberá ser lo más cerca posible de la planta

⁵⁰ <http://eliseosebastian.com/paneles-fotovoltaicos-con-linea-a-tierra/>

⁵¹ NEC 690.43 PUESTA A TIERRA DE EQUIPOS

fotovoltaica en aras que quede lo mejor protegida contra las sobretensiones producidas por las descargas atmosféricas⁵²

También en la figura 4.6 se puede observar el conductor de puesta a tierra y la varilla de tierra o electrodo de puesta a tierra, dicho conductor deben instalarse o tenderse con el mismo arreglo de cables de fuerza del circuito.⁵³ En la figura 4.6 se observa el cable desnudo de tierra unido a la bandeja porta cable.



Fig. 4.6 Conductor puesta a tierra y varilla puesta a tierra

Para el tamaño del conductor de puesta a tierra se deberá consultar la tabla 4.0 de dimensionamiento del cable de cobre puesta a tierra, que aplica tanto para plantas fotovoltaicas como para equipos del circuito de salida de la planta. La tabla en cuestión está calculada según ajuste de dispositivo de protección contra sobrecorriente en equipamiento y es tomado del artículo 690.45 del NEC. El tamaño del conductor de cobre no debe ser menor a 14 AWG.

TABLA 4.0 CALIBRE MINIMO DE CONDUCTORES DE PUESTA A TIERRA	
Valor nominalo ajuste de dispositivos automaticos contra sobrecorriente en circuitos	Cable de Cobre. Calibre AWG
15 A	14 AWG
20 A	12 AWG
30 A - 60 A	10 AWG
70 A -100 A	8 AWG
110 A -200 A	6 AWG
225 A -300 A	4 AWG
350 A 400 A	3 AWG
450 A -500 A	2 AWG
600 A	1 AWG
700 A - 800 A	1/0 AWG
1000 A	2/0 AWG
1200 A	3/0 AWG

NEC 2008 Tabla del articulo 205.122

⁵² NEC ARTICULO 690.42 PUNTO DE CONEXIÓN DE LA PUESTA A TIERRA

⁵³ NEC ARTICULO 690.43 PUESTA A TIERRA

El cable para la puesta a tierra de inversores debe también cumplir con la tabla 4.0 .El dimensionado del electrodo de conducción a tierra debe ser dimensionado para cumplir los requerimientos de los artículos 250.66 para el lado AC y el artículo 250.166 para el lado DC del sistema completo.

A continuación se presenta un diagrama general de la puesta a tierra de un sistema fotovoltaico fig. 4.7.

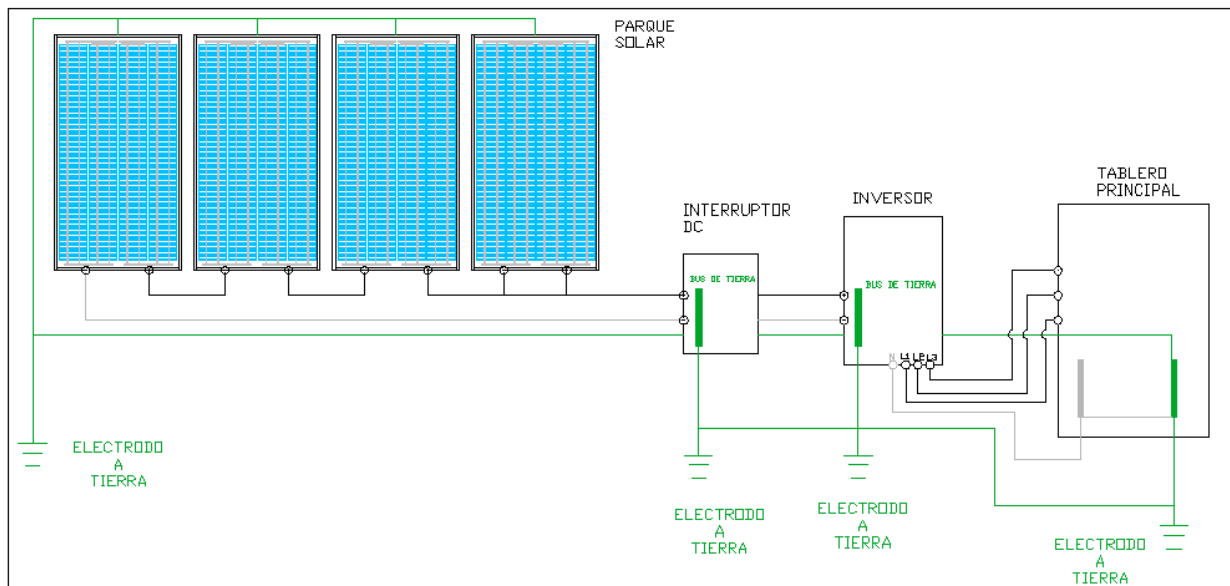


FIG. 4.7 Diagrama tipo de puesta a tierra de una planta fotovoltaica

De la figura 4.6 es importante resaltar que para evitar daños en equipos por gradientes de potencial es recomendable que los electrodos de puesta a tierra se unan para evitar inducción de corrientes de una red de aterrizaje a otra red cuando las diferentes puestas a tierra están el radio de acción del gradiente. Finalmente también es importante conectar el neutro del inversor con el bus de tierra del tablero principal con lo que se busca que una sobre corriente del circuito se dirija al bus de tierra y

En general para definir la resistencia máxima para una red de tierra puede tomarse la tabla 4.1 tomada de la IEEE 80 que son valores sugeridos y pueden ser una guía. En este caso puede elegirse la resistencia para cargas electroestáticas.

TABLA 4.2. VALORES MAXIMOS DE RESITENCIA DE PUESTA A TIERRA	
UTILIZADA PARA	VALOR MAXIMO DE RESITENCIA DE PUESTA A TIERRA Ω
Estructuras Lineas de Transmisión	20
Subestacione de alta y extra alta tension $V \geq 115$ KV	1
Subestaciones de media tensión de uso exterior en poste	10
Subestaciones de media tensión de uso interior	10
Proteccion contra rayos	4
Neutro de acometida en baja tensión	25
Descargas electrostaticas	25
Equipos electronicos sensibles	5

5. MANTENIMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Existen una serie de actividades de buenas prácticas de mantenimiento que pueden y deben ser aplicadas a plantas fotovoltaicas, que incluyen proyectos de autoconsumo como conectados a la red.

Las plantas fotovoltaicas no son sistemas móviles por lo que no existen partes de desgaste, pero si puede producirse daños a los paneles por acciones externas (golpes, temblores, daños por roedores etc), por lo que es recomendable tener paneles solares de repuesto además de establecer un programa de mantenimiento de la planta fotovoltaica.

En general las recomendaciones sobre mantenimiento establecidas en la NFPA 70 B son una guía para el mantenimiento de la planta fotovoltaica en tanto la planta se compone de variedad de equipos eléctricos. Específicamente el capítulo 6 que se refiere al desarrollo de un plan de mantenimiento para equipos eléctricos y el capítulo 33 que se refiere al plan de mantenimiento de la una planta fotovoltaica.

