



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA – ENERGÍA

EVALUACIÓN DE RIESGOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED

TESIS QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
LUIS MANUEL SAN MARTÍN NAVA

TUTORES PRINCIPALES
DR. AARON SANCHEZ JUAREZ, INSTITUTO DE ENERGIAS RENOVABLES
DRA. TERESA DE JESÚS RUIZ SÁNCHEZ, UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE NAYARIT

TEMIXCO, MORELOS, NOVIEMBRE 2018



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. José Jasson Flores Prieto

Secretario: Dra. Teresa de Jesus Ruiz Sanchez

Vocal: Dr. Aarón Sánchez Juárez

1^{er}. Suplente: Dra. Dalia Martinez Escobar

2^{do}. Suplente: M. en E.S. José Ortega Cruz

Lugar donde se realizó la tesis:

Instituto de Energias Renovables-UNAM
Temixco, Morelos.

TUTORES DE TESIS:

DR. AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ

DRA. TERESA DE JESÚS RUIZ SÁNCHEZ

FIRMA

FIRMA

EVALUACIÓN DE RIESGOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS INTERCONECTADOS A LA RED

El uso de Sistemas Fotovoltaicos (SFV) interconectados a la redes generales de distribución para generación de electricidad para autoconsumo es una práctica cada vez más común en el ámbito nacional e internacional. Durante los últimos 30 años las aplicaciones de los SFV en este campo se han incrementado exponencialmente debido a una reducción en el costo de la tecnología comercial, a la par de un incremento en su eficiencia. Aspectos como la seguridad y calidad de la energía producida por los SFV implica que las compañías suministradoras del servicio eléctrico requieran de los fabricantes y usuarios de estos equipos el cumplimiento de normas y disposiciones aplicables. Sin embargo, aun considerando las medidas de seguridad normativas pueden ocurrir eventos internos y externos al SFV que pueden afectar el rendimiento y condiciones físicas de la instalación, teniendo como posible consecuencia daños físicos tanto al propio sistema como a los usuarios u operadores.

Dado que los riesgos asociados a un SFV se pueden clasificar en tres ramas: eléctricos, ópticos y estructurales, este proyecto de investigación comprende una revisión bibliográfica de los mismos, y la aplicación de técnicas para su evaluación. Así, para el caso de los riesgos eléctricos, se usó el método Hazard and Operability Study, HAZOP; la parte óptica se analizó mediante la cuantificación de la irradiancia reflejada por la superficie de un arreglo fotovoltaico, comparando los resultados obtenidos con datos de bibliografía que reporta intensidades de radiación que causan daños en la retina humana; y finalmente, la evaluación estructural se realizó mediante la técnica de revisión sobre el cumplimiento de especificaciones normativas.

Con la implementación de las estrategias para la evaluación de los riesgos en sistemas fotovoltaicos se pudieron establecer recomendaciones que permiten su mitigación, entre las que destacan: establecer sistemas de protección contra sobrecorriente y voltaje de acuerdo a los posibles escenarios de falla, instalar extintores para fuego tipo C, contar con componentes

eléctricos y estructurales certificados y la certificación de competencia laboral que se emplean en estas instalaciones. El viento logró ser un factor determinante al momento de realizar las mediciones de reflexión de luz puesto que evita poder lograr un buen enfoque del punto de interés y por consiguiente de la medición.

La metodología para el análisis eléctrico se aplicó a un sistema fotovoltaico interconectado a la red con una potencia pico de 42 kW instalado en el Instituto de Energías Renovables y un sistema de 1MW instalado en edificio centro de Atención Ciudadana del Estadio de Guerrero, ubicado en la comunidad de Acapulco.

Palabras Clave: Sistema fotovoltaico, Normas, Riesgos, Hazard and Operability Study, Checklist.

Agradecimientos

Agradecimientos

A mi familia por el apoyo incondicional que me han proporcionado.

Al Dr. Aarón Sánchez Juárez y Dra. Teresa De Jesús Ruiz Sánchez por su atención, orientación y apoyo brindado para la realización del proyecto. Así mismo agradezco a la Dra. Dalia Martínez Escobar, al M. en E.S. José Ortega Cruz y al Dr. José Jasson Flores Prieto por sus comentarios y aportes al presente trabajo.

Al Centro Mexicano de Innovación en Energía Solar CemieSol en especial al proyecto P-29 “Laboratorio Nacional para la Evaluación de la Conformidad de Módulos y Componentes de Sistemas e Instalaciones Fotovoltaicas” por las facilidades brindadas para la realización de este trabajo.

Agradezco al Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología (CONACyT) por el apoyo económico brindado durante el transcurso de mis estudios.

Contenido

	Página
Resumen	i
Agradecimientos	iii
Contenido	iv
Lista de Figuras	vi
Lista de Tablas	xiii
1. Antecedentes	11
1.1 Riesgos eléctricos	12
1.2 Riesgos ópticos	19
1.3 Riesgos estructurales	23
2. Sistema fotovoltaico: requerimientos de diseño e instalación	29
2.1 Elementos de un sistema fotovoltaico	29
2.1.1 Módulo , cadena y arreglo fotovoltaico.	29
2.1.2 Cableado y dispositivos de seguridad	33
2.1.3 Estructura	34
2.2 Características y requerimientos normativos técnicos de un SFV	37
2.2.1 Configuración Eléctrica	37
2.2.2 Capacidad de generación	38
2.2.3 Tensión de Interconexión	39
2.2.4 Nivel de tensión	39
2.2.5 Regulación de frecuencia	39
2.2.6 Factor de potencia	39
2.2.7 Punto de Interconexión	40
2.3 Conclusiones del capítulo	43
3. Riesgos: definiciones y métodos para su análisis	45
3.1 Definiciones de conceptos	45
3.2 Métodos de Análisis de Riesgos	46
3.2.1 Metodologías para realizar el análisis de riesgos	48
3.3 Riesgo Eléctricos	51
3.3.1 Punto Caliente (Hotspot)	52
3.3.2 Arco eléctrico	54
3.3.3 Malas conexiones	58
3.3.4 Sobretensiones	59

Contenido (continuación)

	Página
3.4 Descripción del sistema fotovoltaico a analizar: riesgos, peligros y medidas de seguridad	63
3.4.1 Componentes en la sección de corriente directa	64
3.4.2 Método HAZOP (Hazard and Operability study)	70
3.5 Riesgos Ópticos	76
3.5.1 Reflectividad de los paneles solares	80
3.5.2 Efectos ópticos en la aviación	83
3.5.3 Método para determinar la luz reflejada por los paneles	84
3.6 Riesgos Estructurales	92
3.6.1 Normas internacionales para pruebas de módulos	93
3.6.2 Sistema de soporte	94
3.6.3 Análisis y diseño estructural	98
3.6.4 Método de montaje	106
3.6.5 Análisis de listas de comprobación (Checklist)	109
3.7 Conclusiones del capítulo	110
4. Análisis y Resultados	112
4.1 Resultados del análisis eléctrico	112
4.2 Resultados del análisis óptico	122
4.3 Resultados del análisis estructural	125
4.4 Conclusiones del capítulo	128
Conclusiones	132
Bibliografía	133
A. Conceptos básicos	142
B. Código empleado en el dispositivo NodeMCU	144
C. Formato para la identificación y análisis de de riesgos estructurales en SFV	147

Lista de Figuras

Figura	Página
1 SFV arrasado por la acción del viento mostrando la debilidad de la estructura. Por The Japan Times News, 2015. Recuperado de https://www.japantimes.co.jp/news/2015/06/16/national/wild-winds-cause-damage-injury-gunma/#.W6UXGB8xBSU . Copyright THE JAPAN TIMES LTD.	5
2 SFV arrasado por la acción del viento mostrando un mal cálculo en el anclaje de los mismos. Por Jim Jenal, 2012. Recuperado de https://runonsun.com/~runons5/blogs/blog1.php/solworks/safety/ros-2-windstorm-zero . Copyright [2014] Run On Sun.	5
3 Estructura colapsada de un SFV debido al peso de la nieve. Por Strike Check, 2016. Retomado de http://www.strikecheck.com/2017/05/30/solar-energy-systems/	6
4 Incendio en el techo de una casa ocasionado por una falla de tipo arco eléctrico en el SFV instalado. Por Daily Echo, 2018. Retomado de https://www.dailyecho.co.uk/news/16269478.warning-about-solar-panels-after-fire-in-wellbrooke-gardens/ . Copyright [2018] Gannett Company.	7
5 Deslumbramiento solar producido por módulos fotovoltaicos instalados en el Instituto de Energías Renovables (IER) a las 4:32 pm el día 4 de Julio de 2018.	8
6 Potencia fotovoltaica instalada durante el periodo 2007-2016. En <i>“Informe Anual 2017: Auge mundial de la fotovoltaica”</i> , por Unión Española Fotovoltaica, 2018. Recuperado de https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/ . Copyright [2018] por UNEF.	11
7 Punto de origen y consecuencias del incendio en tienda minorista. En <i>“The Bakersfield Fire: A Lesson in Ground-Fault Protection”</i> , por Bill Brooks, 2009. Retomado de https://solarprofessional.com/articles/design-installation/the-bakersfield-fire-a-lesson-in-ground-fault-protection.W6xaU_aZLIV . Copyright [2018] Home Power Inc	13
8 Secuelas del incendio en un almacén de Goch, Alemania; ocasionado por un arco en el SFV. En <i>“Ready for the new standard?”</i> , por Michael Breuer, 2017, Monitor: Magazin for electrical sefty. Retomado de www.bender.de/monitor-abo . Copyright [2018] Bender GmbH Co.	14

Lista de Figuras (continuación)

Figura	Página
9	Incendio en la sede corporativa de Organic Valley en La Farge. En “ <i>Perfect Storm</i> ”, por Robert Duval, 2014. Recuperado de https://www.nfpa.org/News-and-Research/Publications/NFPA-Journal/2014/January-February-2014/Features/Perfect-Storm . Copyright [2014] por National Fire Protection Association. 15
10	Consecuencias del fuego en Dietz y Watson. En NBC News. Recuperado de https://www.nbcnews.com/nightly-news/video/new-jersey-warehouse-fire-disperses-potentially-hazardous-smoke-489698883706?v=railb . Copyright [2018] NBC Universal Media. 16
11	Incendio en un Centro de Transformación (CT) de la planta Aura Solar. En BCS NOTICIAS. Recuperado de http://www.bcsnoticias.mx/incendio-afecto-planta-aura-solar/ . Copyright [2018] BCS Noticias 17
12	Módulos incendiados en la Ciudad Judicial, Guadalajara, Jalisco. Cortesía Bomberos de Zapopan. 17
13	Reporte de causas de fuego en Alemania. 18
14	Incendios reportados en Italia en el periodo 2003-2014. 19
15	De izquierda a derecha: planta fotovoltaica afectando una zona residencial cercana (The Molokai News, Octubre 21, 2013, 3:55 pm) (16) y reflejo de luz en módulos instalados en el IER (Marzo 22, 2018, 10:54). 20
16	Resplandor visto desde la Torre de Control de Tráfico Aéreo en el Aeropuerto Regional de Manchester/Boston (8:15 AM EDT, 27/04/12) y módulos cubiertos como solución al problema. En “ <i>Manchester airport remains in dark over solar-panel glare solution</i> ”, por Mark Hayward, 2013. Copyright 2018 Union Leader Corporation. 22
17	Ejemplos de deslumbramiento por instalaciones fotovoltaicas (19). En “ <i>Relieving a glare problem</i> ”, por Clifford K. Ho, 2013. SOLAR TODAY. 23
18	Los paneles solares arrancados y esparcidos por todos los anaqueles, tras el paso de una tormenta de viento en Pasadena. Recuperado de http://runonsun.com/runons5/blogs/blog1.php/solworks/safety/ros-2-windstorm-zero 24
19	Seguidores solares destrozados por el tornado que azotó Sadaba con vientos de hasta 100 km/h. En “ <i>El tornado arrasó más de 6.000 hectáreas en las Cinco Villas</i> ”, por El periodico de Aragon, 2013. Recuperado de https://www.elperiodicodearagon.com/noticias/temadia/tornado-arraso-mas-6-000-hectareas-cinco-villas.889288.html . Cortesía Gobierno de Aragon. 25

Lista de Figuras (continuación)

Figura		Página
20	Los módulos fotovoltaicos de la azotea del Cuartel de Ballajá quedaron esparcidas por el patio del edificio. Cortesía Carlos Rubio Cancela.	26
21	Módulos dañados en Meryland Heights. Recuperado de http://forum.solar-electric.com/discussion/14316/solar-panel-damage-from-hail-storm	27
22	Módulo dañado debido al granizo. Recuperado de https://www.energy.gov/ee/articles/hail-no-national-labs-solar-panels-survive-severe-storm . Copyright 2018 NREL.	27
23	Vista aérea de la planta fotovoltaica Alamo 2 después de la tormenta. Recuperado de https://superstarfloraluk.com/7833014-Damage-by-Solar-Storm.html . Copyright 2018 Superstarfloraluk.com.	28
24	Diagrama general de un sistema fotovoltaico	29
25	Elementos de un módulo fotovoltaico usando un diodo como elemento protector.	30
26	Diagrama esquemático de un arreglo fotovoltaico en donde se muestra el concepto de módulo, cadena y la conexión en paralelo de las cadenas para integrar el arreglo fotovoltaico. Se muestra además el conceto de circuito de salida de la fuente fotovoltaica.	31
27	Diagrama esquemático de la interconexión de un SFV con la RGD.	35
28	Diagrama de bloque en un SFVI.	36
29	Configuración Eléctrica del GFV Aterrizado.	37
30	Configuración Eléctrica del GFV Aterrizado.	38
31	Esquema de interconexión 1 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión con Centros de Carga.	40
32	Esquema de interconexión 2 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con Centros de Carga.	41
33	Esquema de interconexión 3 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con Centros de Carga.	41
34	Esquema de interconexión 4 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión con Centros de Carga.	41
35	Esquema de interconexión 5 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con Centros de Carga.	42

Lista de Figuras (continuación)

Figura		Página
36	Esquema de interconexión 6 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con Centros de Carga.	42
37	Esquema de interconexión 7 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión.	42
38	Esquema de interconexión 8 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con medición en Baja Tensión.	43
39	Esquema de interconexión 9 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con medición en Media Tensión. . . .	43
40	Clasificación de los tipos de riesgos.	48
41	Análisis térmico, donde un AFV presente puntos calientes; es decir, algunas celdas trabajan a una temperaturas más altas que el resto del módulo. Por Monroe Infrared, 2018. Retomado de https://monroeinfrared.com/infrared-inspections/ir-maintenance-inspections/pv-infrared-inspections/pv-system-image/ . Copyright 2018 Monroe Infrared Technology.	53
42	Esta imagen representa como un punto caliente puede dañar una celda fotovoltaica (32). En “ <i>Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions</i> ”, por M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela y F. Chenlo, 2011. Solar energy, 85(9), p. 2270.	54
43	Arco eléctrico generado intensionalmente en un SFV.	55
44	Diferentes tipos de fallas de arco eléctrico en paralelo para un arreglo fotovoltaico.	56
45	Puntos de falla de arco en serie en un SFV.	56
46	Vista cercana del origen del incendio. Un punto de soldadura en la placa de circuito impreso o una conexión se calienta gradualmente y finalmente se funde, desarrollando un arco eléctrico que causa el fuego. En “ <i>Arc detector for remote detection of dangerous arcs on the DC side of PV plants</i> ”, por H. Haeberlin, en 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference.	57
47	Incendio de una caja de conexiones de potencia fotovoltaica como resultado de uniones deficientes. En “ <i>PV electrical plants fire risk assessment and mitigation according to the Italian national fire services guidelines</i> ”, por Piergiacomo Cancelliere, 2016. FIRE AND MATERIALS, Vol. 40, p. 356. Copyright [2014] John Wiley Sons, Ltd.	58
48	Disposición de dispositivos de apagado de emergencia posibles arreglos. . . .	62

Lista de Figuras (continuación)

Figura		Página
49	SFVI a analizar.	63
50	Protocolo típico de reuniones HAZOP.	74
51	Imagen proyectada dentro de la retina de un ojo humano. En “ <i>Evaluation of Optical Radiation Hazards. Appl. Opt.</i> ”, por D. H. Sliney y B. C. Freasier, 1973.	76
52	Impactos potenciales de la irradiancia en la retina como una función del ángulo subtendido. En “ <i>Evaluation of Optical Radiation Hazards. Appl. Opt.</i> ”, por D. H. Sliney y B. C. Freasier, 1973.	78
53	De izquierda a derecha se puede observar diferentes tipos reflexión; el primero corresponde a una forma especular, el central a un mixta y la tercera a una difusa. En “ <i>Relieving a glare problem?</i> ”, por Clifford K. Ho, 2013. SOLAR TODAY	80
54	Potencia reflejada expresada como porcentaje en tres tipos de materiales: vidrio antireflejante, vidrio no antireflejante y agua en un estanque.	82
55	La imagen representa la forma en que se realiza la medición de los rayos solares.	85
56	Curva I-V generada por la celda a 1000, 710, 500, 400, 320 y 250 W/m ²	86
57	Recta generada por los puntos de máxima potencia en la celda.	87
58	Diagrama del arreglo originado por la celda y la resistencia.	87
59	Vista del microcontrolador NodeMCU.	88
60	Amplificador operacinal LM358.	89
61	Circuito integrado del amplificador LM358 y arreglo necesario para su aplicación (R1 y R2 son resistencias) (referencia).	90
62	Vista frontal y trasera de los elementos ya montados en en el dron.	91
63	Sistema colocado en el dron.	92
64	Marcos de módulos fotovoltaicos deformados. Sin apoyo, el vidrio en el módulo más alejado se rompió bajo el peso de la nieve. En “ <i>Designing PV Systems for Environmental Extremes</i> ”, por David Brearley, 2015. Retomado de https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes.W8DgDvaZLIU . Copyright [2018] Home Power Inc.	