5.1 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

Para poder generar un programa de mantenimiento es imprescindible realizar la siguiente metodología:

- Codificación de la planta de generación con sus elementos
- Levantamiento de la ficha técnica de la planta donde se describe parámetros técnicos de la misma, diagramas eléctricos, planos mecánicos etc.
- Levantamiento de listado de repuestos
- Descripción de los mantenimientos o rutinas de mantenimiento a realizar
- Establecer la frecuencia de las rutinas

- Ejecutar el plan de mantenimiento

Todo lo anterior es posible llevarlo en hojas Excel, pero actualmente se puede contar con diferentes software de gestión de mantenimiento que pueden ser alimentados con la información arriba señalada y pueden ayudarnos a la gestión del mantenimiento.

5.2 MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS ELEMENTOS DE POTENCIA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

- Monitoreo de energía

Es sumamente importante llevar el control de la generación diaria de la planta ya que un cambio en el nivel normal de generación de la planta significara un problema en los paneles de la planta o en cualquier otro elemento de la misma. El monitoreo también nos permite conocer si el sistema funciona de acuerdo con el diseño de la planta. Para el monitoreo la tecnología actual permite la revisión remota mediante PLC, software tipo Scada etc.

- Limpieza

Debe verificarse periódicamente la limpieza de todos los módulos fotovoltaicos ya que suciedad como polvo, hojas, excremento de aves sobre los mismos producirán un decremento en la cantidad de energía que la planta es capaz de producir. Básicamente los módulos fotovoltaicos son espejos y puede realizarse la limpieza de los mismos utilizando agua y un limpiador



de vidrios o limpia parabrisas con extensión para alcanzar los paneles más lejanos. Es conveniente dejar una línea de agua cerca de la planta donde sea posible colocar una manguera para el suministro del agua. Esta limpieza se deberá realizar periódicamente cada mes o según sea necesario en la inspección semanal que se realice de la planta.

- Inspección visual de en los paneles fotovoltaicos

Se debe realizar una inspección visual periódica para controlar que ninguna célula se encuentre en mal estado (cristal de protección roto, normalmente debido a acciones externas). Se comprobará que el marco del módulo se encuentra en correctas condiciones (ausencia de deformaciones o roturas) y en caso de daño cambiar. Es recomendable realizar la inspección cada 2 meses.

- Comprobación de la estructura soporte de los paneles

La estructura soporte de los paneles fotovoltaicos suele estar fabricada íntegramente con perfiles de aluminio y tornillería de acero inoxidable, por lo que no requieren mantenimiento anticorrosivo. El mantenimiento de las mismas se aconseja realizarla cada seis meses y consistirá en:

- Comprobación de posibles degradaciones (deformaciones, grietas, etc).
- Comprobación del estado de fijación de la estructura a cubierta. Se controlará que la tornillería se encuentra correctamente apretada, controlando el par de apriete si es necesario. Si algún elemento de fijación presenta síntomas de defectos, se sustituirá por otro nuevo.
- Comprobación del estado de fijación de módulos a la estructura. Operación análoga a la fijación de la estructura soporte a la cubierta.
- Comprobar la toma a tierra y la resistencia de paso al potencial de tierra

5.3 MANTENIMIENTO PREDICTIVO DE LOS ELEMENTOS DE POTENCIA DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

Levantamiento con cámara termografica

Una instalación fotovoltaica está compuesta básicamente por sistemas de paneles fotovoltaicos, equipos inversores, cables de fuerza y elementos instalados en gabinetes eléctricos etc. Todos estos elementos forman un sistema cuyo correcto funcionamiento va a proporcionar el retorno de la inversión en el periodo calculado. Dado el plazo de amortización de las plantas fotovoltaicas, entre 4 y 10 años, es crítico asegurarse de que el rendimiento de la planta esté dentro de los límites considerados durante la etapa de diseño de la misma, de forma que se asegure su rentabilidad durante todo el periodo de explotación. En este sentido, la termografía es una herramienta indispensable para el análisis del funcionamiento y eficiencia de los diferentes elementos que componen la instalación y debe ser incluida en el programa de mantenimiento. La frecuencia de ejecución de la rutina de termografía puede anual o semestral según disponibilidad del equipo de termografía y de las propias necesidades de la planta por sí. Como en muchas otras instalaciones y procesos, la temperatura es una variable decisiva en el correcto funcionamiento de los equipos y mediante termografía es posible detectar daños en paneles fotovoltaicos (figura 4.0),

Algunos de los daños más comunes en paneles son:

1. Defecto de fabricación
2. Avería
3. Sombreado
4. Diodo de derivación defectuoso

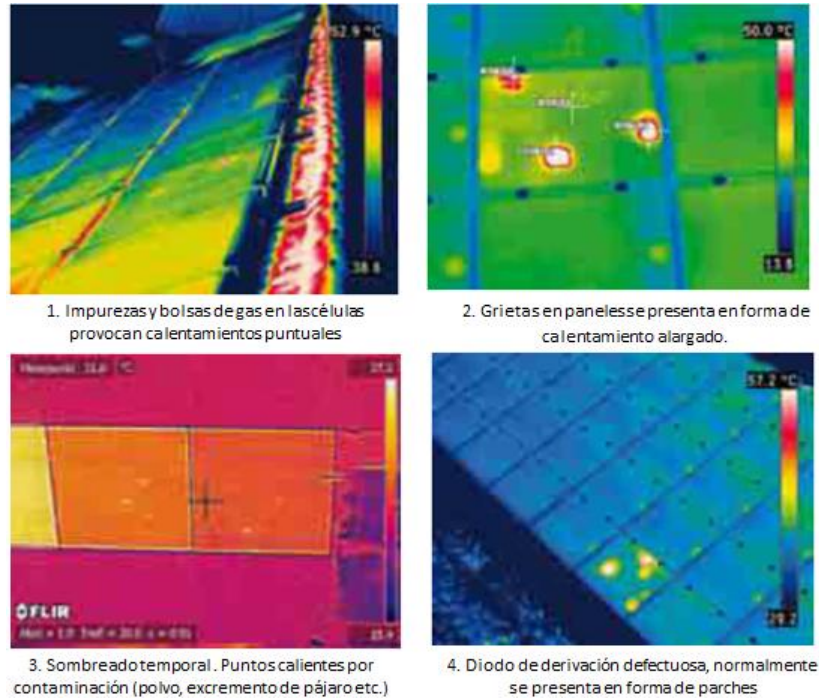


Figura 4.0 Daños en paneles fotovoltaicos⁵⁴

La termografía también tiene amplias aplicaciones en el mantenimiento predictivo de las instalaciones eléctricas periféricas de la planta fotovoltaica, como son cajas eléctricas, inversores, tendidos eléctricos, transformadores etc.

La inspección de termografía infrarroja de los sistemas eléctricos es también un requisito establecido en la NFPA 70B. Como consecuencia es un requisito casi generalizado de las compañías de seguro y por tal razones es un requisito que se debe cumplir. En el párrafo 21 del NFPA 70B se explica todo lo relacionado con la inspección infrarroja de los sistemas eléctricos.

En la NFPA 70B 21.17.5.2 establece que⁵⁵:

⁵⁴ <http://www.droniter.com/blog/termografia-con-drones-en-instalaciones-fotovoltaicas>

⁵⁵ <http://www.cenergyspr.com/single-post/2014/07/21/Programa-de-termograf%C3%ADa-infrarroja-y-mantenimiento-de-sistemas-el%C3%A9ctricos>

"Las inspecciones de termografía infrarroja deben realizarse durante los períodos de mayor carga en el sistema y nunca con menos del 40% de la carga máxima de los equipos o sistema eléctrico inspeccionado"

Es decir, que las inspecciones infrarrojas no pueden realizarse con la instalación fuera de servicio, o durante una parada programada.

Cuando estemos diseñando nuestro programa de Termografía Infrarroja debemos tomar en cuenta lo siguiente:

- Las inspecciones de termografía infrarroja deben realizarse por lo menos 1 vez al año.
- Las inspecciones de termografía infrarroja requieren tener una línea de visión directa entre el termógrafo y los componentes a ser inspeccionados.
- Siempre que sea posible, las inspecciones de termografía deben realizarse 4 a 6 semanas antes de una parada de planta programada para facilitar la adquisición de piezas de reemplazo.
- Todo equipo instalado, nuevo o reparado, debe ser inspeccionado antes de entregarlo a la planta para asegurar que está libre de defectos.
- Todas las desviaciones encontradas deben ser documentadas en un informe siguiendo las guías establecidas por la norma ASTM E1934, versión vigente.

La cámara termografía se vuelve una herramienta indispensable en el mantenimiento y diagnóstico de una planta solar.

Otro aspecto muy importante de la termografía es su utilidad en la aceptación de la planta durante el proceso de puesta en marcha. En este caso una cámara termográfica es una herramienta muy valiosa ya que le va a permitir al responsable de la planta detectar aquellos paneles fotovoltaicos que presenten defectos de fabricación y aplicar las garantías oportunas.

RECOMENDACIONES

En el capítulo 2 de este documento, se ha hecho una descripción de las más importantes certificaciones americanas y europeas que existen hoy en día, y que deben llevar o cumplir los equipos como paneles fotovoltaicos, inversores, cajas eléctricas, cables, protecciones eléctricas etc. Dichas certificaciones son una garantía para el usuario final que desea convertirse en un autoprodutor, que el equipo que seleccione al tener estas certificaciones cumplen altos estándares de calidad y seguridad. No es posible recomendar una certificación sobre otra, ya que todas gozan de prestigio y atestiguan que los equipos que las llevan han pasado una serie de pruebas y exigencias que garantizan que tendrán el desempeño que el fabricante estipula en la ficha técnica del mismo, media vez se cumplan las condiciones instalación y operación definidas. Si se recomienda que sin importar la certificación, se verifique la autenticidad exigiendo al fabricante el número de guía de la certificación a fin de rastrear la trazabilidad en páginas web que dan este servicio.

Es necesario que el UFPR, al momento de realizar las instalaciones o el montaje de su planta de generación fotovoltaica, siga los lineamientos y recomendaciones de seguridad descritos y que son una recopilación de los puntos más importantes planteados por el NEC, como garantía que su planta de generación trabajara con eficiencia y sin riesgo para los usuarios de su planta.

La correcta selección del tamaño de la planta fotovoltaica, es indispensable para que el modelo propuesto sea viable en el tiempo, y el usuario final industrial debe hacerlo en base a su demanda máxima, como en el ejemplo presentado. En el caso industrial, se recomienda la regla que la energía inyectada a la red como excedente (A3) debe ser menor por lo menos 5 veces a la energía demanda de la red (A2), de tal forma que $A3 < 5 A2$. Al seguir esta regla recomendada, se verifica que siempre se demandara de la red y que el usuario final autoprodutor no construirá plantas fotovoltaicas que rebasen su demanda máxima, ya que de hacerlo el sistema colapsaría con el tiempo al no poder la distribuidora tomar esta energía para colocarla o re-direccionarla a otros usuarios. Es decir es necesario establecer un límite, para que la distribuidora siempre pueda colocar la energía excedente de los usuarios autoprodutores a otros usuarios del sistema.

En el caso específico del usuario residencial, se recomienda establecer proyectos fotovoltaicos cuyas plantas no excedan una potencia pico máxima de 5KWp. Un hogar promedio en El Salvador contara con 2 televisores, refrigeradora, ducha eléctrica, equipo de sonido, luminarias etc.; que para nuestro ejemplo el consumo andaría por alrededor de 200 kWh al mes (valor ligeramente fuera del subsidio establecido por el gobierno) y al calcular la potencia pico para nuestro ejemplo, obtenemos una planta de 1.57 KWp que está por debajo del valor máximo recomendado. En este caso es importante aclarar que el beneficio para el

usuario final residencial que instala su planta de generación obtendrá ahorros por la auto generación de energía y su excedente en caso de haberlo será inyectado a la red sin significar esto la obligación por parte de la distribuidora de reintegrar ya sea en energía o en dinero dicho excedente.

CONCLUSIONES

La propagación de los proyectos fotovoltaicos ha crecido enormemente en las últimas décadas debido a la mejora de los precios de la tecnología, al mejoramiento de la eficiencia de los equipos y el aumento del precio de la energía a nivel mundial. Por lo anterior los desarrolladores, los generadores, y usuarios finales autoprodutores han visto en esta tecnología ventajas para invertir. En El Salvador en particular se suma los incentivos que por medio de decretos presidenciales buscan estimular a los inversionistas a que desarrollen este tipo de proyectos. En general este auge ha permitido el surgimiento de una serie de normativas de calidad a nivel internacional, que buscan normar todos los aspectos de esta tecnología desde su fabricación, instalación y mantenimiento. Es imprescindible que el UFPR tome en cuenta estas normativas al momento de realizar la ingeniería de su proyecto y seleccionar el equipamiento de su planta fotovoltaica, como un medio para lograr que la rentabilidad de su proyecto se alcance.

Siguiendo los modelos de comercialización de Guatemala y Costa Rica, vemos que es posible replicarlos o parte de ellos al menos en el modelo que se desea establecer en EL Salvador. Esto podría hacerse estableciendo un sistema en el cual la energía inyectada a la red por el autoprodutor, signifique un crédito positivo a favor del mismo y que al final del mes se haga una comparación entre el crédito obtenido versus la energía que se ha demandado de la red y si el saldo es positivo, podrá ser cobrado en términos de energía al mes siguiente. Por otro lado si el saldo es negativo; es decir el autoprodutor renovable consumió más de lo que inyectó se deberá gestionar el pago correspondiente a la distribuidora. El precio de la energía inyectada a la red en comparación la energía demandada de la red debe ser el mismo. En general para que el sistema establecido sea sostenible se deberá cumplirse $A3$ (excedente inyectado a la red) $< 5 A2$.