Lista de Figuras (continuación)

Figura	Página	
65	Ejemplo de sistemas de soporte de paneles solares para techos de baja pendiente: (a) No fijos (sólo lastre); b) las cubiertas de tejado; C) sistema completamente enmarcado.	95
66	Vórtices en una esquina de una azotea (imagen cortesía de Cermak Peterka Petersen).	97
67	Flujo de separación y re inserción en un edificio (Diagrama cortesía Cermak Peterka Petersen).	97
68	La presión de diseño P por viento depende del sitio, condiciones del edificio q_z , y características aerodinámicas GC_p	101
69	Comparación de coeficientes de presión GC_p para arreglos solares además de componentes y revestimientos.	102
70	Las fuerzas de descenso resultantes de carga por nieve sobre el AFV fueron suficientes para sacar este sujetador tipo tornillo fuera de su viga o durmiente. En “ <i>Designing PV Systems for Environmental Extremes</i> ”, por David Brearley, 2015. Retomado de https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes.W8DgDvaZLIU . Copyright [2018] Home Power Inc.	104
71	Deslizamiento de la estructura fotovoltaica fijada con lastres debido a la acción del viento. En “ <i>How to avoid the typhoon solar bracket system fly?</i> ”, por Chiko Solar Technology, 2017. Retomado de http://www.chikolar.com/news/industry/111.html . Copyright [2018-2017] Shanghai Chiko Solar Technology Co.	105
72	Ejemplo de módulo fotovoltaico instalado mediante el método de fijación con tornillos: 1) marco de aluminio, 2) tornillo de acero inoxidable M8, 3) arandela plana de acero inoxidable, 4) arandela de presión de acero inoxidable, 5) tuerca hexagonal de acero inoxidable (61). En “ <i>Módulos FV Yingli Solar: Manual de Instalación y Uso</i> ”, por Yingli Solar, 2015. Retomado de http://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2015/12/Manual-de-Instalaci%C3%B3n-paneles-fotovoltaicos-Yingli-Solar-www.vicoexport.com.pdf	107
73	Módulo fotovoltaico solar instalado mediante el método de fijación con grapas. En “ <i>Módulos FV Yingli Solar: Manual de Instalación y Uso</i> ”, por Yingli Solar, 2015. Retomado de http://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2015/12/Manual-de-Instalaci%C3%B3n-paneles-fotovoltaicos-Yingli-Solar-www.vicoexport.com.pdf	108

Lista de Figuras (continuación)

Figura		Página
74	Daño causado en un grapa ocasionado por la acción del viento debido a un mala caracterización del las cargas por viento. En “ <i>Designing PV Systems for Environmental Extremes</i> ”, por David Brearley, 2015. Retomado de https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes.W8DgDvaZLIU . Copyright [2018] Home Power Inc.	109
75	Reflejo producido por un módulo de silicio policristalino en el IER el 10 de julio a las 4:26 PM.	123
76	Reflejo producido por un módulo de telurio cadmio en el IER el 10 de julio a las 4:26 PM.	123
77	Reflejo producido por un módulo de película delgada en el IER el 10 de julio a las 4:27 PM.	124
78	Sistema fotovoltaico de 42 kW instalado en el IER.	125
79	Diferenciade altura entre las mojoneras debido al desnivel en el techo.	126
80	Elementos y medidas de la estructura empleada.	127
81	Tornillos oxidados.	128
82	Tuerca sin lograr cubrir la el tornillo.	128

Lista de Tablas

Tabla		Página
I	Metodologías para realizar el análisis de riesgo.	50
II	Conjunto de palabras guía para la metodología HAZOP	72
III	Características de la celda fotovoltaica.	85
IV	Especificaciones técnicas del NodeMCU.	88
V	Características técnica del amplificador LM358.	89
VI	Características técnicas del Phantom 3.	91
VII	Coefficientes para tipo de entorno.	100
VIII	Resultados de HAZOP, nodo-módulo con sobrecorriente.	114
IX	Resultados de HAZOP, nodo-módulo con baja corriente.	115
X	Resultados de HAZOP, nodo-módulo sin corriente.	116
XI	Resultados de HAZOP, nodo-unidad de generación para sobre corriente, baja corriente y sobre voltaje.	117
XII	Resultados de HAZOP, nodo-inversor para sobre corriente y corriente inversa.	118
XIII	Resultados de HAZOP, nodo-inversor en modo isla y sobre voltaje.	119
XIV	Resultados de HAZOP, nodo-unidad conectada a la red con corriente inversa.	120
XV	Resultados de HAZOP, nodo-cableado.	121
XVI	Reflexión en módulos de silicio policristalino.	122
XVII	Reflexión en módulos de Telurio Cadmio.	123
XVIII	Reflexión en módulos de Película delgada.	124

Acrónimos

AF: Arreglo Fotovoltaico	MICGC-0.5: Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW
AFCI: Circuito para Falla a Arco	NEC: National Electrical Code
AR: Anti Reflejante	NFPA: National Fire Protection Association
ASCE: Sociedad Americana de Ingenieros Civiles	NOM: Norma Oficial Mexicana
Bm: Bus metálico CA: Corriente Alterna	OHSAS: Occupational Health and Safety Management Systems
CD: Corriente continua	PCR: Protección contra corriente de retorno
CEI: Italian Electrochemical Committee	PDA: Protección contra descargas atmosféricas
CEP: Condiciones Estándar de Prueba	PAC: Punto de Acoplamiento Común
CFE: Comisión Federal de Electricidad	RED: Red Eléctrica de Distribución
CT: Centro de Transmisión	RELU: Red Eléctrica Local del Usuario
DSC: Desconector	RGD: Red General de Distribución
FAA: Administración Federal de Aviación	RGISEN: Reglas Generales de Interconexión al Sistema eléctrico Nacional
FP: Factor de potencia	SEAOC: Asociación de Ingenieros Estructurales de California
GFV: Generador Fotovoltaico	SEN: Servicio Eléctrico Nacional
HAZOP: Hazard and Operability Study	SPDA: Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas
IEA: Agencia Internacional de Energía	
IEC: Comisión Electrotécnica Internacional	
IER: Instituto de Energías Renovables	
ITMB: Interruptor Termomagnético Bidireccional	
MFV: Módulo Fotovoltaico	

SFV: Sistemas Fotovoltaicos

SFVI: Sistemas fotovoltaicos interconectados
con la red eléctrica

Tab: Tablero general del distribución

Vnom: Voltaje nominal

Wp: Watt pico

Introducción

La generación de electricidad mediante el uso de la tecnología fotovoltaica se ha vuelto muy común tanto a nivel nacional como internacional derivado de dos factores importantes: uno de ellos es la reducción en el costo de la tecnología, el cual, se ha logrado debido a la gran demanda internacional de dichos productos auspiciada por políticas gubernamentales trazadas sólidamente para diversificar los vectores energéticos con miras a una reducción del consumo de los combustibles fósiles que implica una reducción en la emisión gases de efecto invernadero; y por otra parte, el factor asociado a las regulaciones, especificaciones y normativas para que dichos sistemas se puedan interconectar a las Redes Generales de Distribución (RGD) de una manera segura, confiable y durable.

Las principales componentes de un sistema fotovoltaico conectado a la red son: el arreglo fotovoltaico (AFV) que se integra por la conexión en serie y paralelo de módulos fotovoltaicos, los que absorben la energía de la radiación solar y la transforman directamente a energía eléctrica del tipo corriente continua; el acondicionador de potencia producida, dispositivo de estado sólido cuya función es convertir la corriente continua o directa (CD) en corriente alterna (CA), razón por la cual se le llama inversor CD/CA, y sincronizarse con las características eléctricas tensión y frecuencia de la Red General de Distribución (RDG); los conductores eléctricos que transportan la electricidad desde el punto de generación al punto de consumo, los dispositivos de seguridad requeridos por la normatividad eléctrica vigente y la estructura mecánica en la cual son instalados los módulos fotovoltaicos para darle su inclinación y orientación respectiva.

Con relación a los aspectos de seguridad y de calidad de la energía producida por los SFV, las compañías suministradoras del servicio eléctrico requieren a los fabricantes de equipos fotovoltaicos (módulos e inversores) que estos estén certificados respecto a las normas de con-

strucción y desempeño y que cumplan con las especificaciones sobre la calidad de energía y a los usuarios de los SFV que los equipos que lo integran estén a su vez certificados respecto de su uso (cables y dispositivos eléctricos de seguridad, estructuras), y que la instalación eléctrica cumpla con la normativada correspondiente, siendo esto último un requerimiento que debe hacer el usuario al instalador fotovoltaico. Sin embargo, aun que el diseño e instalación del SFV se ha realizado considerando las medidas normativas, pueden ocurrir eventos internos y externos al mismo que pueden ser capaces de afectar el rendimiento eléctrico y crear condiciones físicas a la instalación que pueden traer, daños físicos a la instalación como a los usuarios o personas que los operen.

Un SFV siempre esta expuesto a la intemperie, en consecuencia recibe diariamente, además de la radiación solar que utilizan para generar electricidad, las condiciones climatológicas y ambientales dentro de las cuales podemos indentificar las rachas de viento, lluvia, granizo, nieve, gases del ambiente, salinidad, posible impacto de proyectiles, excremento de aves, sombreado por objetos y suciedad ambiental, entre otras cosas. El efecto de estas sobre el desempeño eléctrico del SFV puede ser de gran impacto si es que el diseño o instalaci3n del mismo fue realizado sin considerar los riesgos inherentes a la acci3n de dichas inclemencias; por ejemplo, la figura 1 muestra una fotograf3a de la acci3n de una rafaga de aire en un SFV instalado sobre el suelo, mientras que la figura 2 muestra la acci3n de viento sobre un sistema situado sobre la azotea de una edificaci3n; en ambas fotograf3as se observa que la estructura donde se montaron los SFV no fueron dise1adas tomando en consideraci3n este factor. Aunque se ha perdido parte de la instalaci3n estructural, los usuarios de los sistemas corrieron con suerte de que no se haya producido un arco el3ctrico que son los que ocasionan los incendios.



Figura 1. SFV arrasado por la acción del viento mostrando la debilidad de la estructura. Por The Japan Times News, 2015. Recuperado de <https://www.japantimes.co.jp/news/2015/06/16/national/wild-winds-cause-damage-injury-gunma/#.W6UXGB8xBSU>. Copyright THE JAPAN TIMES LTD.



Figura 2. SFV arrasado por la acción del viento mostrando un mal cálculo en el anclaje de los mismos. Por Jim Jenal, 2012. Recuperado de <https://runonsun.com/runons5/blogs/blog1.php/solworks/safety/ros-2-windstorm-zero>. Copyright [2014] Run On Sun.

La figura 3 muestra el colapso de una estructura debido a la acción del peso de la nieve que se recibió sobre los módulos fotovoltaicos. Es claro que en este evento hubo una falta de cálculo estructural del techo respecto de la acción de carga estática derivada de la acumulación de nieve.



Figura 3. Estructura colapsada de un SFV debido al peso de la nieve. Por Strike Check, 2016. Retomado de <http://www.strikecheck.com/2017/05/30/solar-energy-systems/>.

La figura 5 muestra el incendio de una casa en la cual sobre su azotea había un SFV. En este caso el punto de ignición debió deberse a la acción arcos eléctricos cuando un cable se desconecta y entra en contacto con la estructura u otro cable. Este tipo de fenómenos suele presentarse en cables que se sueltan por la acción del viento, cables eléctricos con aislamiento no adecuado para la aplicación, falsos contactos eléctricos u otros factores que están relacionados en las uniones entre los conductores eléctricos de la instalación.



Figura 4. Incendio en el techo de una casa ocasionado por una falla de tipo arco eléctrico en el SFV instalado. Por Daily Echo, 2018. Retomado de <https://www.dailyecho.co.uk/news/16269478.warning-about-solar-panels-after-fire-in-wellbrooke-gardens/>. Copyright [2018] Gannett Company.

La figura 5 muestra un destello producido sobre la superficie frontal de los módulos fotovoltaicos cuando están recibiendo la luz solar. Los destellos son fenómenos relacionados con la reflexión óptica sobre la superficie de los módulos, los que al incidir sobre los ojos de un observador pueden ocasionar ceguera momentánea, siendo este tipo de efecto muy problemático tanto para los choferes de automoviles como para los pilotos de aeronaves.



Figura 5. Deslumbramiento solar producido por módulos fotovoltaicos instalados en el Instituto de Energías Renovables (IER) a las 4:32 pm el día 4 de Julio de 2018.

En un proceso energético si se logra identificar los riesgos asociados en su operación se minimiza los accidentes ocasionados por eventos no cuantificados. Considerando lo anterior y dado que los sistemas fotovoltaicos interconectados a la red están siendo demandados con crecimientos muy grandes, es importante que los usuarios, así como los vendedores e instaladores conozcan los riesgos asociados al uso y operación de dichos sistemas y con ello implementar políticas y acciones de seguridad que reduzcan los accidentes a cero.

Ya que los riesgos asociados a un sistema fotovoltaico se pueden clasificar en tres ramas: eléctricos, ópticos y estructurales, este trabajo fue concebido para llevar a cabo un análisis de los mismos a travez de los siguientes objetivos:

Objetivo general:

Identificar los riesgos asociados en la operación y funcionamiento de un sistema fotovoltaico.

Objetivos particulares:

- Identificar los riesgos eléctricos que están involucrados en la generación, distribución y uso local de la electricidad producida.

- Identificar los riesgos ópticos asociados en la interacción de los rayos solares con la superficie frontal de los módulos fotovoltaicos .
- Identificar los riesgos mecánicos tanto estáticos como dinámicos en la instalación estructural del arreglo fotovoltaico.

Así, el alcance de este trabajo es la identificación tanto de los riesgos asociados a la operación de un sistema fotovoltaico, como, recomendar las acciones pertinentes para la reducción de los mismos mediante la aplicación de técnicas adecuadas para evaluar el tipo de riesgo. Dentro de las técnicas que se incluyen en este trabajo están las siguientes:

Para el caso de los riesgos eléctricos, se usó el Hazard and Operability Study, HAZOP, mediante el cual el sistema se seccionó en nodos para evaluar las desviaciones de las variables de proceso que pueden provocar eventos indeseados (fallas), dando como resultado la emisión de recomendaciones para minimizar la probabilidad de los eventos indeseados o sus consecuencias.

Los riesgos ópticos se evaluaron mediante la cuantificación de la irradiancia reflejada por la superficie de un arreglo fotovoltaico esto con el fin de comparar de acuerdo a datos de bibliografía reportados con intensidades para daño al ojo humano.

En la evaluación de riesgos estructurales se sugiere utilizar el método de Checklist, también conocido como lista de verificación, debido a que esta metodología permite validar el cumplimiento de las especificaciones de diseño contra requerimientos de seguridad establecidos en normas, estándares o mejores prácticas.

Para tener una secuencia lógica el presente trabajo se ha desarrollado en cuatro capítulos como se describen a continuación.

En el capítulo 1 se presenta la documentación encontrada de fuentes bibliográficas de accidentes y fallas con sistemas fotovoltaicos involucrados, es decir, los antecedentes de este trabajo. En el capítulo 2 se describe el sistema fotovoltaico genérico, las definiciones básicas

y los requerimientos técnicos mínimos de un sistema fotovoltaicos. En el capítulo 3 se hace una revisión de los métodos de evaluación de riesgos; así como la metodología adecuada al tipo de riesgo y sus características básicas. Los resultados del proceso de aplicar las distintas metodologías se presentan en el capítulo 4. Finalmente, se muestran las conclusiones y trabajos futuros.

Capítulo 1

Antecedentes

La energía solar fotovoltaica se ha convertido en los últimos años en una de las fuentes de generación de energía eléctrica esenciales para frenar el cambio climático. Las razones de su uso generalizado son diversas, siendo una de los más determinantes el abaratamiento que han experimentado los precios de los paneles solares. La figura 6 la evolución de la potencia fotovoltaica instalada y acumulada en el mundo durante el período 2007-2016 (2):

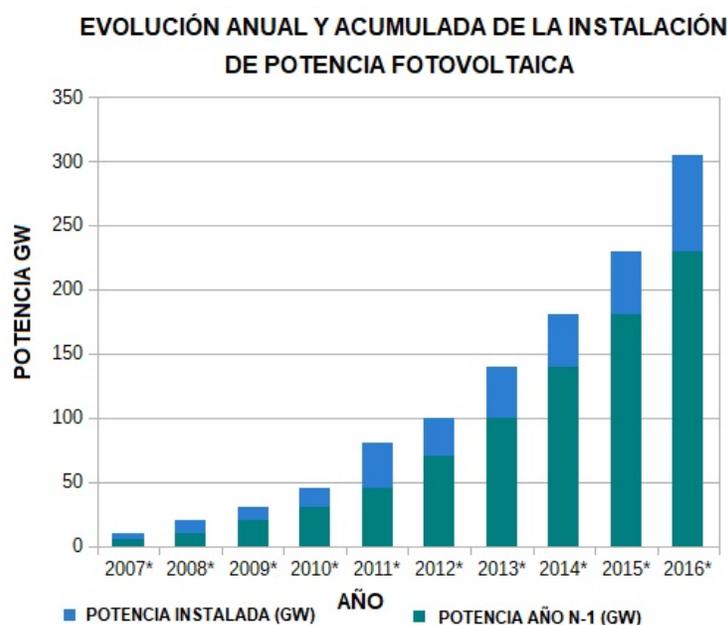


Figura 6. Potencia fotovoltaica instalada durante el periodo 2007-2016. En *“Informe Anual 2017: Auge mundial de la fotovoltaica”*, por Unión Española Fotovoltaica, 2018. Recuperado de <https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/>. Copyright [2018] por UNEF.

Los sistemas fotovoltaicos en edificios son una forma moderna y sustentable de producir energía eléctrica en el mismo lugar del consumo y su aportación se considera clave para llegar al objetivo de edificios de consumo de energía eléctrica externa, casi nulo. Sin embargo, su

proliferación ha dado a lugar a algunos accidentes y fallas debido a los riesgos eléctricos, ópticos y estructurales que involucran que, si bien han sido estadísticamente poco significativos, demuestran que debe investigarse más en las causas y protecciones (3). En la siguiente sección se mencionan algunos antecedentes de estos.