Se ha visto que en el caso de la comercialización de Media y Gran demanda, la comercialización de energía por parte de la distribuidora no representa en si rentabilidad para la misma, ya que en la comercialización lo que hace es trasladar los costos de la compra y distribución al usuario final por lo que el modelo arriba propuesto no significa un cambio de dicho modelo y garantiza la continuidad del mismo. Hay que recordar que es por la venta de potencia que la distribuidora logra rentabilidad en su negocio y en el recibo de cobro la energía y la potencia están claramente diferenciados.

El modelo de comercialización residencial o de Baja demanda es ligeramente diferente del modelo de Media o Gran demanda, ya que el cobro de potencia esta energizado. En este caso el modelo propuesto es establecer un segundo medidor en las instalaciones residenciales que permita diferenciar y obtener la energía total demanda ($E_{Tdemandada}$).

ANEXO 1

Datos de medición instantánea de demanda de potencia de fábrica del sector textil de El Salvador semana típica L-V, tomado con un analizador de redes

Hora	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Promedio Kw	Hora	Lunes	Martes	Miércoles	Jueves	Viernes	Promedio KW
00:05:20 Oms	0.78	1.38	0.90	1.23	22.20	5.30	12:05:20 Oms	36.84	38.91	45.72	22.89	44.73	37.82
00:15:20 Oms	0.72	1.17	1.08	1.20	11.64	3.16	12:15:20 Oms	40.05	38.55	39.42	16.89	37.71	34.52
00:25:20 Oms	0.90	1.20	0.84	1.26	8.19	2.48	12:25:20 Oms	30.12	23.31	34.23	17.07	35.97	28.14
00:35:20 Oms	0.90	1.29	0.96	1.14	1.32	1.12	12:35:20 Oms	50.04	45.21	25.26	25.80	48.39	38.94
00:45:20 Oms	0.96	1.41	1.02	1.05	1.26	1.14	12:45:20 Oms	59.61	51.15	38.07	49.65	50.04	49.70
00:55:20 Oms	0.84	1.32	0.84	1.20	1.05	1.05	12:55:20 Oms	64.02	57.33	46.98	54.24	51.84	54.88
01:05:20 Oms	0.96	1.14	0.87	1.11	1.02	1.02	13:05:20 Oms	70.26	59.85	58.08	72.33	57.39	63.58
01:15:20 Oms	0.78	1.20	0.96	1.20	1.41	1.11	13:15:20 Oms	69.99	67.95	60.48	76.86	56.28	66.31
01:25:20 Oms	0.87	1.35	0.84	1.11	0.99	1.03	13:25:20 Oms	70.77	70.65	63.12	73.92	54.96	66.68
01:35:20 Oms	0.96	1.05	1.02	1.08	1.02	1.03	13:35:20 Oms	71.07	68.73	73.83	70.44	62.70	69.35
01:45:20 Oms	1.08	1.20	0.99	1.14	1.26	1.13	13:45:20 Oms	62.01	67.68	75.33	74.16	63.18	68.47
01:55:20 Oms	1.11	1.29	0.99	1.23	1.26	1.18	13:55:20 Oms	55.08	69.30	77.25	69.27	66.54	67.49
02:05:20 Oms	0.96	1.32	0.81	1.08	1.11	1.06	14:05:20 Oms	54.66	69.12	88.35	69.42	63.90	69.09
02:15:20 Oms	1.02	1.11	0.96	0.99	1.23	1.06	14:15:20 Oms	62.61	69.72	85.44	62.13	67.23	69.43
02:25:20 Oms	0.96	1.08	0.93	1.11	1.17	1.05	14:25:20 Oms	69.69	77.64	82.71	68.85	55.02	70.78
02:35:20 Oms	0.93	1.29	0.87	1.56	1.17	1.16	14:35:20 Oms	67.74	67.41	82.02	70.26	63.24	70.13
02:45:20 Oms	0.99	1.26	0.87	1.08	1.11	1.06	14:45:20 Oms	68.37	65.22	79.77	49.77	70.26	66.68
02:55:20 Oms	0.84	1.26	0.90	1.14	1.08	1.04	14:55:20 Oms	67.80	65.58	87.06	48.54	65.58	66.91
03:05:20 Oms	1.11	1.26	0.84	1.17	1.02	1.08	15:05:20 Oms	68.13	78.36	86.85	50.52	68.64	70.50
03:15:20 Oms	0.90	1.44	0.90	1.14	1.11	1.10	15:15:20 Oms	68.79	81.66	88.29	53.55	72.33	72.92
03:25:20 Oms	0.87	1.26	0.99	1.17	1.14	1.09	15:25:20 Oms	63.21	75.24	80.58	51.75	72.12	68.58
03:35:20 Oms	0.75	1.17	0.81	1.08	1.20	1.00	15:35:20 Oms	70.41	79.98	81.57	49.44	74.31	71.14
03:45:20 Oms	0.87	1.41	0.87	1.08	0.99	1.04	15:45:20 Oms	69.63	79.56	53.76	48.57	72.21	64.75
03:55:20 Oms	0.96	1.38	0.96	1.14	1.29	1.15	15:55:20 Oms	70.98	82.80	50.28	49.89	64.89	63.77
04:05:20 Oms	0.96	1.11	0.90	1.26	1.29	1.10	16:05:20 Oms	62.04	82.65	51.72	49.89	51.09	59.48
04:15:20 Oms	0.93	1.08	1.02	1.05	1.71	1.16	16:15:20 Oms	54.15	74.19	61.32	49.98	40.08	55.94
04:25:20 Oms	0.99	1.29	1.02	1.08	1.95	1.27	16:25:20 Oms	56.94	67.62	56.55	48.27	22.11	50.30
04:35:20 Oms	0.90	1.32	0.99	1.08	2.46	1.35	16:35:20 Oms	53.70	61.05	59.40	47.67	20.97	48.56
04:45:20 Oms	0.87	1.23	1.02	1.26	2.61	1.40	16:45:20 Oms	52.74	55.05	64.23	44.13	17.49	46.73
04:55:20 Oms	0.90	1.20	0.96	1.11	2.88	1.41	16:55:20 Oms	58.83	50.43	58.92	39.36	14.91	44.49