1.1 Riesgos eléctricos

Cuando los sistemas fotovoltaicos son instalados adecuadamente siguiendo las normas nacionales e internacionales; así como, las especificaciones y reglas de interconexión al sistema eléctrico nacional la probabilidad de un accidente es muy bajo. Sin embargo, debido a efectos externos como el clima, daño por roedores o errores humanos estos sistemas presentan una probabilidad de incendio originada por mecanismos de falla tales como, arco eléctrico, fallas a tierra o cortocircuito. Cabe mencionar que, aunque estos tipos de riesgos pueden incluir descargas eléctricas y otros incidentes, no obstante, dado que el nivel de consecuencias es mayor en incendios solo se encontró documentación referente a ellos (4). A continuación, se mencionan las características e informes más relevantes a este respecto, tanto nacionales como internacionales.

Joe Sipe afirma que la colocación sistemas fotovoltaicos en la azotea está más allá de las características fijas de detección y protección contra incendios de un edificio. Esto puede significar una detección de fuego retardada y ninguna protección contra incendios fija. Además, las características combustibles del módulo y otros componentes agregan combustible para generar un incendio (4).

Los incendios que a continuación se describen, ilustran algunos de los desafíos presentados por los paneles solares en tejados en las estructuras de techos comerciales grandes. Debido en parte a estos y otros incidentes, recientemente se ha presentado en USA un aumento en la atención a mejores prácticas para el servicio de bomberos, así como en los cambios en los

códigos de construcción y de incendios asociados con los sistemas fotovoltaicos (1).

Bakerfield, EUA; abril de 2009

En abril de 2009, se produjo un incendio en Bakersfield, California, en el techo de membrana de una tienda minorista Target bigbox. La tienda tenía un arreglo de 383 kW en el techo, que contenía 1826 módulos FV dispuestos en 166 cadenas con 11 módulos cada una. Según los informes, el fuego comenzó en dos lugares debido a causas asociadas con una falla a tierra (5), la figura 7 muestra las consecuencias y posible origen del incendio.



Figura 7. Punto de origen y consecuencias del incendio en tienda minorista. En *“The Bakersfield Fire: A Lesson in Ground-Fault Protection”*, por Bill Brooks, 2009. Retomado de https://solarprofessional.com/articles/design-installation/the-bakersfield-fire-a-lesson-in-ground-fault-protection.W6xaU_aZLIV. Copyright [2018] Home Power Inc

Mt Holly, NC; abril de 2011

En abril de 2011, se presentó un incendio en Mount Holly, Carolina del Norte, en el techo de National Gypsum Company, un fabricante de paneles de yeso. De manera similar al incendio objetivo en Bakersfield, CA, la causa del incendio se relacionó con fallas de tierra (5).

Goch, Alemania; 2012

En 2012, se generó un incendio en un almacén en Goch, Alemania (6). El incendio involucró un área de aproximadamente 43,000 ft² (3994.83 m²) y la causa se relacionó con un defecto en el sistema fotovoltaico.



Figura 8. Secuelas del incendio en un almacén de Goch, Alemania; ocasionado por un arco en el SFV. En *“Ready for the new standard?”*, por Michael Breuer, 2017, Monitor: Magazin for electrical sefty. Retomado de www.bender.de/monitor-abo. Copyright [2018] Bender GmbH Co.

Lafarge, EUA; mayo 2013

En mayo de 2013, se produjo un incendio en Lafarge, Wisconsin, en la sede corporativa de Organic Valley. La construcción del edificio verde y el sistema fotovoltaico solar instalado en él se incendiaron como se muestra en la figura 9 (6).



Figura 9. Incendio en la sede corporativa de Organic Valley en La Farge. En *“Perfect Storm”*, por Robert Duval, 2014. Recuperado de <https://www.nfpa.org/News-and-Research/Publications/NFPA-Journal/2014/January-February-2014/Features/Perfect-Storm>. Copyright [2014] por National Fire Protection Association.

Delanco, NJ; September 2013

En septiembre de 2013, se presentó un incendio en Delanco, Nueva Jersey, en un almacén de Dietz y Watson. El edificio abarcaba aproximadamente $300,000 \text{ ft}^2$ ($27,870.9 \text{ m}^2$) y más de 7,000 módulos fotovoltaicos (FV) instalados en el techo (7). Según se informó, el techo estaba construido de material combustible y al no estar protegido era una fuente que permitió que el fuego se extendiera. Según los informes, el sistema fotovoltaico en el techo inhibió la capacidad de los bomberos para reprimir el incendio. El fuego ardió durante 24 horas antes de que pudiera ser sofocado y consumió todo el edificio con su mobiliario, como se puede observar en la figura 10.



Figura 10. Consecuencias del fuego en Dietz y Watson. En NBC News. Recuperado de <https://www.nbcnews.com/nightly-news/video/new-jersey-warehouse-fire-disperses-potentially-hazardous-smoke-489698883706?v=railb>. Copyright [2018] NBC Universal Media.

Florence Township, NJ; Noviembre 2013

En Florencia Township, Nueva Jersey, se generó un incendio en el techo de un almacén de árboles de navidad (6) (7) (8). El almacén tenía más de 65,000 m² de tamaño y 8,000 módulos FV instalados en el techo. El fuego dañó más de 300 de los módulos fotovoltaicos, dado una notificación pronta de un testigo que permitió una respuesta rápida y el fuego no ingresó al edificio.

Aura Solar, Los Cabos, Abril 2014

Como resultado de un protocolo de pruebas que se realizó en la Central Aura Solar, se registró una falla eléctrica en los equipos instalados dentro de un Centro de Transformación (CT). La planta contaba con 39 CTs distribuidos en las 100 hectáreas donde estaba construida la Central, además de los 132 mil módulos multicristalinos del productor chino Suntech montados sobre seguidores monoaxiales e inversores del fabricante español Ingeteam (9; 10). En la figura 11 se muestra el incendio originado por la falla.



Figura 11. Incendio en un Centro de Transformación (CT) de la planta Aura Solar. En BCS NOTICIAS. Recuperado de <http://www.bcsnoticias.mx/incendio-afecto-planta-aura-solar/>. Copyright [2018] BCS Noticias

Ciudad Judicial, Guadalajara, Febrero 2018

En Febrero de 2018, se presentó un incendio en uno de los edificios del Poder Judicial en Guadalajara. De acuerdo a Osvaldo Macías Gutiérrez, subcomandante de Protección Civil y Bomberos Zapopan; se incendiaron 12 módulos solares. Las causas aún no han sido determinadas pero no se descarta la posibilidad de que se iniciara por un cortocircuito (11). En la figura 12 se muestran los efectos del incendio.



Figura 12. Módulos incendiados en la Ciudad Judicial, Guadalajara, Jalisco. Cortesía Bomberos de Zapopan.

De igual forma, otros países han documentado incendios relacionados con los sistemas fotovoltaicos, entre estos se mencionan los siguientes:

Alemania, 2011-2013.

En Alemania, de acuerdo con un estudio realizado por el Fraunhofer Institute entre los años 2011-2013, se presentaron aproximadamente 420 accidentes en sistemas fotovoltaicos relacionados con incendios y calor. De estos el 48% de los incendios fue originado por algún componente del sistema fotovoltaico. En la figura 13 se muestra las causas de estos eventos. Así mismo, en ese documento se reporta que el 2% y el 26% de los incidentes son causados por incendios y sobrevoltaje, lo que representó una pérdida en costos del 26% y 14%, respectivamente (12).

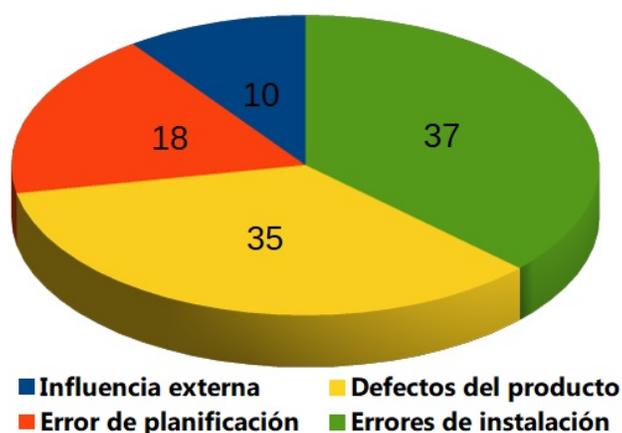


Figura 13. Reporte de causas de fuego en Alemania.

Australia

Recientemente, ha habido un aumento en el número de incendios relacionados con la energía solar en Australia, posiblemente relacionado con sistemas defectuosos. Hasta noviembre de 2014, solo en Queensland se habían más de 167 incendios por esos sistemas. Así, para reducir los riesgos de incendio asociados con los sistemas fotovoltaicos, el gobierno australiano y otras organizaciones como el Consejo de Energía Limpia y la Comisión Australiana de

Competencia y Consumo desarrollaron algunas normas que incluyen regulaciones para el proceso de instalación, estándares de cableado eléctrico y reemplazo de componentes defectuosos (13).

Italia

Tras el aumento de instalaciones fotovoltaicas en Italia, se reportaron más de 700 y 500 incendios relacionados con sistemas fotovoltaicos en 2012 y 2014, respectivamente (ver Figura 14). Los datos disponibles sobre los incendios de plantas fotovoltaicas en Italia incluyen incidentes de incendio que van desde incendios en una conexión eléctrica, a un incendio limitado de algunos módulos fotovoltaicos, a un gran incendio en el techo del edificio (14).

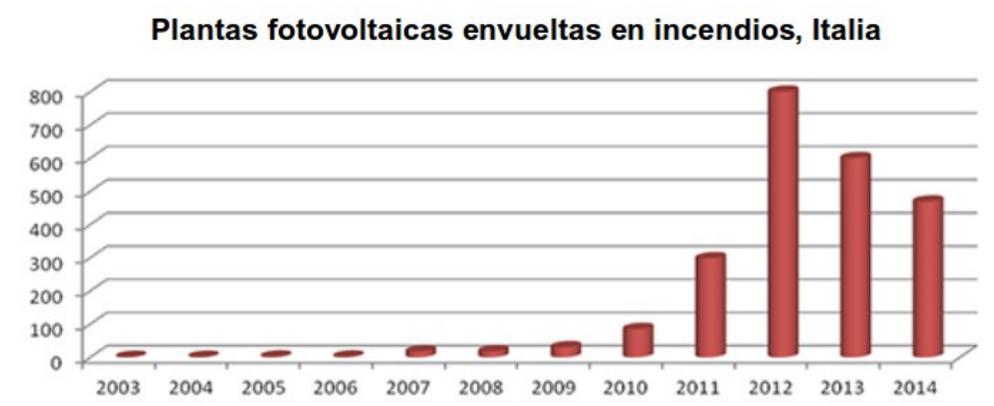


Figura 14. Incendios reportados en Italia en el periodo 2003-2014.

1.2 Riesgos ópticos

Otras condiciones de peligro que presentan los sistemas fotovoltaicos son el destello y el deslumbramiento. El destello se define como emisión momentánea de luz intensa. Por otro lado, el deslumbramiento es un fenómeno de la visión que produce molestia o disminución en la capacidad de diferenciar objetos, o ambas. Los peligros del brillo y el deslumbramiento de las plantas fotovoltaicas incluyen el potencial de lesiones oculares permanentes (por ejemplo,

quemaduras de retina) y discapacidad o distracciones temporales (por ejemplo, imágenes remanentes), que pueden afectar a las personas que trabajan cerca o junto a las instalaciones fotovoltaicas (15). En la siguiente imagen se aprecia el ejemplo de destello producido por módulos fotovoltaicos en una zona residencial y el producido por módulos en Instituto de Energías Renovables (IER).



Figura 15. De izquierda a derecha: planta fotovoltaica afectando una zona residencial cercana (The Molokai News, Octubre 21, 2013, 3:55 pm) (16) y reflejo de luz en módulos instalados en el IER (Marzo 22, 2018, 10:54).

Uno de los primeros reportes relacionados con el deslumbramiento fue sobre el ocasionado por una instalación solar térmica que data del año de 1977, elaborado por Brumleve T.D, con el título "Eye Hazard and Glint Evaluation for the 5-MWt Solar Thermal Test Facility". En 1980 Sliney, D.H. realizó un reporte titulado "An Evaluation of the Potential Hazards of the Point Focusing Solar Concentrators at the JPL-Edwards Test Site". Sin embargo, con un número cada vez mayor de instalaciones fotovoltaicas alrededor mundo, el resplandor solar causado por reflejo se está convirtiendo un caso de estudio importante. Esto es debido al reflejo ya sea ocasionado por plantas fotovoltaicas o instalaciones de concentración de energía solar, que puede ocasionar desde malestar hasta discapacidad. Estas condiciones de riesgos tienen la capacidad de afectar la visión de conductores y pilotos de transporte terrestre y aéreo, con el consecuente incremento de accidentes. Los conductores y pilotos de

automóviles, camiones, trenes y aviones, podrían pasar “por alto” (no ver) obstáculos, otros vehículos, señales luminosas o tránsito.

Actualmente, no existe un método ampliamente aceptado para medir este efecto y la práctica regulatoria no es uniforme. No obstante, en un estudio realizado por el grupo de Florian Ruesch, se presenta una herramienta para medir el deslumbramiento de la luz solar reflejada por instalaciones solares considerando su duración, aceptable si es inferior a 30 minutos por menos de 30 horas anuales (15).

El uso de estas instalaciones en los aeropuertos está en aumento. En 2011, se contaba con un desarrollo privado de una granja solar en terrenos propiedad del Aeropuerto Internacional de Indianápolis que comenzó con una capacidad esperada para generar 15 gigawatts de electricidad. En 2012, el Aeropuerto Internacional de Manchester-Boston completó la instalación de 42,000 paneles fotovoltaicos y el Aeropuerto Internacional de Denver actualmente tiene paneles solares instalados, entre otros tantos.

Sin embargo, ya se han presentado incidentes de aviación, por ejemplo, en el aeropuerto regional de Manchester-Boston, los controladores de tránsito aéreo (ATC) reportaron problemas importantes debido al reflejo de los paneles solares hacia la torre. Aparte de los ATC regionales de Manchester-Boston que sufren de reflejos solares, en los informes de los pilotos que vuelan cerca del Sistema de Generación Solar Electric Ivanpah se han incluido quejas sobre el resplandor de la instalación (17). En 2012, CNN y la prensa estadounidense informaron que los módulos en una planta fotovoltaica, de \$3.5 millones de dólares, localizada a un costado del Aeropuerto Regional de Manchester-Boston, debían de cubrirse para disminuir el deslumbramiento ocasionado al tráfico aéreo y controladores en la torre de control cercana (CNN, 2012), ver figura 16 (18).



Figura 16. Resplandor visto desde la Torre de Control de Tráfico Aéreo en el Aeropuerto Regional de Manchester/Boston (8:15 AM EDT, 27/04/12) y módulos cubiertos como solución al problema. En *“Manchester airport remains in dark over solar-panel glare solution”*, por Mark Hayward, 2013. Copyright 2018 Union Leader Corporation.

En la figura 17 se observa un conjunto de imágenes que representan diferentes condiciones de deslumbramiento en diversas localidades: a) Parte superior izquierda, deslumbramiento de la planta de energía solar observado desde la cabina del avión, b) Parte inferior izquierda, deslumbramiento captado desde la torre de control de tráfico aéreo en el Aeropuerto Regional de Manchester-Boston que impactó a los controladores c) Imagen derecha, deslumbramiento del sistema fotovoltaico residencial en Aspen, Colorado, que llevó a la nueva regulación del condado que rige las instalaciones fotovoltaicas (19).



Figura 17. Ejemplos de deslumbramiento por instalaciones fotovoltaicas (19). En *“Relieving a glare problem”*, por Clifford K. Ho, 2013. SOLAR TODAY.

1.3 Riesgos estructurales

La instalación de paneles fotovoltaicos en los tejados presenta riesgos que pueden afectar la integridad estructural del techo. Este, no solo soporta la carga muerta del sistema fotovoltaico en sí, sino que también fuerzas externas generan carga estructural. Las instalaciones exteriores se exponen a elementos peligrosos como viento, granizo, nieve, escombros y temperaturas extremas. Estos elementos introducen cargas sustanciales en los paneles y el techo a través de la elevación del viento, la expansión térmica y la acumulación de desechos. Estas pueden conducir a la destrucción de techos y sistemas fotovoltaicos. A continuación se presentan algunos eventos donde la estructura ha sido afectada por el viento.

Tormenta, EUA; febrero 2012

La tormenta de viento en Pasadena causó daños a sistemas de energía solar mal diseñados o instalados, como puede apreciarse en la figura 18 (20).



Figura 18. Los paneles solares arrancados y esparcidos por todos los anaqueles, tras el paso de una tormenta de viento en Pasadena. Recuperado de <http://runonsun.com/runons5/blogs/blog1.php/solworks/safety/ros-2-windstorm-zero>.

Tornado, España; octubre 2013

Un tornado impactó en la comarca de Cinco Villas con vientos que alcanzaron los 100 km/h, derribó 25 torres de electricidad y causó daños por valor de 10 millones de euros en el parque fotovoltaico de Santa María, en Sádaba, según las primeras estimaciones, ver figura 19 (21).



Figura 19. Seguidores solares destrozados por el tornado que azotó Sada con vientos de hasta 100 km/h. En “El tornado arrasó más de 6.000 hectáreas en las Cinco Villas”, por El periódico de Aragón, 2013. Recuperado de https://www.elperiodicodearagon.com/noticias/temadía/tornado-arraso-mas-6-000-hectareas-cinco-villas_889288.html. Cortesía Gobierno de Aragón.