05:05:20 Oms	0.87	1.23	1.32	1.02	3.03	1.49	17:05:20 Oms	58.80	35.91	33.60	29.88	13.50	34.34
05:15:20 Oms	0.99	1.14	1.14	1.20	2.58	1.41	17:15:20 Oms	49.95	22.95	18.51	26.22	11.43	25.81
05:25:20 Oms	0.90	1.14	0.84	1.26	2.73	1.37	17:25:20 Oms	48.30	18.12	14.31	25.29	10.92	23.39
05:35:20 Oms	0.75	1.29	0.99	1.38	2.73	1.43	17:35:20 Oms	48.48	14.88	12.78	24.60	12.69	22.69
05:45:20 Oms	0.93	1.38	0.99	1.17	6.57	2.21	17:45:20 Oms	51.39	9.75	13.23	23.88	12.60	22.17
05:55:20 Oms	4.83	4.05	3.87	3.93	8.55	5.05	17:55:20 Oms	44.52	9.93	13.05	16.32	11.25	19.01
06:05:20 Oms	7.44	7.65	9.21	7.26	8.67	8.05	18:05:20 Oms	36.12	9.78	10.14	14.85	7.23	15.62
06:15:20 Oms	9.51	8.37	10.17	8.31	13.80	10.03	18:15:20 Oms	8.94	9.42	3.33	13.83	3.84	7.87
06:25:20 Oms	9.12	12.54	10.65	12.48	17.55	12.47	18:25:20 Oms	4.44	9.24	2.04	12.78	1.83	6.07
06:35:20 Oms	13.41	11.01	16.80	10.77	17.91	13.98	18:35:20 Oms	2.82	8.82	1.80	13.02	1.23	5.54
06:45:20 Oms	13.11	11.49	31.62	10.74	19.65	17.32	18:45:20 Oms	1.77	8.52	1.44	11.22	1.35	4.86
06:55:20 Oms	15.96	18.36	35.85	14.13	22.14	21.29	18:55:20 Oms	1.38	8.70	1.50	6.21	1.29	3.82
07:05:20 Oms	33.75	50.79	54.21	43.14	33.99	43.18	19:05:20 Oms	1.23	7.92	1.71	4.68	1.23	3.35
07:15:20 Oms	44.13	59.13	59.34	54.90	60.45	55.59	19:15:20 Oms	1.41	2.46	1.71	4.56	1.08	2.24
07:25:20 Oms	43.68	62.34	54.57	55.08	59.58	55.05	19:25:20 Oms	1.47	1.35	1.71	3.60	1.17	1.86
07:35:20 Oms	50.79	62.97	59.13	55.77	54.48	56.63	19:35:20 Oms	1.26	1.29	1.71	2.10	1.17	1.51
07:45:20 Oms	56.82	63.27	70.02	61.02	59.52	62.13	19:45:20 Oms	1.08	1.02	1.74	1.86	1.14	1.37
07:55:20 Oms	51.48	63.06	62.10	61.17	70.11	61.58	19:55:20 Oms	1.20	0.90	2.07	1.92	1.17	1.45
08:05:20 Oms	53.97	60.03	62.28	50.16	71.76	59.64	20:05:20 Oms	1.32	1.02	1.65	2.01	1.17	1.43
08:15:20 Oms	54.42	54.33	70.02	50.73	75.36	60.97	20:15:20 Oms	1.32	0.99	1.02	1.83	1.23	1.28
08:25:20 Oms	55.08	58.32	67.08	51.75	76.29	61.70	20:25:20 Oms	1.20	0.84	1.35	1.86	1.17	1.28
08:35:20 Oms	55.53	58.80	73.47	49.17	73.56	62.11	20:35:20 Oms	1.41	1.02	1.17	1.41	1.02	1.21
08:45:20 Oms	57.63	69.12	78.39	46.65	60.93	62.54	20:45:20 Oms	1.35	1.05	1.23	0.96	1.14	1.15
08:55:20 Oms	65.58	60.99	76.38	46.74	58.68	61.67	20:55:20 Oms	1.41	0.96	1.02	0.99	1.23	1.12
09:05:20 Oms	76.68	74.82	76.89	48.60	61.02	67.60	21:05:20 Oms	1.29	0.90	1.26	1.02	1.23	1.14
09:15:20 Oms	68.13	75.42	74.58	50.82	57.90	65.37	21:15:20 Oms	1.26	0.93	1.32	0.87	1.23	1.12
09:25:20 Oms	63.21	74.19	75.81	49.53	59.43	64.43	21:25:20 Oms	1.35	0.87	1.20	1.29	1.32	1.21
09:35:20 Oms	74.28	75.96	69.90	50.97	64.83	67.19	21:35:20 Oms	1.29	1.02	1.11	1.17	1.17	1.15
09:45:20 Oms	72.24	76.14	65.01	50.79	63.27	65.49	21:45:20 Oms	1.41	0.87	1.38	0.96	1.26	1.18
09:55:20 Oms	77.67	74.31	65.61	52.83	63.00	66.68	21:55:20 Oms	1.38	0.81	1.17	1.17	1.14	1.13
10:05:20 Oms	77.37	71.94	60.51	49.62	60.81	64.05	22:05:20 Oms	1.44	0.96	1.11	0.99	1.14	1.13
10:15:20 Oms	74.16	68.94	56.01	49.89	65.28	62.86	22:15:20 Oms	1.26	0.99	1.14	1.08	1.17	1.13
10:25:20 Oms	73.92	71.43	67.53	49.86	68.55	66.26	22:25:20 Oms	1.26	0.75	1.14	1.14	1.17	1.09
10:35:20 Oms	74.88	68.31	69.60	58.44	69.90	68.23	22:35:20 Oms	1.14	0.90	1.14	0.96	1.17	1.06
10:45:20 Oms	77.37	64.65	77.46	57.03	72.21	69.74	22:45:20 Oms	1.20	0.93	1.20	1.08	0.99	1.08
10:55:20 Oms	76.38	70.26	80.88	62.31	71.73	72.31	22:55:20 Oms	1.20	1.02	1.17	1.44	1.11	1.19
11:05:20 Oms	65.70	71.01	69.03	60.93	76.44	68.62	23:05:20 Oms	1.23	1.05	0.99	0.96	1.26	1.10
11:15:20 Oms	56.64	71.37	79.47	62.37	78.75	69.72	23:15:20 Oms	1.35	1.02	1.17	0.93	1.05	1.10
11:25:20 Oms	59.94	71.64	74.40	54.09	73.17	66.65	23:25:20 Oms	1.32	0.99	1.11	0.99	1.14	1.11
11:35:20 Oms	54.06	58.38	61.11	39.00	49.59	52.43	23:35:20 Oms	1.08	0.84	1.17	1.17	1.29	1.11
11:45:20 Oms	50.55	47.13	45.96	26.58	44.94	43.03	23:45:20 Oms	1.17	1.05	1.11	1.08	1.14	1.11
11:55:20 Oms	47.61	43.80	52.89	25.98	46.14	43.28	23:55:20 Oms	1.29	1.08	1.20	0.93	1.26	1.15

ANEXO 2

Valores promedio por hora de una semana típica L-V, de una empresa en la industria textil de El Salvador