Huracan Odile, México; septiembre 2014

La planta fotovoltaica Aura Solar, instalada en un terreno de 100 hectáreas al sur de La Paz, Baja California Sur, México; en donde se colocaron 131 mil 800 módulos policristalinos, fue arrasada el 15 de septiembre de 2014 por el huracán Odile de categoría 3. Éste impactó la zona con vientos máximos sostenidos de 205 km/h y rachas de 250 km/h (22).

Huracan María, Puerto Rico; octubre 2017

En la figura 20 se logra apreciar algunos de los efectos del viento sobre los paneles fotovoltaicos después del paso del huracan María sobre Puerto Rico en Octubre de 2017 (23).



Figura 20. Los módulos fotovoltaicos de la azotea del Cuartel de Ballajá quedaron esparcidas por el patio del edificio. Cortesía Carlos Rubio Cancela.

Maryland Heights, USA; abril 2012

En la ciudad de Maryland Heights ubicada en el condado de San Luis en el estado estadounidense de Misuri, algunos usuarios sufrieron daños en sus instalaciones fotovoltaicas después de una tormenta de granizo (24).



Figura 21. Módulos dañados en Maryland Heights. Recuperado de <http://forum.solar-electric.com/discussion/14316/solar-panel-damage-from-hail-storm>

. Copyright 2018 Northern Arizona Wind Sun.

NREL, USA; mayo 2017

El 8 de mayo, la zona de Denver fue azotada por una granizada inusualmente severa. Después de la tormenta, el personal del Laboratorio Nacional de Energía Renovable (NREL, por sus siglas en inglés) se dispuso a evaluar el daño ya que su campus principal en Golden, Colorado cuenta con más de 2,5 megavatios de potencia fotovoltaica (PV). Algunos de los efectos de este evento, se puede observar en la figura 23 (25).



Figura 22. Módulo dañado debido al granizo. Recuperado de <https://www.energy.gov/ee/articles/hail-no-national-labs-solar-panels-survive-severe-storm>. Copyright 2018 NREL.

Alamo 2, USA; abril 2017

Después de una tormenta de granizo la planta fotovoltaica Alamo 2, con una capacidad de 4.4 MW, en 2017, se reemplazaron 17,920 módulos. Esto, a pesar de que no todos presentaban ruptura visible, no obstante, se consideró que muchos tenían microfisuras, por lo que se determinó cambiarlos (26).



Figura 23. Vista aérea de la planta fotovoltaica Alamo 2 después de la tormenta. Recuperado de <https://superstarfloraluk.com/7833014-Damage-by-Solar-Storm.html>. Copyright 2018 Superstarfloraluk.com.

Capítulo 2

Sistema fotovoltaico: requerimientos de diseño e instalación

2.1 Elementos de un sistema fotovoltaico

Un Sistema Fotovoltaico, SFV es aquel que convierte la luz solar directamente en energía eléctrica, con las características apropiadas para ser utilizada por la carga destinada. En la figura 24 se muestra un esquema representativo de un SFV.

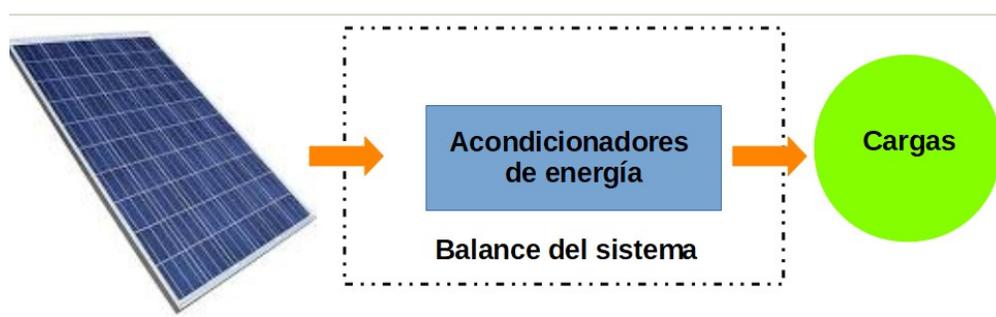


Figura 24. Diagrama general de un sistema fotovoltaico

A continuación se hace una breve descripción de las partes y componentes de un SFV:

2.1.1 Módulo , cadena y arreglo fotovoltaico.

En un SFV el elemento encargado de generar la energía eléctrica es el Módulo Fotovoltaico, MFV, el cual es la unidad de generación más pequeña lista para utilizarse. Este consta de un grupo de celdas fotovoltaicas interconectadas eléctricamente entre sí, mecánicamente agrupadas y encapsuladas en una unidad para protegerlas del medio ambiente. Un MFV debe

cumplir con cualquiera de las siguientes normas que especifica las características mínimas de construcción, desempeño eléctrico, seguridad y durabilidad.

a) UL1703 Standard for Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels. Norma nacional de Estados Unidos, la cual se relaciona con los requerimientos que deben cumplir los materiales de construcción, la manera de medir el desempeño eléctrico y las pruebas a las que se somete al producto para determinar su seguridad y durabilidad.

b) IEC 61730-1, IEC 61215, IEC 61730-2. Normas internacionales emitidas por la comisión electrotécnica internacional siendo la primera la que especifica los elementos de construcción, la segunda la que evalúa el desempeño eléctrico y durabilidad, y la tercera la evaluación de la seguridad eléctrica, mecánica y de propagación de fuego. Las tres normas anteriores han sido homologadas como normas mexicanas NMX (NMX-J-618/1-ANCE-Vigente, NMX-J-643/2-ANCE-Vigente y NMX-J-618/2-ANCE-Vigente respectivamente).

La parte más importante de un módulo fotovoltaico es el conjunto de celdas fotovoltaicas, en donde ocurre la transformación de la radiación solar en energía eléctrica de tipo corriente continua corriente directa. Las celdas fotovoltaicas se encapsulan con varias capas de material plástico y luego laminan en vidrio templado. Posteriormente, todo este conjunto se refuerza con un marco metálico exterior antioxidable que comúnmente es aluminio. La figura 25 muestra un corte transversal de un módulo fotovoltaico.

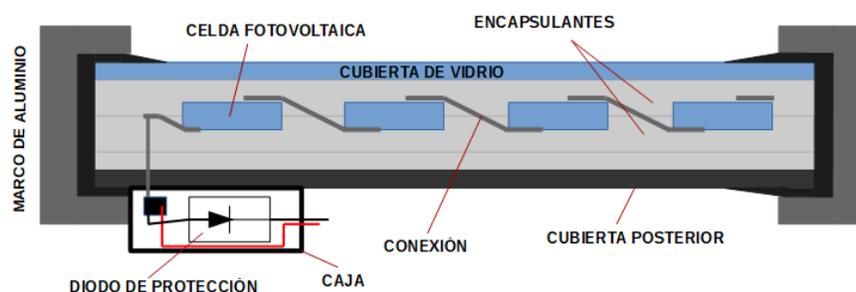


Figura 25. Elementos de un módulo fotovoltaico usando un diodo como elemento protector.

Para garantizarle al usuario que el MFV cumple con los requerimientos de construcción, desempeño eléctrico, seguridad y durabilidad, este debe ostentar un certificado de cumplimiento de las normas mencionadas anteriormente.

Los generadores fotovoltaicos que integran a los SFV pueden estar constituidos por un solo módulo, un conjunto de MFVs eléctricamente conectados en serie al que suele llamarsele panel o cadena fotovoltaica o bien un conjunto de módulos o cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo, llamandosele en cualquiera de los casos Arreglo Fotovoltaico, AFV. Generalmente se considera que un módulo fotovoltaico es la unidad mínima de potencia eléctrica del arreglo fotovoltaico, la cadena fotovoltaica se crea para proporcionar la tensión eléctrica de acoplamiento con la “carga” a la que se le suministrará la energía eléctrica; y la conexión en paralelo de cadenas fotovoltaicas proporciona la corriente eléctrica que consumirá la “carga” durante las horas sol. La figura 26 muestra un diagrama esquemático de un arreglo fotovoltaico que tiene 10 módulos conectados en serie formando la cadena fotovoltaica y tres cadenas fotovoltaicas conectadas en paralelo, configuración eléctrica que se acostumbra a simbolizar como 10Sx3P.

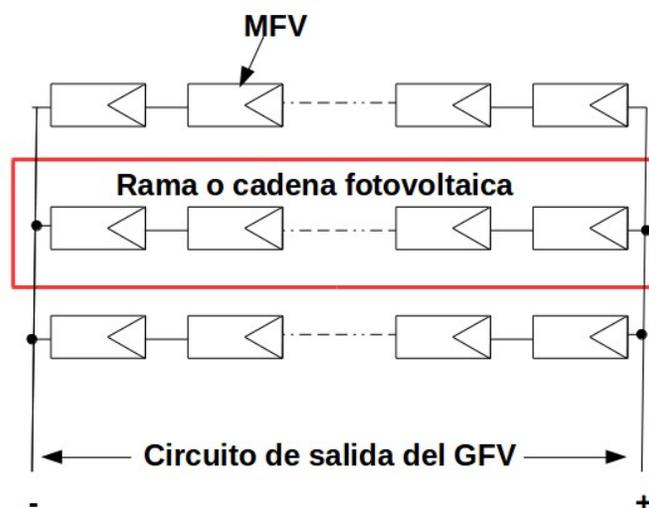


Figura 26. Diagrama esquemático de un arreglo fotovoltaico en donde se muestra el concepto de módulo, cadena y la conexión en paralelo de las cadenas para integrar el arreglo fotovoltaico. Se muestra además el concepto de circuito de salida de la fuente fotovoltaica.

El Balance del Sistema (BOS) en un sistema interconectado a la red esta formado por el acondicionador de potencia eléctrica que convierte la electricidad de corriente continua o directa (CD) comunmente llamado inversor, los dispositivos de seguridad requeridos por la norma oficial mexicana NOM 001 SEDE-Vigente, los conductores eléctricos que transportan la energía desde el punto de generación al punto de consumo, y en su caso transformadores eléctricos si es que son requeridos para acoplarse a las RGDs.

Inversor

El inversor, además de convertir la CD a CA, tiene la función de sincronizarse con la señal eléctrica de la RGD, siendo esta función la más importante en términos del acoplamiento por lo cual funge como interfaz entre el GFV y la RGD; por lo cual debe sensar tanto la tensión eléctrica como la frecuencia existente en la RGD.

Los inversores CD/CA para conectarse a la red se fabrican para este propósito y deben cumplir con normas internacionales para su fabricación y desempeño eléctrico; y generalmente, los requerimientos exigidos por la norma satisfacen las especificaciones técnicas eléctricas que, los suministradores de la energía eléctrica (CFE en nuestro país), exigen o requieren de estos dispositivos para garantizar la calidad de electricidad que se inyectara a las RGDs.

La norma internacional que evalúa el desempeño eléctrico y el cumplimiento de las especificaciones técnicas de los inversores es la IEC 62109-2 y en consecuencia, para que el suministrador de potencia eléctrica permita su interconexion a la RGD, estos acondicionadores de potencia deben estar certificados, es decir, deben ostentar un certificado sobre el cumplimiento de su desempeño eléctrico de acuerdo a la norma, especialmente los rangos de acoplamiento para la tensión y la frecuencia y especialmente el comportamiento anti-isla. La condición de “isla” es una situación paralela a la red en la que el inversor sigue alimentando la red aunque ya no haya tensión de la red eléctrica.

2.1.2 Cableado y dispositivos de seguridad

En cuanto al cableado para el transporte de las cargas eléctricas se requiere de una instalación eléctrica que satisfaga los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM 001 SEDE-Vigente, dentro de los requisitos para los conductores estan:

- Ser de cobre, temple suave, trenzados, clase B (flexibles y aislados con materiales resistentes a la intemperie, tales como termoplásticos, termofijos, entre otros).
- Tener recubrimiento aislante certificado contra fugas de tensión con valor igual o mayor que el voltaje a circuito abierto de la cadena fotovoltaica con mayor tensión en el sistema, calculando este valor a la temperatura ambiente mínima del año. Normalmente los fabricantes de los conductores comerciales certifican sus productos para una tensión máxima de 600 V pero también los hay a 1000 y 2000 V para aplicaciones de alta tensión.
- Contar con aislante certificado para operar continuamente a 90°C en ambientes húmedos.

Los conductores expuestos a la intemperie deben tener un recubrimiento aislante con protección para radiaciones ultravioleta, cable comúnmente llamado “tipo solar”.

Los conductores eléctricos no expuestos a la intemperie y que se instalen en la sección de corriente directa del sistema fotovoltaico deben estar entubados en cualquier ducto que los proteja contra los rayos solares y, de preferencia, deben tener doble aislamiento. Los ductos deben estar certificados para intemperie y para las condiciones ambientales correspondientes (tubo para intemperie).

En cuanto a los dispositivos de seguridad en los circuitos electricos del SFV, estos deben integrarse y elegirse cumpliendo los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM 001 SEDE-Vigente. Los dispositivos de seguridad pueden ser desconectores interruptores termomagneticos bidireccionales, diodos de bloqueo, dispositivos contra descargas atmosféricas,

monitores de aislamiento, dispositivos contra fallas a tierra, entre otros.

2.1.3 Estructura

Otro elemento que se integra en un sistema fotovoltaico y que no forma parte del proceso de generación y sin embargo esta involucrado en los conceptos de rendimiento y durabilidad del propio sistema es la estructura metálica que soporta a lo módulos fotovoltaicos, teniendo como función proporcionar un elemento rígido anclado al suelo, que permite la orientación e inclinación del arreglo fotovoltaico de acuerdo con las condiciones de diseño. El diseño de la estructura así como, su anclaje al terreno deben seleccionarse de acuerdo a las velocidades del viento de la localidad considerando las rafagas atípicas de la región; y el material debe ser tal que provea una durabilidad por lo menos equivalente al ciclo de vida útil de la tecnología.

Considerando lo anterior, la estructura mecánica debe ser tal que soporte cargas estáticas las cuales no nada más son aquellas provistas por el peso del módulo sino que se tienen que considerar las posibles eventualidades atípicas de la localidad (nive, granizo); pero es más se debe de evaluar la resistencia mecánica a la compresión y estiramiento del sitio que soporta la estructura (techos de viviendas , techos de fabricas, techos de bodegas, etc.). Así mismo, las cargas dinámicas que se generan por la velocidad del viento deberán de evaluarse para que estas sean consideradas en la determinacion y elección del anclaje correpondiente.

Es así como, la conjunción de AFVs con acondicionadores de energía (inversores), conductores eléctricos, dispositivos de seguridad y estructuras para el soporte y orientación del AFV constituyen lo que se conoce con el nombre de sistema fotovoltaico (SFV), siendo su función generar electricidad a un voltaje específico para su consumo en las cargas eléctricas consideradas (28).

Los Sistemas Fotovoltaicos Interconectados a la Red (SFVI) se conectan físicamente en paralelo en un Punto de Acoplamiento en Común (PAC) que se eligen dentro de la Red Eléctrica Local del Usuario (RELU). La figura 27 muestra un diagrama esquemático de la

interconexión de un sistema fotovoltaico indentificandose el PAC así como el punto de interconexión y acometida con la Red General de Distribución (RGD).

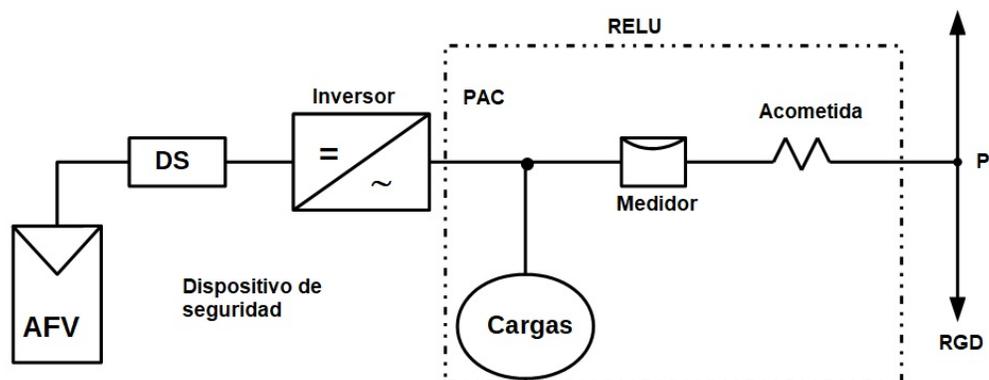


Figura 27. Diagrama esquemático de la interconexión de un SFV con la RGD.

Un SFV al conectarse en paralelo con la RGD contribuye al suministro de la electricidad que demandan las cargas eléctricas conectadas a la RELU las que pueden alimentarse simultáneamente por ambas fuentes de electricidad, dependiendo de los valores instantáneos del requerimiento y de la potencia de salida del SFV. Cualquier superávit de potencia del SFV es inyectado a la red eléctrica y cualquier déficit es demandado a ésta. La figura 28 muestra el diagrama de bloques de un Sistema Fotovoltaico Interconectado, SFVI; las flechas indican el flujo de la energía.

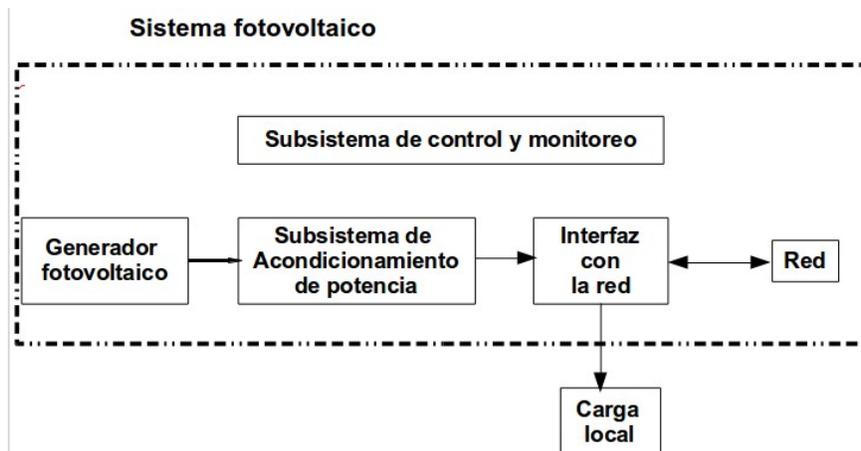


Figura 28. Diagrama de bloque en un SFVI.