Hora	Kw Prom hora	KW/TOTAL %	KW/TOTAL	
0	2.38	0.36%	0.00357055	0.36
1	1.08	0.16%	0.00162817	0.16
2	1.07	0.16%	0.00161314	0.16
3	1.08	0.16%	0.00161765	0.16
4	1.28	0.19%	0.00192584	0.19
5	2.16	0.32%	0.00324732	0.32
6	13.86	2.08%	0.02083098	2.08
7	55.69	8.37%	0.08372835	8.37
8	61.44	9.24%	0.09236834	9.24
9	66.13	9.94%	0.09941623	9.94
10	67.24	10.11%	0.10108951	10.11
11	57.29	8.61%	0.08612776	8.61
12	40.67	6.11%	0.0611399	6.11
13	66.98	10.07%	0.10070013	10.07
14	68.84	10.35%	0.10348892	10.35
15	68.61	10.31%	0.10314765	10.31
16	50.92	7.65%	0.07654665	7.65
17	24.57	3.69%	0.03693531	3.69
18	7.30	1.10%	0.01096874	1.1
19	1.96	0.30%	0.00295266	0.3
20	1.25	0.19%	0.00187172	0.19
21	1.16	0.17%	0.00173642	0.17
22	1.11	0.17%	0.00167327	0.17
23	1.11	0.17%	0.00167478	0.17
TOTAL	665.16	100%	1	99.98

ANEXO 3

Datos de medición instantánea de demanda de potencia de fábrica del sector textil de El Salvador sábado-domingo típico, tomados con un analizador de redes instalado en el interruptor principal.

Hora	Sábado	Domingo	Hora	Sábado	Domingo
00:05:20 Oms	1.35	1.02	12:05:20 Oms	30.63	36.18
00:15:20 Oms	1.23	1.14	12:15:20 Oms	26.04	35.19
00:25:20 Oms	1.02	1.59	12:25:20 Oms	23.46	35.82
00:35:20 Oms	1.14	1.02	12:35:20 Oms	30.09	37.02
00:45:20 Oms	1.14	1.05	12:45:20 Oms	37.71	33.81
00:55:20 Oms	1.14	1.02	12:55:20 Oms	42.45	45.60
01:05:20 Oms	1.14	1.23	13:05:20 Oms	52.98	32.22
01:15:20 Oms	1.14	1.20	13:15:20 Oms	46.62	38.46
01:25:20 Oms	0.99	1.17	13:25:20 Oms	52.02	38.73
01:35:20 Oms	1.17	0.93	13:35:20 Oms	54.36	33.42
01:45:20 Oms	1.32	0.93	13:45:20 Oms	57.57	40.65
01:55:20 Oms	1.17	1.14	13:55:20 Oms	59.37	38.40
02:05:20 Oms	0.99	1.26	14:05:20 Oms	52.50	43.95
02:15:20 Oms	1.17	1.05	14:15:20 Oms	52.32	36.54
02:25:20 Oms	1.23	0.87	14:25:20 Oms	49.14	28.83
02:35:20 Oms	1.26	1.11	14:35:20 Oms	38.22	5.22
02:45:20 Oms	1.29	1.11	14:45:20 Oms	41.88	5.01
02:55:20 Oms	1.32	1.32	14:55:20 Oms	41.31	5.25
03:05:20 Oms	1.05	1.14	15:05:20 Oms	43.80	5.01
03:15:20 Oms	1.08	1.17	15:15:20 Oms	40.41	4.32
03:25:20 Oms	1.17	1.20	15:25:20 Oms	29.16	4.14
03:35:20 Oms	1.29	1.02	15:35:20 Oms	19.02	3.90
03:45:20 Oms	1.05	1.11	15:45:20 Oms	8.16	2.37
03:55:20 Oms	1.11	1.11	15:55:20 Oms	3.15	0.81
04:05:20 Oms	1.14	1.05	16:05:20 Oms	2.16	0.99
04:15:20 Oms	1.11	1.05	16:15:20 Oms	1.95	0.90
04:25:20 Oms	1.08	0.93	16:25:20 Oms	2.10	1.08
04:35:20 Oms	1.20	1.20	16:35:20 Oms	1.77	0.81
04:45:20 Oms	1.14	1.11	16:45:20 Oms	1.23	0.72
04:55:20 Oms	1.08	0.99	16:55:20 Oms	1.14	0.93
05:05:20 Oms	1.17	1.17	17:05:20 Oms	1.38	0.84
05:15:20 Oms	1.35	0.87	17:15:20 Oms	1.59	1.08
05:25:20 Oms	1.32	1.05	17:25:20 Oms	0.87	1.02
05:35:20 Oms	1.05	1.59	17:35:20 Oms	1.26	0.81
05:45:20 Oms	1.20	1.11	17:45:20 Oms	1.05	0.90
05:55:20 Oms	1.35	0.99	17:55:20 Oms	1.08	0.90
06:05:20 Oms	6.15	1.38	18:05:20 Oms	1.23	0.96
06:15:20 Oms	10.41	6.54	18:15:20 Oms	1.29	0.96
06:25:20 Oms	13.83	8.25	18:25:20 Oms	1.23	0.84
06:35:20 Oms	15.48	9.90	18:35:20 Oms	1.05	0.81
06:45:20 Oms	17.64	10.35	18:45:20 Oms	0.93	0.84
06:55:20 Oms	18.03	13.68	18:55:20 Oms	1.26	0.99
07:05:20 Oms	31.23	17.28	19:05:20 Oms	1.17	0.90
07:15:20 Oms	36.96	22.32	19:15:20 Oms	1.20	0.87
07:25:20 Oms	38.91	25.05	19:25:20 Oms	1.23	0.90
07:35:20 Oms	40.80	26.70	19:35:20 Oms	1.14	0.78
07:45:20 Oms	47.67	24.90	19:45:20 Oms	1.08	0.90
07:55:20 Oms	57.15	30.75	19:55:20 Oms	0.96	0.87
08:05:20 Oms	60.06	37.02	20:05:20 Oms	1.32	1.23
08:15:20 Oms	68.07	44.43	20:15:20 Oms	1.05	0.93
08:25:20 Oms	71.25	41.94	20:25:20 Oms	0.96	0.81
08:35:20 Oms	63.24	41.25	20:35:20 Oms	1.08	0.99
08:45:20 Oms	70.11	42.18	20:45:20 Oms	1.08	0.87
08:55:20 Oms	69.09	43.32	20:55:20 Oms	1.29	1.05
09:05:20 Oms	68.13	50.34	21:05:20 Oms	0.99	0.87
09:15:20 Oms	62.07	49.32	21:15:20 Oms	0.93	0.75
09:25:20 Oms	61.17	40.23	21:25:20 Oms	1.05	0.93
09:35:20 Oms	69.48	35.16	21:35:20 Oms	1.26	0.90
09:45:20 Oms	67.68	40.08	21:45:20 Oms	1.35	0.81
09:55:20 Oms	63.39	44.43	21:55:20 Oms	1.08	0.99
10:05:20 Oms	72.09	48.81	22:05:20 Oms	0.99	0.90
10:15:20 Oms	70.14	37.77	22:15:20 Oms	1.14	0.93
10:25:20 Oms	65.49	51.81	22:25:20 Oms	1.29	0.72
10:35:20 Oms	67.08	48.90	22:35:20 Oms	1.11	0.81
10:45:20 Oms	69.15	39.66	22:45:20 Oms	1.02	0.96
10:55:20 Oms	53.43	40.74	22:55:20 Oms	1.05	1.17
11:05:20 Oms	61.08	38.97	23:05:20 Oms	0.93	0.99
11:15:20 Oms	55.92	28.98	23:15:20 Oms	1.23	0.87
11:25:20 Oms	43.14	26.16	23:25:20 Oms	1.08	0.78
11:35:20 Oms	45.06	25.83	23:35:20 Oms	1.11	0.81
11:45:20 Oms	40.02	31.53	23:45:20 Oms	1.05	1.23
11:55:20 Oms	38.16	34.53	23:55:20 Oms	0.99	0.87

ANEXO 4

RESUMEN PROPUESTA DE NORMA DE COMERCIALIZACION, REQUISITOS PARA EL UFPR Y GUIA PARA DETERMINAR EL TAMAÑO DE PROYECTOS DE PLANTAS FOTOVOLTAICAS PARA POTENCIALES AUTOPRODUCTORES.