Por otra parte, el diseño eléctrico de la instalación fotovoltaica debe considerar la normativa IEC 62548 “Requerimientos de diseño e instalación fotovoltaica”; y para el proceso de interconexión se debe satisfacer las regulaciones gubernamentales actuales derivadas de la Reforma Energética en donde se contempla la nueva ley de la industria eléctrica, en donde los actores principales son la SENER, Comisión Reguladora de Energía, el Centro Nacional de Control de Energía como organismos regulatorios y la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como el organismo suministrador de potencia eléctrica.

Es así como, la Norma internacional IEC 62548, la NOM 001 SEDE-Vigente, el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW (MICGC-0.5) y los criterios de interconexión de centrales y centros de carga a la RGDs son el marco normativo y regulativo que permiten tener sistemas fotovoltaicos diseñados adecuadamente para que sean durables, confiables y seguros considerando su interconexión a las Redes Generales de Distribución (RGDs) del SEN.

Estos requerimientos están relacionados con aspectos que garanticen la seguridad del personal de la CFE y de los usuarios de la misma, la calidad de la energía en la red, así como la integridad física y operacional de la red eléctrica y, de los propios SFVI. Además, define

algunos conceptos básicos que se pueden ver en el Anexo A.

2.2 Características y requerimientos normativos técnicos de un SFV

El diseño, instalación y operación de un SFVI debe cumplir con la reglamentación de la CFE respecto a generadores FV dispersos. La interconexión de los sistemas de generación FV dispersos con la red eléctrica debe ser en todo momento segura para los equipos y las personas en ambos lados del punto de conexión. Así mismo, el SFVI no debe causar perturbaciones indeseables en la red de distribución. A continuación se describen las características técnicas que deben cubrir los SFVI para su conexión a la red de distribución de la CFE.

2.2.1 Configuración Eléctrica

Las dos configuraciones típicas factibles para el diseño eléctrico de un SFV interconectado a la RGD son:

a) SFV aterrizado.- Sistema en el cual uno de los dos conductores del circuito de salida de la fuente fotovoltaica se ha puesto a tierra intensionalmente. La figura 29 muestra un diagrama esquemático de un SFV intencionalmente puesto a tierra.

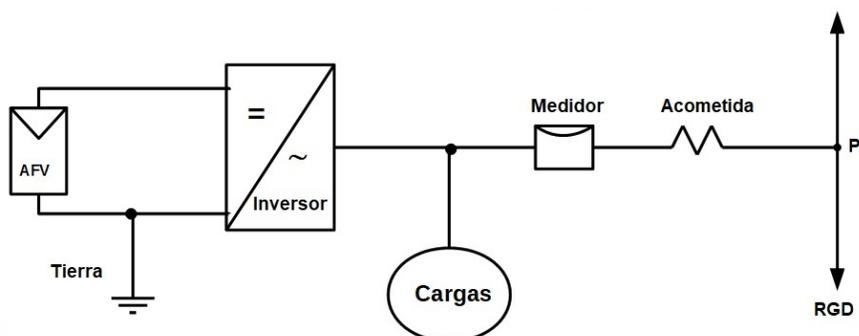


Figura 29. Configuración Eléctrica del GFV Aterrizado.

b)SFV en flotación.- Sistema en el cual ninguno de los dos conductores del circuito de salida de la fuente fotovoltaica se ha puesto a tierra intencionalmente. La figura 30 muestra un diagrama esquemático de un SFV en flotación.

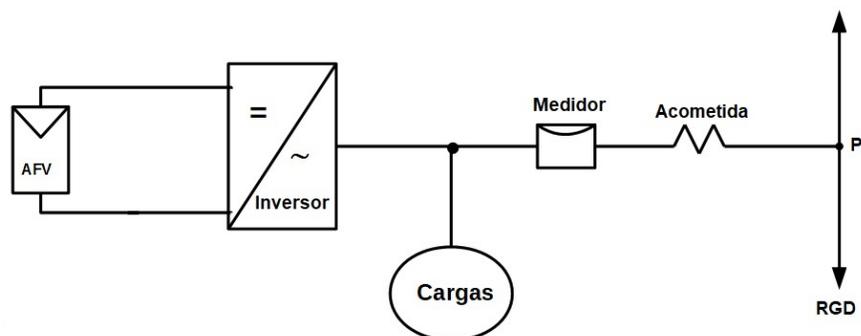


Figura 30. Configuración Eléctrica del GFV Aterrizado.

Es requerido de la NOM 001 SEDE-vigente que todas las partes metálicas expuestas al usuario (envolventes metálicas, gabinetes, cajas de paso de distribución, tableros de distribución, incluyendo la estructura de montaje para los módulos y el marco metálico de los mismos) que no son parte de los circuitos eléctricos deben estar puestos a tierra, e implícitamente la red eléctrica del usuario debe tener un sistema de tierra compuesto por lo menos por un electrodo de puesta a tierra en donde se conecte el conductor de puesta a tierra para las partes metálicas expuestas.

2.2.2 Capacidad de generación

Para evitar disturbios en la red y sobrecargas en el sistema de distribución, la capacidad de generación fotovoltaica un usuario no debe ser mayor de la capacidad de servicio que tiene contratada; y la capacidad total de generación FV dispersa en un mismo alimentador, no debe ser mayor de la capacidad de transporte de los conductores del alimentador.

2.2.3 Tensión de Interconexión

La conexión eléctrica del SFVI se debe realizar en la red de distribución de baja tensión, dependiendo de la tensión de servicio. Las tensiones de distribución para servicio doméstico de la CFE son 127 V para sistemas monofásicos a 2 hilos; 120 V/240 V para sistemas monofásicos a 3 hilos y 220 V/127 V para sistemas trifásicos de 4 hilos.

2.2.4 Nivel de tensión

Se establece una tolerancia de +5 y -10 % de la tensión eficaz nominal en la regulación de tensión de sistemas de distribución de baja tensión (voltaje nominal V_{nom} de 1000 V) de acuerdo a las Reglas Generales de Interconexión al Sistema Eléctrico Nacional (RGISEN) para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente. Las fluctuaciones en la potencia entregada por el SFVI no deben producir variaciones de tensión fuera de los límites especificados.

2.2.5 Regulación de frecuencia

El nivel de control establecido para la frecuencia es de 59.3 Hz a 60.5 Hz de acuerdo a las RGISEN para generadores o permisionarios con fuentes de energías renovables o cogeneración eficiente. El SFVI debe operar en sincronía con la red y no causar desviaciones en su frecuencia que sobrepasen los límites expuestos.

2.2.6 Factor de potencia

El inversor de corriente debe operar con un Factor de Potencia (FP) superior a 0.90 inductivo o capacitivo, para potencias de salida superiores al 10 % de su potencia nominal. Para efecto de análisis el SFV se considera como una carga con FP inductivo.

2.2.7 Punto de Interconexión

El SFVI debe conectarse del lado de la carga, preferentemente en el interruptor general de servicio del inmueble. El interruptor de servicio proporciona, de esta forma, un medio manual de desconexión accesible.

Para plantas de generación fotovoltaica de menos de 0.5 MW, el Manual general de interconexión emitido por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) clasifica a los sistemas que se interconectarán a las RGDs en tres categorías dependiendo de lo que el usuario desee hacer: medición neta, venta de excedentes o venta total; y para cada uno de las categorías anteriores el punto de acoplamiento/interconexión deberá hacerse de acuerdo a los siguientes esquemas eléctricos indicativos.

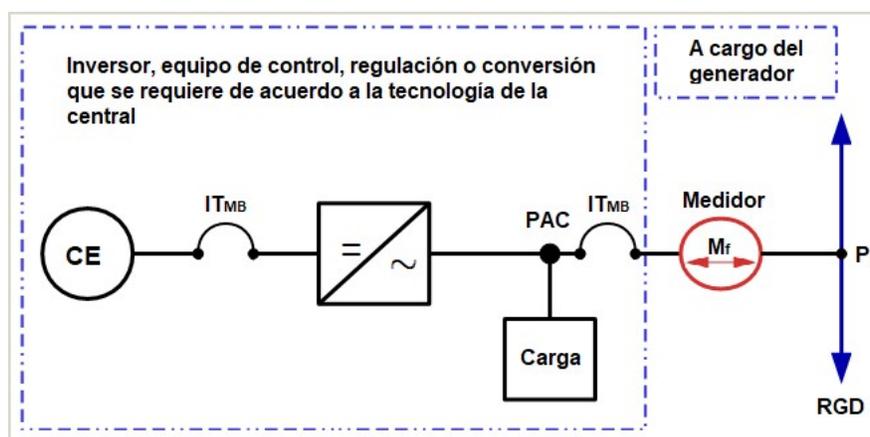


Figura 31. Esquema de interconexión 1 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión con Centros de Carga.

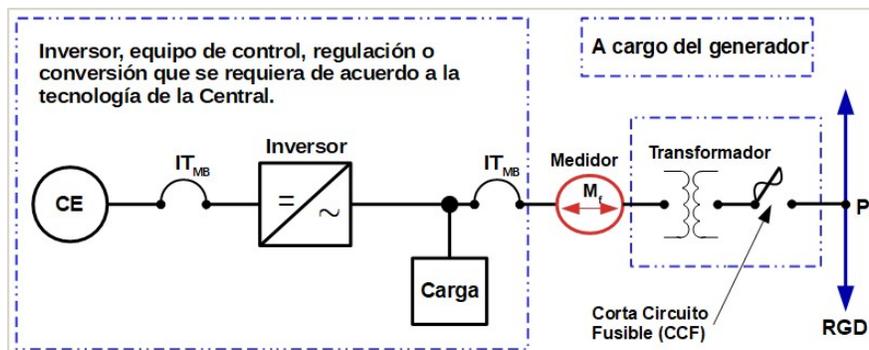


Figura 32. Esquema de interconexión 2 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con Centros de Carga.

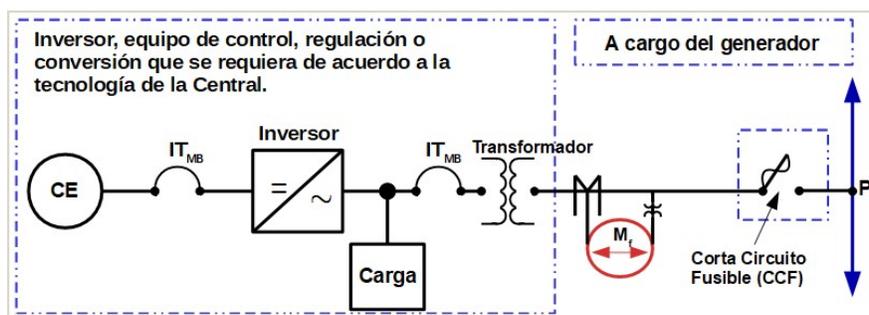


Figura 33. Esquema de interconexión 3 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con Centros de Carga.

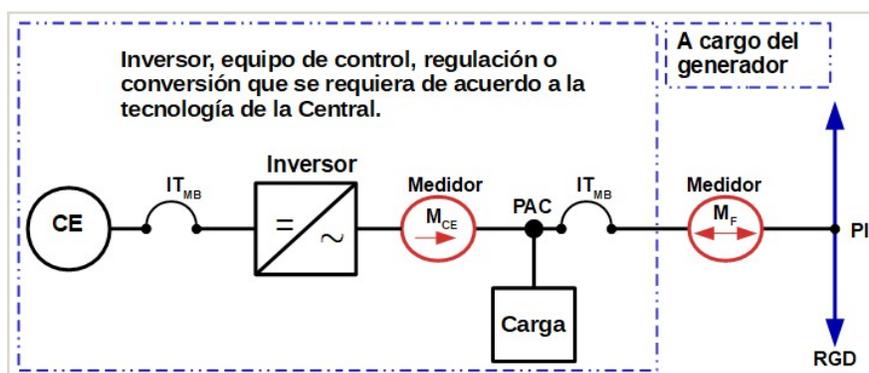


Figura 34. Esquema de interconexión 4 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión con Centros de Carga.

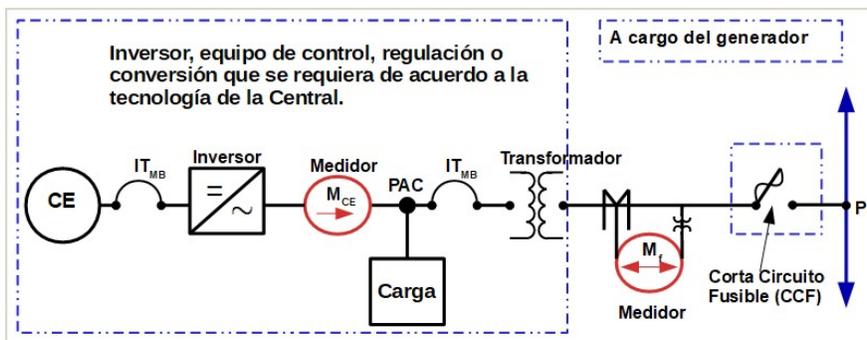


Figura 35. Esquema de interconexión 5 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con Centros de Carga.

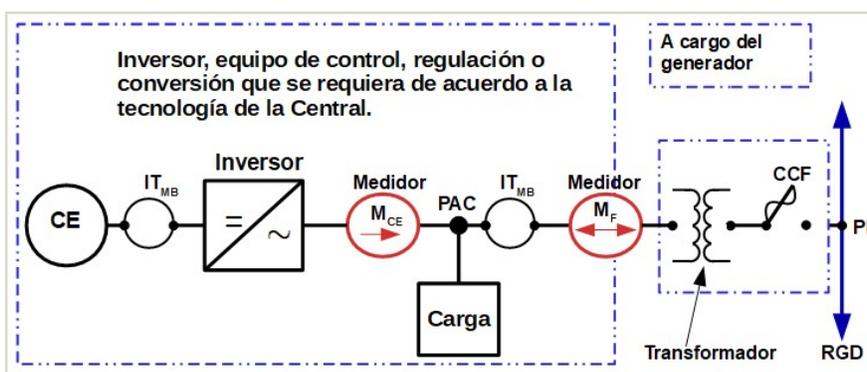


Figura 36. Esquema de interconexión 6 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con Centros de Carga.

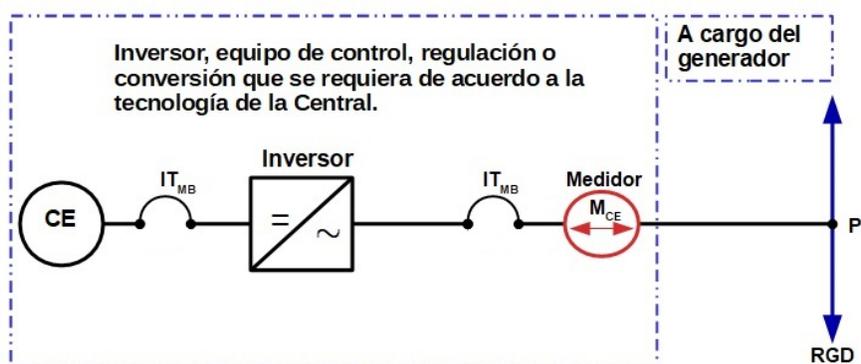


Figura 37. Esquema de interconexión 7 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 50 kW en Baja Tensión.

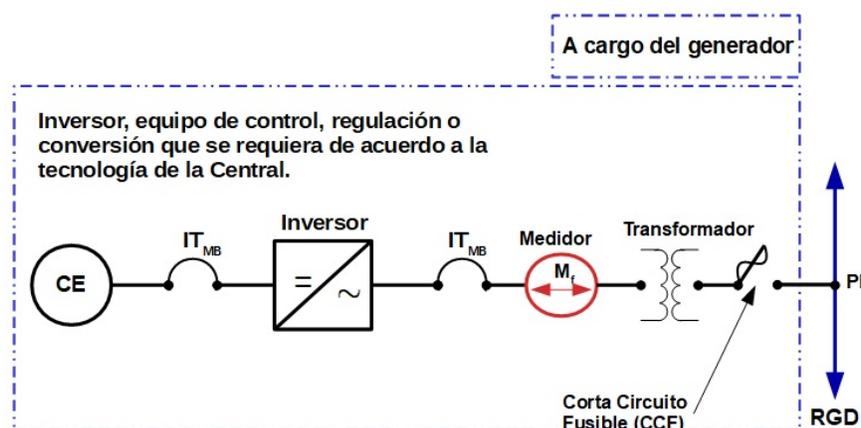


Figura 38. Esquema de interconexión 8 para Centrales Eléctricas menores o iguales que 250 kW en Media Tensión con medición en Baja Tensión.

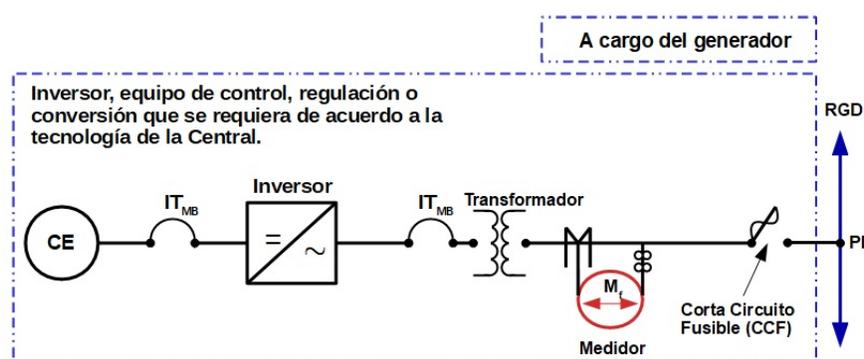


Figura 39. Esquema de interconexión 9 para Centrales Eléctricas mayores que 250 kW y menores que 500 kW en Media Tensión con medición en Media Tensión.