GENERALIDADES

La presente propuesta de norma, es de aplicación en la República de El Salvador, para todas las personas naturales o jurídicas, que deseen construir plantas de generación fotovoltaicas que se ubiquen dentro de sus instalaciones productivas y tengan como fin abastecer su misma demanda.

La presente propuesta tiene por objeto establecer los procedimientos, requisitos para la comercialización de excedentes de energía de los UFPR, que establecen plantas de generación fotovoltaica dentro de sus plantas productivas o fábricas. Es de aclarar que este documento se dirige, a quien no participa en el Mercado Mayorista de electricidad, sino a quien instala la unidad de generación con el objeto de abastecer su demanda interna principalmente y que son sus excedentes de energía los que busca, por un período corto de tiempo inyectar a la red de distribución eléctrica sin fines comerciales.

Esta propuesta de norma no aplica para aquellos UFPR, cuyo propósito es instalar una unidad de generación fotovoltaica, para comercializar la energía producida de forma total o parcial o que busquen participar en los mercados de contratos según lo establecido en el ROBCP, en cuyo caso el precio de comercialización de energía se establece por medio de procesos de libre competencia aprobados por la SIGET y si ese fuera el caso los procedimientos y normativas aplicables serían los mismos definidos para un operador Generador y esa figura no es la estudiada en este trabajo.

NOTIFICACIÓN A LA DISTRIBUIDORA Y CONDICIONES PARA UN UFPR

El usuario final que desee instalar una unidad de generación de energía eléctrica fotovoltaica dentro de sus instalaciones, con el objeto de abastecer su consumo, deberá notificar y solicitar a la distribuidora el cambio de medidor por uno bidireccional, el cual servirá para facturar y determinar la energía suministrada de la red como también el exceso inyectado a la misma.

La notificación a la distribuidora sobre la instalación de una unidad de generación deberá realizarla el titular del contrato de suministro, o su representante legal o apoderado, debiendo

adjuntar la documentación que acredite la identidad de la persona y la personería jurídica del representante legal.

Para garantizar que la unidad de generación que un UFPR proyecta instalar, tiene por finalidad producir energía eléctrica para su propio consumo, ésta deberá cumplir las condiciones siguientes:

Mediana y Gran Demanda

- a. La capacidad nominal máxima de la unidad a instalar deberá ser menor o igual que la demanda máxima de potencia del complejo o fabrica del potencial UFPR. Esta puede determinarse fácilmente como en el ejemplo presentado, colocando un medidor de redes en el interruptor principal y hacer mediciones para conocer el comportamiento exacto de dicha demanda. Las mediciones pueden realizarse en meses típicos del comportamiento de la empresa del potencial UFPR. Con los datos medidos se grafican los resultados como se presenta en el ejemplo de la empresa del sector confección en El Salvador.
- b. La producción mensual estimada de energía de la unidad a instalar deberá ser menor que el consumo promedio mensual del suministro al que la unidad suplirá la energía. Para el caso según se explicó en el capítulo 2 se recomienda $A3 < 5 A2$.
- c. Si las unidades de generación poseen sistemas de baterías o de almacenamiento de energía, no les será aplicable el requisito detallado en la letra “a”, ya que podrán almacenar energía siempre que el uso sea interno o para las instalaciones productivas del UFPR. Pero el tamaño máximo de la planta de generación y el sistema de almacenamiento no deberán exceder el consumo mensual máximo de la instalación productiva.

El distribuidor y el UFPR deberán entregar la información que la Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones requiera, para efectos de dar cumplimiento a lo dispuesto en la Ley General de Electricidad y que su convenio de comercialización quede registrado.

Requisitos de cumplimiento para el sector Baja Demanda o Sector Residencial

- Que el tamaño máximo de la planta de generación sea 5 kW
- Nunca producir más de lo que se consume
- Los excedentes serán absorbidos por la distribuidora
- El modelo se plantea para hogares que están fuera del rango de subsidio establecido por el gobierno, ya que instalar un proyecto fotovoltaico en un hogar subsidiado, no sería rentable o tardaría demasiado tiempo en pagarse.

DOCUMENTACIÓN

La documentación a presentar a la distribuidora y que constituirá en sí la notificación formal del proyecto fotovoltaico, será la siguiente:

- Copia de la última factura emitida por la distribuidora, previamente cancelada por el usuario final.
- Plano de distribución de planta, donde se localice en forma específica la unidad de generación.
- Diagrama unifilar de la unidad de generación que incluya el punto de conexión de la unidad con las instalaciones eléctricas del usuario final, donde se señale también la tensión nominal de la unidad fotovoltaica.
- Capacidad a instalar en KWp de la unidad fotovoltaica.
- Descripción de cálculo de la capacidad a instalar o instalada y la producción mensual estimada de energía de la unidad de generación, según lo descrito en las condiciones arriba señaladas.
- El cálculo de la producción mensual estimada de la planta fotovoltaica una vez determinado el tamaño de la misma, debe estar basado en un software de cálculo profesional que tome en cuenta bases de datos y mediciones climatológicas del área. La memoria de cálculo o reporte debe ser incluido en la documentación presentada.
- Documentación técnica de los equipos que conforman la unidad de generación fotovoltaica, con sus certificaciones o guías que permitan comprobar las mismas certificaciones.
- Copia de documento de identidad de la persona o de las personas naturales o jurídica responsables del diseño y montaje de la unidad de generación fotovoltaica. El ingeniero electricista del diseño de la instalación eléctrica debe contar con firma y sello vigentes del ministerio de obras públicas.
- Declaración de responsabilidad por parte de la persona que realizó el diseño y montaje de la unidad de generación, de que el mismo está acorde con las disposiciones consideradas en las normativas nacionales vigentes o en el NEC.
- Fecha estimada de la entrada en operación de la unidad de generación.
- Carta de aceptación del potencial UFPR, de la aceptación de los costos por el cambio del medidor normal al bidireccional por parte de la distribuidora o en el caso de proveerlo nuevo el UFPR, ficha técnica del mismo y constancia de calibración por empresa certificada, para verificar que cumple todos los requisitos de calidad operatividad.
- Número telefónico, correo electrónico y cualquier otro medio para recibir notificaciones; así como la designación de personas autorizadas para tal efecto.
- Cancelar en base a tarifa regulada por la SIGET, estudios eléctricos que permitan cuantificar el impacto a la red de la distribuidora por la incorporación de la nueva unidad de generación. (se considera que este último aplica únicamente para Mediana y Gran Demanda)

FACTURACIÓN

La distribuidora deberá determinar el saldo neto del suministro, para lo cual será utilizado el medidor bidireccional que la empresa distribuidora instale.

La empresa distribuidora facturará mensualmente el suministro, específicamente el cargo por energía, calculando el saldo neto resultante de la diferencia entre la energía consumida de la red de distribución por el usuario final productor y el excedente de energía que bajo una condición temporal inyectare a la red de distribución. Posteriormente se aplicará al saldo neto, la tarifa vigente aprobada al distribuidor por la SIGET. En general se considera que siempre se cumplirá que $A3 < 5 A2$, pero en el caso de un mes atípico en el cual la energía inyectada a la red fue mayor que la consumida, el UFPR no recibirá ningún tipo de pago por la energía eléctrica inyectada sino que se tratara como un crédito a favor del UFPR que se podrá debitar en el mes siguiente y en el caso de quedar un remanente se podrá aplicar al siguiente ciclo de facturación.

En el recibo de cobro que emite mensualmente la distribuidora, se deberá incorporar los kilovatios-hora de excedente de energía inyectada por el UFPR, así como también la energía demandada de la red y el saldo neto claramente identificado en kilovatios-hora.

Para la facturación del sector de baja demanda o domiciliario, el cual no cuenten con medición de potencia, sino que actualmente el cobro es energizado en una tarifa aprobada por SIGET y con miras a no variar el sistema, se podrá facturar en base a la $E_{TDemanda}$ (según se vio en el capítulo 2), operado este valor por la fracción de potencia que conforma la tarifa mencionada. Por último se cobra la parte de cargo por energía sin la parte de la potencia de la tarifa, por la energía consumida de la red ($E_{Red\ distribución}$)

BIBLIOGRAFIA

Referencias bibliográficas

- [1] Planning and Installing Solar Thermal Systems, A guide for installers, architects and engineers, First Edition, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie, UK and USA 2010.
- [2] Miguel Parteje Aparicio, Radiación solar y su aprovechamiento energético, Marcombo Ediciones técnicas, España 2010.
- [3] Carlos Henrique Cortez Méndez, Edgard Alexander Menjívar Urquilla, Lester Henrique Padilla Marroquín, Actualización del Mapa de Radiación Solar de El Salvador, Tesis, Universidad de El Salvador, Noviembre de 2014.
- [4] Grupo de Nuevas Actividades Profesionales (NAP), Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, Almagro, Madrid 2002, España.
- [5] Comisión nacional de energía eléctrica (CNEE), Norma técnica de generación distribuida renovable y usuarios auto productores con excedentes de energía (NTGDR), Guatemala, 2014
- [6] Reglamento para Generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables Modelo de contratación medición neta sencilla, Ministerio de ambiente y energía, Costa Rica, Agosto de 2015.
- [7] Luisa María Cañas Villacorta, Carlos Alberto Castillo Ortega, Laura Elizabeth Molina Alvarado, Lineamientos para la elaboración de un estudio de prefactibilidad de un proyecto solar fotovoltaico. Caso de estudio San Miguel, Trabajo de Graduación, Universidad Don Bosco, El Salvador, Septiembre 2013.
- [8] National Fire Protection Agency (NFPA), National Electric Code (NEC), 2008 Edition, USA 2008.
- [9] Energía Solar Fotovoltaica, Colegio Oficial de Ingenieros de Telecomunicación, Grupo de Nuevas Actividades Profesionales (NAP), Almagro, Madrid, 2002.
- [10] Earthscan, Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e.V., Planning and installing fotovoltaic Systems, A guide for installers, architects and engineers. The German Solar Energy Society. England, 2005

[11] Greg Fletcher, The Electrician's Guide to Photovoltaic System Installation, DELMAR Cengage Learning, USA, 2014.

[12] Especificaciones Técnicas de Seguridad y Funcionamiento de proyectos e instalaciones de sistemas fotovoltaicos, Clasificación ANCE-ESP-02, España 2012.

[13] Aplicaciones de la termografía al mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas. Por Sergi Quiles y Aniol Ribot. Energética

[14] Francisco Valiente Gordo, Software de cálculo de instalaciones fotovoltaicas. Proyecto fin de carrera, Universidad Carlos III de Madrid Escuela Politécnica Superior, SolarSoft. Leganés, 17 julio de 2009

[15] Decreto #80 de la Republica de El Salvador, El Salvador, Abril 2012

[16] Decreto #81 de la Republica de El Salvador, El Salvador, Abril 2012

Páginas web

[1] Energy Informative [en línea]. NREL, 2015 www.energyinformative.org/nrel-efficiency-record-two-junction-solar-cell.

[2] Componentes de un Sistema conectado a la Red [en línea]. Nexus Sun, 2016. www.nexussun.com.

[3] Tendencia histórica de los precios de la energía última década [en línea]. Delta Volt, 2014. www.deltavolt.pe/energia-renovable/energia-solar.

[4] Listado de proyectos fotovoltaicos de autoconsumo en El Salvador [en línea]. CNE, 2016. www.energiasrenovables.cne.gob.sv/index.php?option=com_content&view=article&id=37&Itemid=65,

[5] Marca CE (certificación) en equipos eléctricos [en línea]. APS Valencia, 2017. www.apsvalecia.com/2010/04/06/certificacion-de-paneles-y-modulos-solares/.

[6] Módulos fotovoltaicos montados en estructura metálica lastrada [en línea]. Patriot Solar Group, 2017. www.patriotsolargroup.com.

[7] Módulos fotovoltaicos instalados en el suelo [en línea]. Solarpro Magazine, 2017 www.solarprofessional.com.

[8] Ley General de Electricidad [en línea]. SIGET, 2017. www.siget.gob.sv,

[9] Seguridades Eléctricas en Plantas Fotovoltaicas [en línea]. EATON, 2017. www.eaton.com/electrical.

- [10] Paneles Fotovoltaicos y Línea a Tierra [en línea]. Eliseo Sebastián, 2017. <http://eliseosebastian.com/paneles-fotovoltaicos-con-linea-a-tierra/>.
- [11] Programa de Termografía [en línea]. NFPA 70B 21.17.5.2, 2014. www.cenergyspr.com/single-post/2014/07/21/Programa-de-termograf%C3%ADa-infrarroja-y-mantenimiento-de-sistemas-el%C3%A9ctricos.
- [12] Defectos en paneles fotovoltaicos [en línea]. Droniter, 2017. www.droniter.com/blog/termografia-con-drones-en-instalaciones-fotovoltaicas,
- [13] International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme [en línea]. IEA, 2017. www.iea-pvps.org.