2.3 Conclusiones del capítulo

Los requerimientos técnicos especificados en este capítulo para implementarse en SFVs son la base tal que, si se cumplen cabalmente, hacen que las instalaciones fotovoltaicas sean electricamente seguras, confiables y durables.

Es por lo tanto, indispensable que se implementen de manera precisa las normas, regulaciones y especificaciones a los diferentes componentes (módulos, inversores, cableado y estructura) de una planta de generación de energía fotovoltaica con el fin de evitar incidentes

que sean capaces de ocasionar daños físicos al sistema o usuario; así como, bajo rendimiento en la capacidad de generación y calidad de la energía, logrando con ello que el sistema cumpla con la vida útil para cual fue diseñada.

Capítulo 3

Riesgos: definiciones y métodos para su análisis

3.1 Definiciones de conceptos

Previo a definir la metodología de análisis de riesgos, es necesario considerar las diferencias entre los conceptos de riesgo y peligro, los cuales se presentan a continuación:

- **Peligro (hazard):** Característica inherente química o física con potencial de causar daño a personas, ambiente o instalación.
- **Riesgo (risk):** Medida cuantitativa, expresada en función de la probabilidad y magnitud de las consecuencias, de que ocurra un evento identificado como peligroso.

Para clarificar los conceptos, se presenta el siguiente ejemplo: Una persona que se encuentra en la parte superior de una escalera. El peligro en esta situación es debido a la altura (condición física), mientras que, el riesgo es una caída (probabilidad) que provoque una lesión (consecuencia). Así mismo, es importante recalcar que, el riesgo puede presentarse como consecuencia de los siguientes peligros:

- **Peligros naturales:** inundaciones, sismos, huracanes, etc.
- **Peligros tecnológicos:** instalaciones industriales, estructuras, sistemas de transporte, sustancias peligrosas, pesticidas, herbicidas, medicamentos, etc.
- **Peligros sociales:** terrorismo, sabotaje, ataque armado, robo, secuestros, intentos de toma de instalaciones, bloqueo de instalación, amenaza de bomba.

Estos peligros ocasionan riesgos que no son mutuamente excluyentes. El proceso de Análisis de Riesgos comprende identificación, evaluación de la probabilidad de eventos indeseados, evaluación de las consecuencias, determinación del nivel de riesgos y emisión de recomendaciones. De esta forma se obtiene un conocimiento general de los riesgos, de sus causas, sus consecuencias, sus probabilidades, sus incertidumbres, etc. Dado que el riesgo afecta las actividades en los procesos, toma relevancia el Análisis de Riesgos, así este nos ayuda a:

- Identificar y emitir recomendaciones para reducir o controlar riesgos.
- Facilita jerarquizar la atención de riesgos en los centros de trabajo.

Un Análisis de Riesgos, adicionalmente implica:

- Un análisis de confiabilidad, ya que estudia las fallas de procesos, de equipos o de operabilidad de sistemas.
- Un análisis de seguridad, ya que permite determinar además de las fallas del equipo y de operabilidad, el posible daño a, o por el sistema.

Por ejemplo, existen normas que establecen las estrategias para realizar el análisis de riesgos; tal como, la norma OHSAS 18001 la cual se explica a continuación.

3.2 Métodos de Análisis de Riesgos

La norma OHSAS (Occupational Health and Safety Management Systems) 18001 establece los requisitos básicos para realizar un análisis e identificación de riesgos: identificación de peligros, estimación de riesgos y, su valoración; para determinar si son tolerables. Primeramente, debe de realizarse un listado con todas las actividades de trabajo agrupadas de una forma lógica para obtener de cada actividad la máxima información. Por ejemplo:

- Trabajos que deben realizar, su duración y frecuencia.
- Zonas de trabajo.
- Personas que realizan el trabajo (capacitación, experiencia, temporalidad/permanencia, etc.)
- Personas que se pueden ver afectadas por las actividades que se realizan en las zonas de trabajo.
- Procedimientos de trabajo o permisos.
- Instalaciones, maquinarias y equipos de trabajo.
- Distancia y altura a las que han de moverse de forma manual los materiales, productos, etc.
- Fuentes de energía empleadas.
- Sustancias o productos utilizados y generados.
- Requisitos legislativos a la hora de realizar los trabajos.

Una vez identificada la naturaleza del trabajo, la norma OHSAS 18001 señala que debe de continuarse con la identificación de peligros. Para poder realizar dicha identificación se tienen que contestar las siguientes preguntas: ¿Existe una fuente de daño?, ¿De qué manera puede suceder el daño?, ¿A quién puede causar daño? Posteriormente, para cada uno de los peligros identificados, se deberá estimar el riesgo en función de las consecuencias de los mismos y la probabilidad de que ocurra un accidente. Para determinar las consecuencias debe de considerarse: zonas del cuerpo humano que se verían afectadas, así como la naturaleza del daño. Adicionalmente, para definir la probabilidad, esta norma incluye una clasificación semi cuantitativa: probabilidad alta (el daño ocurrirá siempre), media (puede ocurrir en algunas

ocasiones) y baja (ocurre rara vez). Es necesario antes de asignar un nivel de probabilidad considerar si las medidas de control implementadas son adecuadas, sobre todo respecto a requisitos legales y el marco legal vigente. Una vez hemos valorado la probabilidad de que se ocurra el accidente y sus consecuencias se define el nivel de riesgo. De acuerdo al nivel de riesgos definido, se establece si debe o no ejecutarse acciones (27), en la figura 40 se muestra la clasificación.

Color	Nivel de riesgo	Decisiones a tomar y control.
	Trivial	No se requiere acción específica.
	Tolerable	no es necesario mejorar la acción preventiva, pero se tiene que tener en cuenta soluciones rentables o mejoras que no supongan un gasto económico importante. Hay que realizar comprobaciones de forma periódica para asegurar que se mantiene la eficacia de las medidas de control.
	Moderado	Se tiene que realizar un esfuerzo para disminuir el riesgo, esto supone tener que realizar una inversión. Las medidas para reducir el riesgo tienen que implementarse en un periodo de tiempo determinado. Cuando el riesgo es moderado se encuentra asociado a unas consecuencias altas.
	Importante	No puede empezar el trabajo hasta que se haya disminuido el riesgo.
	Intolerable	no debe comenzar ni continuar el trabajo hasta que se reduzca el riesgo. Si no se disminuye el nivel de riesgo, se debe prohibir el trabajo en esa zona.

Figura 40. Clasificación de los tipos de riesgos.

3.2.1 Metodologías para realizar el análisis de riesgos

Para poder decidir si un riesgo es aceptable es necesario estimar su probabilidad y magnitud mediante un análisis sistemático y lo más completo posible de todos los aspectos que impliquen algún tipo de riesgo para los trabajadores y, en ciertos casos, también para el medio ambiente, los bienes materiales y la población.

A través de estos análisis se estima el nivel de peligro potencial de una actividad para las personas, el medio ambiente y los bienes materiales, en términos de cuantificar la magnitud

del daño y de la probabilidad de ocurrencia.

Por lo tanto, los análisis de riesgos tratan de estudiar, evaluar, medir y prevenir las situaciones de riesgo de los sistemas técnicos y de los procedimientos operativos que pueden iniciar y desencadenar sucesos no deseados (accidentes o incidentes), los cuales pueden afectar a las personas, bienes y medio ambiente (29).

Los métodos para la identificación, análisis y evaluación de riesgos son una herramienta muy valiosa para poner en marcha un sistema óptimo de prevención y salud laboral, detectando situaciones peligrosas para eliminarlas o atenuar sus consecuencias. Los objetivos de los métodos de análisis de riesgo son:

- Identificar y medir riesgos en cualquier actividad laboral.
- Determinar las posibles consecuencias de estos accidentes.
- Analizar las causas de dichos accidentes.
- Determinar la frecuencia con la que estos accidentes pueden llegar a producirse.
- Definir medidas y procedimientos de prevención y protección para evitar la ocurrencia y/o limitar las consecuencias de los accidentes.
- Cumplir los requisitos legales de las normativas nacionales e internacionales que persiguen los mismos objetivos.

La siguiente tabla muestra las características de los principales métodos para el análisis de riesgos.

Tabla I. Metodologías para realizar el análisis de riesgo.

Siglas	Técnica	Características	Ventajas	Desventajas
AAE	Análisis de árbol de eventos	Comienza con el evento iniciador y analiza las posibles consecuencias de accidente.	<p>Permite evaluar cualitativamente las distintas acciones que se pueden provocar tras una falla, incluye errores humanos.</p> <p>Permite evaluar procedimientos de emergencia y sistemas de mitigación.</p> <p>Recomendable para instalaciones con múltiples procesos, sistemas y equipos.</p> <p>Aplicable en todas sus etapas: diseño, construcción, operación y modificación. PM</p>	Requiere personal con entrenamiento en el área de análisis de riesgos, adicionalmente requiere esfuerzo y tiempo.
AAF	Análisis de árbol de fallas	Comienza con el evento tope, identifica las causas y combinaciones de falla del equipo y humana que pueden dar como resultado una situación de riesgo.	<p>Permite evaluar cualitativamente la participación de todos los componentes de un sistema, incluyendo la participación humana en una situación determinada de riesgo.</p> <p>Recomendable para reacciones químicas y otros sistemas productivos complejos en sus etapas de: diseño, operación modificación y desmantelamiento.</p>	Requiere personal con entrenamiento en el área de análisis de riesgos, adicionalmente requiere esfuerzo y tiempo.
FEA	Modos de falla y análisis de efectos	Examina todos los modos de falla de cada componente.	Bien aceptado, estandarizado, no genera controversias, requiere pocas matemáticas y es fácil de comprender.	No considera combinaciones de fallas de otros sistemas, ni errores humano (de manera directa) y consume mucho tiempo.
HAZOP	Análisis de riesgos y operabilidad	Examen crítico y sistemático de evaluación de riesgos ante fallas de equipo y humanas. Examina las causas y efectos de los cambios en las principales variables del sistema.	Método sistemático, práctico creativo y abierto. Recomendable para instalaciones con múltiples procesos, sistemas y equipos. Aplicable a todas sus etapas: diseño, operación, modificación y desmantelamiento.	Requiere tiempo y un grupo multidisciplinario de trabajo.
	Checklist	Requiere de un marco de referencia (normas, estándares, entre otros)	Puede ser aplicable por personas sin mucha experiencia y puede aplicarse a materiales, equipos o procedimientos.	Debe contarse con un marco de referencia.
	What if	Aplica la pregunta ¿que pasa si...? para identificar peligros. No es estructurada y es necesario que el grupo que la aplica tenga experiencia.	Permite identificar peligros y puede ser barata. PM	Si el grupo que la aplica no tiene experiencia los resultados pueden ser incompletos, se requiere adaptación a aplicaciones específicas.

En las siguientes secciones se presentan los métodos empleados para cada uno de los distintos riesgos en los sistemas fotovoltaicos.

3.3 Riesgo Eléctricos

El diseño y la construcción de los SFV generalmente se centran en la eficiencia y la confiabilidad, con el fin de aumentar la cantidad de energía solar que se puede convertir en energía eléctrica. Por lo tanto, en una planta fotovoltaica el peligro de incendio es pocas veces tomado en cuenta por los diseñadores y constructores de instalaciones de plantas fotovoltaicas.

De acuerdo a un reporte de la consultoría Leza Escriña Asociados S.A. (2015), los generadores fotovoltaicos tienen riesgos específicos de incendio por la presencia de puntos calientes en paneles fotovoltaicos, calentamientos y arcos eléctricos en interior de paneles, baterías, caja de conexión, inversores, y cableado de corriente alterna. Los riesgos están agravados por el desgaste por su exposición a la intemperie.

Otras causas de ignición son sobrecarga y cortocircuito. Si una instalación eléctrica fotovoltaica está diseñada y operada de acuerdo con las recomendaciones de códigos eléctricos NFPA (National Fire Protection Association) 70 y CEI (Italian Electrotechnical Committee) 64-8, el riesgo de incendio como resultado de sobrecarga y cortocircuito parece estar bien dirigido y atenuado. Sin embargo, debido a la naturaleza limitante de la corriente y a las características de salida no lineales, las celdas fotovoltaicas muestran una corriente de cortocircuito un poco mayor que la nominal. Según el NEC (National Electrical Code) o la norma IEC (International Electrotechnical Commission), los dispositivos de protección de sobreintensidad del sistema fotovoltaica (es decir, fusibles o interruptores automáticos) sólo pueden borrar fallas y aislar circuitos defectuosos si tienen una corriente de falla grande, este mecanismo podría dar lugar a incendios.

La investigación de Zhao et al afirma que: los arreglos fotovoltaicos son diferentes a las

fuentes de energía tradicionales y tienen escenarios de falla singular (30). Los escenarios de fallas de las instalaciones fotovoltaicas, según la ubicación, se pueden subdividir en las siguientes categorías: falla en los módulos fotovoltaicos, falla en la unidad de acondicionamiento de potencia (inversor) y anomalía en la red eléctrica. Los arreglos de módulos fotovoltaicos pueden presentar un conjunto de causas de encendido por fuego eléctrico, entre las que están: punto caliente, arco eléctrico, malas conexiones, sobrecorrientes, cortocircuito y sobrevoltaje. En las siguientes subsecciones se detallan los mecanismos por los cuales ocurren dichas fallas, así como la metodología seleccionada para la evaluación del riesgo óptico.

3.3.1 Punto Caliente (Hotspot)

Los puntos calientes se producen cuando una celda de una cadena de celdas conectadas en serie está polarizada negativamente y disipa la energía en forma de calor en lugar de producir energía eléctrica, la figura 41 muestra un ejemplo de calentamiento. Esto ocurre cuando la corriente producida por una celda dada es menor que la cadena. Dentro de las causas está el sombreado, daño, fallas en la interconexión entre celdas o, simplemente, la celda genera menos corriente que el módulo (31).

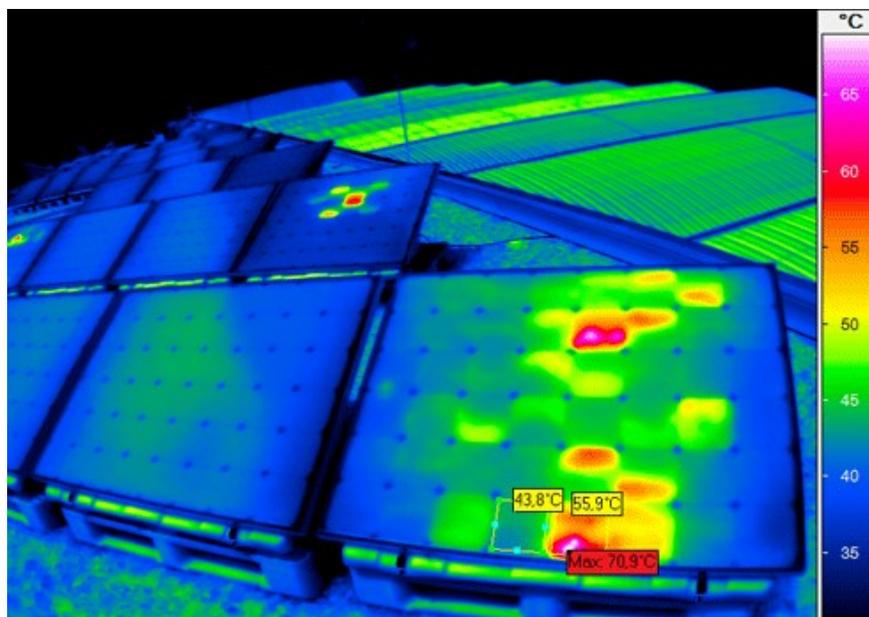


Figura 41. Análisis térmico, donde un AFV presente puntos calientes; es decir, algunas celdas trabajan a una temperaturas más altas que el resto del módulo. Por Monroe Infrared, 2018. Retomado de <https://monroeinfrared.com/infrared-inspections/ir-maintenance-inspections/pv-infrared-inspections/pv-system-image/>. Copyright 2018 Monroe Infrared Technology.

Un punto caliente en un módulo fotovoltaico produce un calentamiento localizado que puede generar un incendio. La circulación de corrientes inversas en un módulo como resultado de sombras es responsable del mecanismo denominado “desajuste” (33). Además, se ha demostrado que el desajuste en los sistemas fotovoltaicos es causado por la degradación y sombreado parcial; lo cual, puede dar lugar a pérdidas de potencia y puntos calientes (34).

La principal causa del fenómeno de “puntos calientes” es la dispersión de las características (corriente y voltaje) entre módulos de un mismo generador, y entre las celdas de un mismo módulo. La dispersión se traduce en que algunos módulos operan normalmente a tensión significativamente más bajas que la máxima potencia y es entonces cuando aparecen las celdas calientes. Por lo tanto, no es intrínseco a los módulos en los que se manifiesta, ni observable cuando estos se miden separadamente. En la figura 42 se observa un ejemplo del daño causado en una celda debido a un punto caliente.

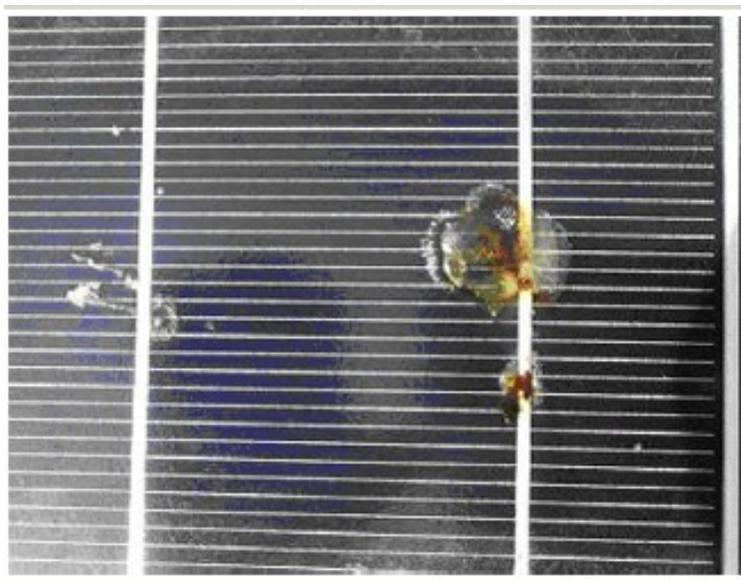


Figura 42. Esta imagen representa como un punto caliente puede dañar una celda fotovoltaica (32). En *“Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions”*, por M. A. Munoz, M. C. Alonso-García, N. Vela y F. Chenlo, 2011. *Solar energy*, 85(9), p. 2270.

3.3.2 Arco eléctrico

Se define como una descarga eléctrica entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencia a través de un medio aislante, estos se clasifican en tres tipos: serie, paralelo y tierra. El arco eléctrico en corriente continua representa la causa más efectiva de ignición de incendios en una planta fotovoltaica (35). El proceso de formación de un arco eléctrico en un arreglo fotovoltaico está relacionado con la fuga de corriente eléctrica.

El National Electrical Code (NEC) 2011 establece como requerimiento a la protección de fallas por arco en serie, pero no detección o mitigación de fallas en paralelo. Las fallas de arco en serie se crean cuando hay una discontinuidad en un conductor y la corriente puentea esta separación. Se generan fallas de arco en paralelo cuando se establece un arco entre conductores con diferentes potenciales.



Figura 43. Arco eléctrico generado intencionalmente en un SFV.

a) Falla de arco eléctrico en paralelo

Aunque existen muchas rutas potenciales de fallas de arco en paralelo, las más genéricas se muestran en la figura 44 (36). Estas fallas de arco paralelos incluyen:

- Conductor con conexión a tierra: Esta falla puede resultar del cortocircuito del cable de corriente continua negativo (a menudo con conexión a tierra en EE. UU.) a un conductor positivo debido al desgaste que puede ser por mordeduras de roedores o cables de conducción dañados.
- Cadenas cruzadas (Cross-String Parallel Arc-Fault): Esta falla se produce cuando los conductores en diferentes cadenas están a diferentes arcos de potencial.
- Intra cadena (Intra-String Parallel Arc-Fault): Esta falla puede ocurrir en cualquier parte de la cadena donde se produce un corto, por ejemplo, en cajas de combinaciones.

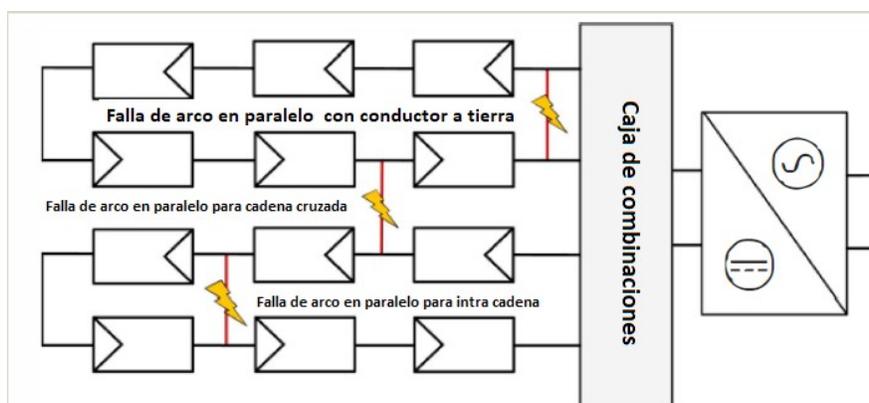


Figura 44. Diferentes tipos de fallas de arco eléctrico en paralelo para un arreglo fotovoltaico.

b) Falla de arco eléctrico en serie

De acuerdo a la IEC 62548 (2013), este tipo falla es la más probable que ocurra debido a que un sistema fotovoltaico típicamente contiene un gran número de conexiones en serie. El arco eléctrico en serie ocurren debido a la corrosión u otras discontinuidades del conductor; estos difieren de los de paralelo en que la corriente y el voltaje de la cadena sólo varían ligeramente del funcionamiento normal y la ubicación (36), como se muestra en la figura 45.

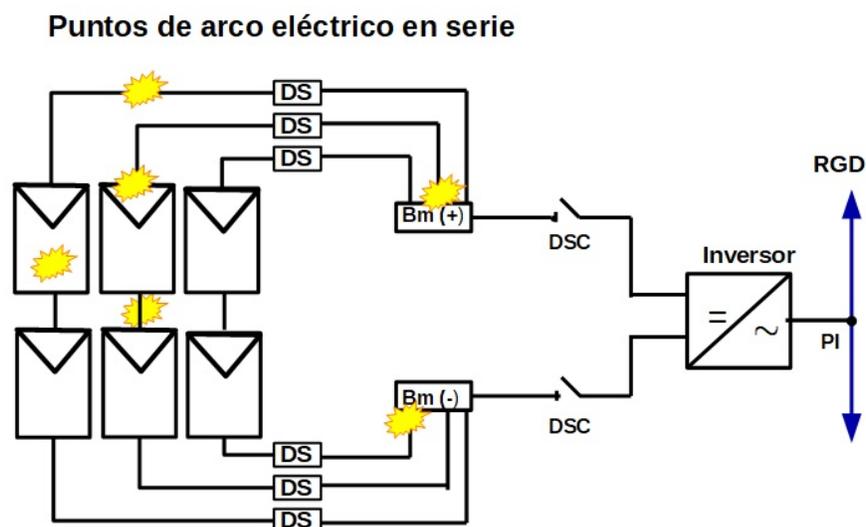


Figura 45. Puntos de falla de arco en serie en un SFV.

Actualmente, un número de compañías están desarrollando dispositivos de protección de arco en serie. Muchos interruptores de circuito para fallas en arco (AFCI, por sus siglas

en inglés) usan una perturbación de la señal eléctrica en Corriente Alterna (CA) elevada en el lado de Corriente Directa (CD) del sistema de FV para detectar fallas de arco en serie, la dificultad consiste en diferenciar si son en serie o paralelo porque las perturbaciones son similares. En este punto, no hay consenso sobre un método para determinar qué tipo de defecto de arco está presente en el sistema fotovoltaico. Strobl y Meckler en 2010, propusieron que las fallas de arco paralelas podrían ser identificadas por el gran cambio en la corriente. Sin embargo, puede ser difícil diferenciar el sombreado de una nube o el movimiento rápido por una falla de arco en paralelo si sólo se controla la corriente. Otra opción puede ser utilizar el voltaje para identificar fallas de arco paralelas; pero en el caso de intra cadena en un módulo, este cambio en la tensión no sería diferente al de un diodo de paso (bypass) (36). Una de las posibles consecuencias de este tipo de defecto es un sobrecalentamiento y proceso de ignición como se puede apreciar en la figura 46.

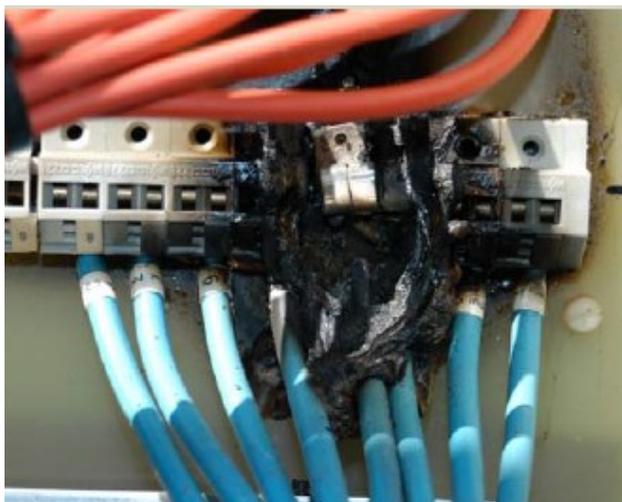


Figura 46. Vista cercana del origen del incendio. Un punto de soldadura en la placa de circuito impreso o una conexión se calienta gradualmente y finalmente se funde, desarrollando un arco eléctrico que causa el fuego. En *“Arc detector for remote detection of dangerous arcs on the DC side of PV plants”*, por H. Haerberlin, en 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference.

3.3.3 Malas conexiones

Una de las principales causas del sobrecalentamiento en un sistema eléctrico está representada por malas conexiones que pueden ser ocasionada por empalmes entre cables o la conexión de un cable en un receptáculo. La sujeción deben de proveer un contacto íntimo entre las partes involucradas, lo que provee una baja resistencia eléctrica. Cuando dichas uniones están flojas se tiene un contacto de alta resistencia eléctrica que produce una caída de tensión y como efecto secundario una deficiencia en la disipación de calor con un incremento en la temperatura (37). Las malas conexiones entre módulos fotovoltaicos conectados en serie, arreglos fotovoltaicos e inversores podrían generar suficiente energía térmica para producir un incendio. A modo de ejemplo, la figura 47 muestra un incendio de un panel de alimentación de energía fotovoltaica como resultado de contactos deficientes.



Figura 47. Incendio de una caja de conexiones de potencia fotovoltaica como resultado de uniones deficientes. En *“PV electrical plants fire risk assessment and mitigation according to the Italian national fire services guidelines”*, por Piergiacomo Cancelliere, 2016. FIRE AND MATERIALS, Vol. 40, p. 356. Copyright [2014] John Wiley Sons, Ltd.

Un mal diseño e instalación de plantas fotovoltaicas en los edificios, podría modificar el nivel preexistente de riesgo al interferir con el sistema de ventilación, obstaculizar las operaciones de extinción de incendios e introducir un peligro adicional por choque eléctrico

para los bomberos y los operadores de rescate por la presencia de elementos con circuitos energizados (38).

3.3.4 Sobretensiones

En plantas fotovoltaicas, el generador fotovoltaico se encuentra al aire libre, a menudo montado sobre edificios. Según cada situación, los inversores también se instalan al aire libre. Por ello, se ha de comprobar, durante la planificación, si se deberán tomar medidas contra rayos y sobretensiones.

Un sistema de protección externa contra el rayo está formado por dispositivos de captación, derivación y puesta a tierra. La protección externa debe dar cobertura a los módulos fotovoltaicos, a las estructuras, a las edificaciones, y a cualquier elemento, equipo o persona, situado en el exterior y susceptible a los impactos directos de los rayos. El número y modelo de pararrayos adecuado para la protección de una instalación fotovoltaica se determina a partir del cálculo del nivel de protección. Las siguientes normas sirven de guía para establecer las medidas pertinentes:

- IEC 62305-2: Protección contra el rayo. Parte 2: Evaluación del riesgo.
- IEC 62305-3: Protección contra el rayo. Parte 3: Daño físico a estructuras y riesgo humano.
- IEC 62305-4: Protección contra el rayo. Parte 4: Sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras.

Adicionalmente, la norma CFE G0100-04 señala que es indispensable proveer medios de protección contra sobretensiones en instalaciones FV por varias razones: evitar posibles daños a los equipos, asegurar la continuidad del servicio que proporcionan y reducir riesgos a las personas que interactúan con el sistema. Así mismo, la norma IEC 61173 establece otras medidas de protección. A continuación se detallan algunas de estas.

a) Sistema de captación

De acuerdo al manual de la empresa INGESCO para protecciones contra sobretensiones se deben instalar uno o varios pararrayos en función de la superficie, ubicándolos sobre las estructuras existentes (casetas, torres de iluminación, etc), o bien, sobre postes autónomos instalados alrededor del perímetro de la planta. En ambos casos, los pararrayos deberán superar un mínimo de 2 m la altura máxima de los paneles y evitar cualquier tipo de sombra sobre los mismos (39).

b) Protección interna contra rayos

Las sobretensiones transitorias que aparecen en las instalaciones de las plantas fotovoltaicas, son producidas por diferentes fenómenos y pueden ser (40):

- Por impactos directos de rayo sobre el sistema de protección externa.
- Impactos directos o corrientes inducidas y distribuidas en la red eléctrica.
- Transmitidas desde la red de distribución eléctrica y ser de origen atmosférico o por conmutaciones en las líneas.
- Variaciones de campo eléctrico como consecuencia de los rayos.

En un sistema fotovoltaico, el núcleo principal es el inversor. Para conseguir una correcta protección de este se debe instalar supresores Sistema de Protección contra Descargas atmosféricas (SPDA) tanto en el lado de CD como en el lado de CA.

c) Red conductora

La instalación de pararrayos debe conectarse mediante dos conductores de bajada, de materiales y sección normalizada según la UNE 50164-2 / IEC 62561-2, a sus respectivos sistemas de puestas a tierra.

d) Puestas a tierra

Se establece con el objeto principal de limitar la tensión que con respecto a tierra, pueden pre-

sentar en un momento dado las masas metálicas, y evitar diferencias de potencial peligrosas permitiendo el paso a las corrientes de falla o de descarga de origen atmosférico.

El término indica que una o más partes del sistema eléctrico están conectadas a la tierra, que se considera tiene voltaje o potencial cero. Un conductor conectado a tierra es un conductor que normalmente transporta corriente y está conectado a la tierra. Ejemplos son el conductor neutro en el cableado CA y el conductor negativo en muchos sistemas CD, el dispositivo metálico utilizado para establecer contacto es un electrodo.

Un sistema con electrodo puesta a tierra es un sistema en el que dos o más electrodos de conexión a tierra están conectados entre sí. Estos sistemas son comunes en instalaciones fotovoltaicas donde hay dos tierras (una para CA y otro electrodo a tierra que se instala para CD). Con respecto a la conexión a tierra, la NEC requiere que todos los sistemas fotovoltaicos tengan conductores de puesta a tierra que conecten todas las superficies metálicas expuestas del sistema a un electrodo de puesta a tierra ; donde, los conductores de equipo a tierra debe de ser tan grandes como los conductores de corriente en la fuente fotovoltaica y los circuitos de salida del sistema.

Los equipos que deben conectarse al sistema de puesta a tierra del equipo incluyen las superficies metálicas exteriores de los módulos fotovoltaicos, centros de potencia, controladores de carga, inversores, apagadores, tomas de corriente y dispositivos de sobrecorriente.

Las normativas IEC 62305-3, NFC 17-102:2011 y UNE 21186:2011, indican que las puestas a tierra han de tener un valor óhmico inferior a 10Ω cuando se realiza la medición a baja frecuencia aislada de cualquier elemento conductor.

Cuando una cadena fotovoltaica es instalada con el lado negativo funcional a tierra, la mayoría de los casos de falla ocurre cuando está cerca de lo más alto de la cadena (lo más lejano de la tierra). En este caso los diodos de bloque empleados necesitan instalarse en el lado positivo.

Pero cuando una cadena fotovoltaica es instalada con el lado positivo funcional a tierra,

la mayoría de los casos de falla ocurre cuando está cerca de lo más bajo de la cadena (lo más lejano de la tierra). En este caso los diodos de bloque empleados necesitan instalarse en el lado negativo.

Siempre que se cuente con una instalación en la que la distancia entre los módulos y el inversor supere los 10m, deberemos repetir la instalación de protectores SPDA (39).

De igual forma Piergiacomo sugiere que; eventualmente, se requerirá que las plantas fotovoltaicas estén equipadas con un dispositivo de apagado de emergencia con el fin de cortar la planta del generador en el punto donde el circuito eléctrico entra en los compartimientos de incendios del edificio. El dispositivo de apagado de emergencia debe ser capaz de desconectar el generador fotovoltaico para evitar que la planta eléctrica dentro del edificio pueda permanecer energizada eléctricamente en caso de emergencia. Los actuadores del dispositivo de emergencia deben ubicarse siempre en un lugar protegido contra incendios, accesible a los operadores de salvamento, mientras que para las indicaciones relativas a la ubicación del dispositivo de emergencia (38). La figura 48 contiene dos posibles soluciones para la colocación del dispositivo de parada de emergencia.

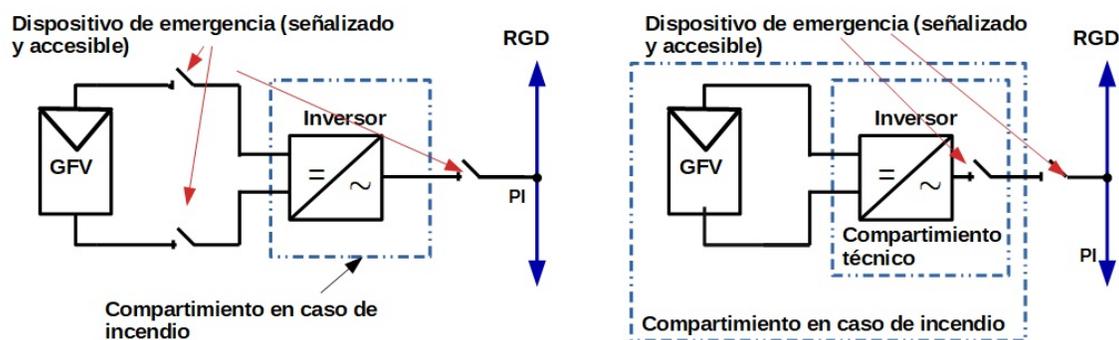


Figura 48. Disposición de dispositivos de apagado de emergencia posibles arreglos.

3.4 Descripción del sistema fotovoltaico a analizar: riesgos, peligros y medidas de seguridad

Con el objeto de indentificar los peligros asociados en un sistema fotovoltaico en operación, la identificación de los riesgos es imperativo para tomar acciones que minimicen sus efectos; para esto, se decidió analizar las partes y componentes principales de una Planta Eléctrica Solar Fotovoltaica dentro del rango de potencia menor a 0.5 MW, tomando en consideración que la metodología es aplicable para cualquier planta independientemente de su potencia instalada.

El diagrama eléctrico a analizar se muestra en la figura 49, la cual represente un SFV intencionalmente aterrizado y en donde el símbolo que corresponde a la Cadena Fotovoltaica (CFV) es un conjunto de MFVs conectados en serie o bien un solo MFV

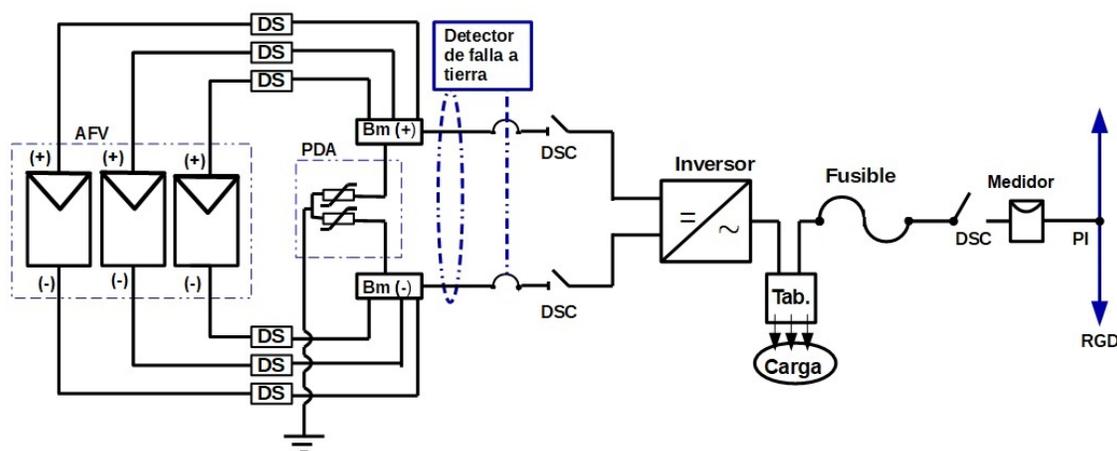


Figura 49. SFVI a analizar.

Esta planta eléctrica de generación fotovoltaica como cualquier otra que se interconecte a las RGDs , esta constituida de tres componentes básicas: la unidad de generación de voltaje conformada por el conjuntos de módulos fotovoltaicos (generación en corriente directa); la unidad acondicionadora de energía y de sincronismo (inversor, transforma la electricidad en

CD a CA de igual tipo, frecuencia y magnitud que la RGD); y por último, los componentes y dispositivos necesarios para la interconexión (conductores eléctricos dispositivos de seguridad, transformadores). El sistema a analizar debe cumplir con las regulaciones normativas mexicanas vigentes (NOM 001 SEDE-VIGENTE, MICGC-0.5, Requerimientos del CENACE y especificaciones de CFE).

Un sistema interconectado a la red se puede dividir en dos secciones, la sección de corriente directa, que va desde los módulos hasta el inversor y la sección de corriente alterna que va desde el circuito de salida del inversor al PAC con la RELU.

3.4.1 Componentes en la sección de corriente directa

La unidad generadora está conformada por un AFV y elementos de seguridad requeridos por la NOM 001 SEDE-Vigente desde los módulos fotovoltaicos hasta las terminales de entrada de corriente directa del inversor. Como puede observarse en la figura 49 el circuito de salida de la CFV se debe colocar un Dispositivo de Seguridad (DS) que debe ser un Desconector (Dsc) o Interruptor; y si se tiene tres o más cadenas fotovoltaicas que se conectarán en paralelo, usándose para este requerimiento un Bus metálico (Bm), se debe instalar además del Dsc, un Protector contra Corriente de Retorno (PCR) para prevenir el paso de una corriente hacia la CFV que podría presentarse cuando una de ellas produce una potencia menor que las otras. Los conductores del circuito de salida fotovoltaica deben tener un sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas (PDA), el cual, para CFV que se conectan en paralelo en un Bm, estará conectado en dicho block. El PDA es un dispositivo que se pone en conducción cuando se recibe una descarga atmosférica en el sistema.

Se debe incluir un dispositivo detector de falla a tierra que se debe instalar en circuito de salida fotovoltaico que automáticamente abra dicho circuito en caso de que se presente una falla a tierra en los circuitos eléctricos de las CFVs. Así mismo, prosiguiendo con la conducción de la corriente eléctrica, después del Bm se debe colocar un Desconector (DSC)

manual o automático para en caso de ser necesario, eliminar la alimentación de corriente hacia el inversor.

Todos los dispositivos de seguridad mencionados anteriormente deben seleccionarse en términos de su capacidad de conducción y aislamiento eléctrico de acuerdo a los requerimientos de la NOM 001 SEDE- Vigente. El circuito de salida fotovoltaico que transporta el voltaje y la corriente producido por el AFV se conduce hacia el inversor en donde los conductores que lo conforman deben ser seleccionados de acuerdo a los requerimientos de la NOM 001 SEDE-Vigente. Al llegar dichos conductores al inversor, el cual ha sido diseñado satisfaciendo los requerimientos normativos internacionales respecto de su construcción y desempeño eléctrico (cumpliendo con todas las especificaciones electricas que le permitan su acoplamiento con las RGDs), lo hacen en el desconector de entrada del inversor, el cual al ponerse en posición de cerrado se cierra el circuito tal que si el inversor esta en operación el arreglo fotovoltaico inyectará la potencia electrica al inversor; y así, el inversor transformará la CD en CA e inyectará corriente a la RELU.

En esta sección los peligros que se pueden tener son choque eléctrico e incendios que pueden provenir de los siguientes riesgos identificados:

a) Riesgo de choque eléctrico, si es que hay partes “vivas” expuestas a los usuarios (conductores sin aislante o partes metálicas de los dispositivos de seguridad o Bm que llevan electricidad que no están aislados adecuadamente).

- En este caso, si se ha seguido y se ha hecho cumplir la NOM 001 SEDE- Vigente, no se deben tener partes metálicas expuestas que conduzcan electricidad. Si esto se presenta, entonces hubo un no cumplimiento de la norma, o bien, la instalación fue realizada usando malas prácticas: cables que al conectarse a los dispositivos el instalador retiró más aislante del requerido dejando partes metálicas expuestas; o que al instalar los conductores de los circuitos el aislante fue dañado; o el uso de malos hábitos para la conexión en paralelo de circuitos como lo es aislar dicha conexión con cinta aislante no certi-

ficada; u otra anomalía que suele presentarse derivado de una mal adiestramiento durante la instalación.

Este riesgo se puede minimizar si se realiza una verificación eléctrica a la instalación que sea llevada a cabo por una unidad verificadora calificada.

b) Riesgo de formación de un arco eléctrico.

- Los arcos eléctricos que se pueden presentar son en circuitos en serie o circuito en paralelo. Dado que la mayoría de los MFV se proveen con conectores MC4 en su circuito de salida, entonces cuando se conectan en serie o se extiende el circuito de salida hacia el inversor, se deben usar conectores MC4 de la misma marca para garantizar una conexión eléctrica íntima con una protección IP65. Si esto no sucede, y la conexión entre el conductor del circuito de salida del módulo y conector de extensión pueden quedar flojos creando un punto de alta resistencia que, al circular la corriente por este, va a producir un calentamiento, quemando los aislantes y si el voltaje de salida es alto y está cercano al marco de aluminio, puede aparecer el arco eléctrico el cual puede ocasionar el incendio del MFV. El mismo efecto se presenta si la conexión del conector MC4 en el conductor no fue realizada con la herramienta y precauciones debidas. Si esto está presente y los conductores no fueron fijados correctamente, una corriente de aire puede safar los conductores quedando un elemento metálico expuesto, y si está cercano al marco de los módulos o estructura metálica que los soporta, se puede crear un arco eléctrico.

Este riesgo se puede minimizar si se realiza una verificación eléctrica a la instalación que sea llevada a cabo por una unidad verificadora calificada.

c) Riesgo de fuga de corriente o falla a tierra.

- Una fuga de corriente tierra sin que necesariamente se forme un arco eléctrico puede ocasionarse cuando un conductor que transporta electricidad se pone en contacto con

una envolvente metálica del sistema, si las partes metálicas de las envolventes han sido puestas a tierra y el conductor de puesta a tierra se ha conectado solidamente al electrodo de puesta a tierra de sistema y si este fue seleccionado de acuerdo a la NOM 001 SEDE-Vigente, el riesgo de choque eléctrico hacia el usuario se ha minimizado en caso de que se presente dicha fuga de corriente. Sin embargo, un mal contacto eléctrico o un contacto eléctrico oxidado en la trayectoria de puesta a tierra crea este riesgo para el usuario.

Este riesgo se puede minimizar si se realiza una verificación eléctrica a la instalación que sea llevada a cabo por una unidad verificadora calificada.

d) Riesgo de incendio por formación de puntos calientes.

- Los puntos calientes pueden aparecer en un AFV cuando una celda de un MFV se sombrea o cuando un módulo que pertenece a una CFV se sombrea. Los efectos del sombreado se producen en pérdidas de la potencia eléctrica asociados a una disminución tanto en el voltaje como la corriente de generación. Las causas que pueden provocar que una cadena (conjunto de módulos en serie) produzca menor potencia son el sombreado, microfisuras ocasionadas por daño mecánico o suciedad, entre otros.

A nivel de módulo, los fabricantes incluyen en su diseño diodos de paso que evitan los puntos calientes en celdas sombreadas; mientras que a nivel de AFV, las corrientes de retorno que se pueden crear cuando CFVs se conectan en paralelo y una de éstas pierde potencia, pueden evitarse usando los dispositivos PCR. Estos deben colocarse en serie en el circuito de la cadena que se desea proteger y pueden ser fusibles, Interruptores Termomagnéticos Bidireccionales (ITMB) o diodos de bloqueo. Estos dos primeros se abren cuando aparece la corriente de retorno, mientras que el último bloquea dicha corriente. Los dispositivos PCR se eligen de acuerdo a los requerimientos de la NOM 001 SEDE-Vigente (ampacidad con un valor mínimo de 1.56 veces y no mayor a 2.4

veces la corriente de corto circuito del módulo o cadena que protege. El valor de corriente de corto circuito del módulo es proporcionado por el fabricante en los datos de placa).

Los riesgos de que aparezcan puntos calientes se puede minimizar si es que el diseño eléctrico del SFV incluye los elementos de protección mencionados anteriormente y estos han sido elegidos de acuerdo a la NOM 001 SEDE-Vigente; y para constatar esto se requiere la verificación eléctrica respectiva a la instalación o por una unidad verificadora calificada.

Todos los elementos de seguridad requeridos por la norma que se incluyen en los circuitos del sistema fotovoltaico deben estar contenidos en una caja con hermeticidad IP (Ingress Protection) 65 para condiciones en exteriores o IP56 para condiciones en interiores debidamente etiquetada e instalada de acuerdo a los requerimientos normativos.

Los conductores de circuito de salida del inversor y los de acometida del servicio público deben tener los dispositivos de seguridad requerida por la norma. Para evitar que las descargas atmosféricas entren a la RELU y lleguen al inversor, se debe instalar un PDA. Los PDA se eligen con un voltaje nominal mayor de 1.25 veces el voltaje a circuito abierto del módulo o cadena fotovoltaica en corriente directa; y para el caso de la red 1.25 el voltaje nominal entre fases de la misma con aplicación a corriente alterna. Se sugiere que los PDA estén instalados en los circuitos de salida fotovoltaica antes del desconector (DSC) y deben estar conectadas a tierra (28).

El concepto de puesta a tierra significa que se debe instalar un conductor eléctrico que haga contacto con el elemento metálico que se desea aterrizar y que entre en contacto con un elemento metálico enterrado que satisfaga la IEC 60502-2, llamado el electrodo de puesta a tierra. Adicionalmente, como ya se comentó todas las partes metálicas expuestas a en la instalación fotovoltaica como lo son marco de módulos fotovoltaicos, estructuras y gabinetes,

deben estar conectados a tierra.

Dado que la sección de CA puede estar sujeta a sobrecorrientes, se requiere de protecciones para esta condición. Así se establece que la localización óptima de las protecciones es de la salida del inversor hacia el tablero general de la red eléctrica local del usuario y de la carga eléctrica hacia dicho tablero.

En el segmento red-inversor, como dispositivo de protección contra sobrecorrientes, se debe usar un Interruptor Termomagnético Bidireccional (ITMB) instalado de preferencia en el tablero general del distribución (Tab.) del usuario, si no hay espacio para ponerlo se debe colocar a un costado dentro de un gabinete respectivo, la ubicación se aprecia en la figura 49.

Para la protección del sistema fotovoltaico se sugieren dispositivos de seguridad tales como: ITMB, desconectores, protectores contra corrientes de retorno, protectores contra sobrecorrientes que debe seleccionarse con una ampacidad de acuerdo a la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-vigente o IEC 60364-1, en donde se establece que dichos dispositivos deben tener una ampacidad por la expresión :

$$I_{am}(Disp.Seg.) = 1.56I_{cc}(AFV) \quad (1)$$

Donde:

I_{am} es la ampacidad de corriente.

$I_{cc}(AFV)$ es la corriente de corto circuito de arreglo fotovoltaico.

Para la protección de circuitos que no provengan de la cadena fotovoltaica, que en el caso de los SFV interconectados a la RGD son los circuitos de salida del inversor hacia el punto de acoplamiento común, los dispositivos de seguridad deben calcularse de acuerdo a las normas anteriormente mencionadas con la siguiente relación.

$$I_{am}(Disp.Seg.) = 1.25IN(Inv) \quad (2)$$

Donde:

I_{am} es la amperacidad de corriente.

$IN(Inv)$ es la corriente nominal del inversor.

Después del tablero general de distribución se coloca un fusible y un desconector (DSC) para medidas de seguridad contra posibles sobrecargas. Finalmente, se complementa el sistema con un medidor bidireccional conectado a la red eléctrica local.

En las secciones anteriores se analizó las causas de los riesgos eléctricos en los SFV, logrando observar que la tensión y corriente no sólo distinguen a cada uno de los segmentos en que puede ser dividida una planta de energía fotovoltaica; si no que además, juegan un papel importante en el proceso de origen de incidentes en las instalaciones, debido a que la modificación de una o ambas variables pueden ocasionar el mal funcionamiento de la planta (puntos calientes, arco eléctrico, sobre tensión, etc.) y con ello iniciar el proceso de algún evento. Una vez determinado lo anterior y con la revisión de las metodologías realizada es posible asignar el método HAZOP para el estudio de riesgos eléctricos. En la siguiente sección se describe dicha metodología y se explica más a fondo el motivo de su selección.

3.4.2 Método HAZOP (Hazard and Operability study)

El Estudio de Peligros y Operabilidad (Hazard and Operability study, HAZOP) es una técnica inductiva para identificar los riesgos que se pueden producir para las personas, los equipos, el entorno y objetivos de la organización. En los casos en que sea posible, el estudio proporcionará una solución para el tratamiento del riesgo.

Como ya se mencionó, la metodología HAZOP es ampliamente utilizada para estudiar no sólo los peligros en un sistema, si no también los problemas de operabilidad, analizando las consecuencias de cualquier desviación en las variables significativas que para un SFV son: tensión y corriente; es decir, se identifican peligros por condiciones físicas donde se incluyen las fuentes de electricidad. Es por ello que se seleccionó como el método de estudio a emplear

en la parte eléctrica; considerado además que, el sector eléctrico de Suiza ya evalúa su aplicación, al considerar el manejo de la energía eléctrica como de alto riesgo (41; 42).

La metodología HAZOP se basa en seccionar el sistema en un número de particiones más simples llamadas “nodos” a los que se evaluarán cada una de las desviaciones significativas. El estudio es llevado a cabo por un equipo experto multidisciplinario durante una serie de reuniones. Su objetivo es estimular la imaginación de los participantes para identificar las causas, consecuencias y protecciones del sistema ante cualquier desviación significativa y con base en el riesgo, emitir recomendaciones para reducir el riesgo en cualquiera de sus dos componentes: la probabilidad/frecuencia del evento indeseado (falla) o su consecuencia.

El estudio HAZOP debe realizarse preferiblemente en la fase de diseño o modificación del diseño del sistema, así es aplicable a la evaluación de riesgos de nuevas tecnologías. Para ello se requiere un diagrama del sistema a analizar ya que la dirección del “flujo de las variables” nos representan la estructura y dirección que se dan en el proceso de revisión de las desviaciones. Estas desviaciones se obtienen mediante la aplicación estandarizada de palabras guía , ver Tabla II.

Tabla II. Conjunto de palabras guía para la metodología HAZOP

Palabra Guía	Significado
No	Completa negación del diseño
Más/alta	Incremento cuantitativo
Menos/baja	Decremento cuantitativo
Así como	Modificación cuantitativa/incremento
Parte de	Modificación cuantitativa/dremento
Reversa	Oposición lógica del intento de diseño
En lugar	Completa sustitución
Temprano	Relativo al tiempo
Tarde	Relativo al tiempo
Antes/previo	Relativo al orden de secuencia
Después/posterior	Relativo al orden de secuencia

En la Figura 50 se muestra la aplicación de la metodología HAZOP. A continuación, se describen las etapas de esta:

a) Definición del área de estudio

La primera fase del estudio HAZOP consiste en delimitar las áreas a las cuales se aplica la técnica. En una instalación de proceso, considerada como el sistema objeto de estudio, se definirán para mayor comodidad una serie de subsistemas o unidades que corresponden a entidades funcionales propias. Para nuestro caso el objeto de estudio es el SFVI.

b) Definición de los nodos

En cada subsistema se definen una serie de nodos o secciones de acuerdo con la variación en los parámetros de operación. Cada de estos es numerado correlativamente dentro de cada subsistema y en el sentido de proceso para mayor comodidad.

Para la partición del sistema puede agruparse en un solo nodo varios componentes que operen bajo los mismo parámetros o variables de proceso. Para un SFVI los nodos se consideraron a partir de los puntos en donde la corriente y tensión presentan cambios significativos, por lo que se establecen los siguientes: módulo (unidad mínima de generación), AFV (unidad generadora compuestas de un arreglo de módulos), inversor, cableado (la tensión y corriente que transmiten varia de acuerdo al nodo donde se localicen) y la unidad conectada a la red (conjunto de elementos conformado por el AFV, inversor y cableado en interacción con la RGD).

c) Sesiones HAZOP

Las sesiones HAZOP tienen como objetivo inmediato analizar las desviaciones planteadas de forma ordenada y siguiendo un formato para la documentación del análisis.

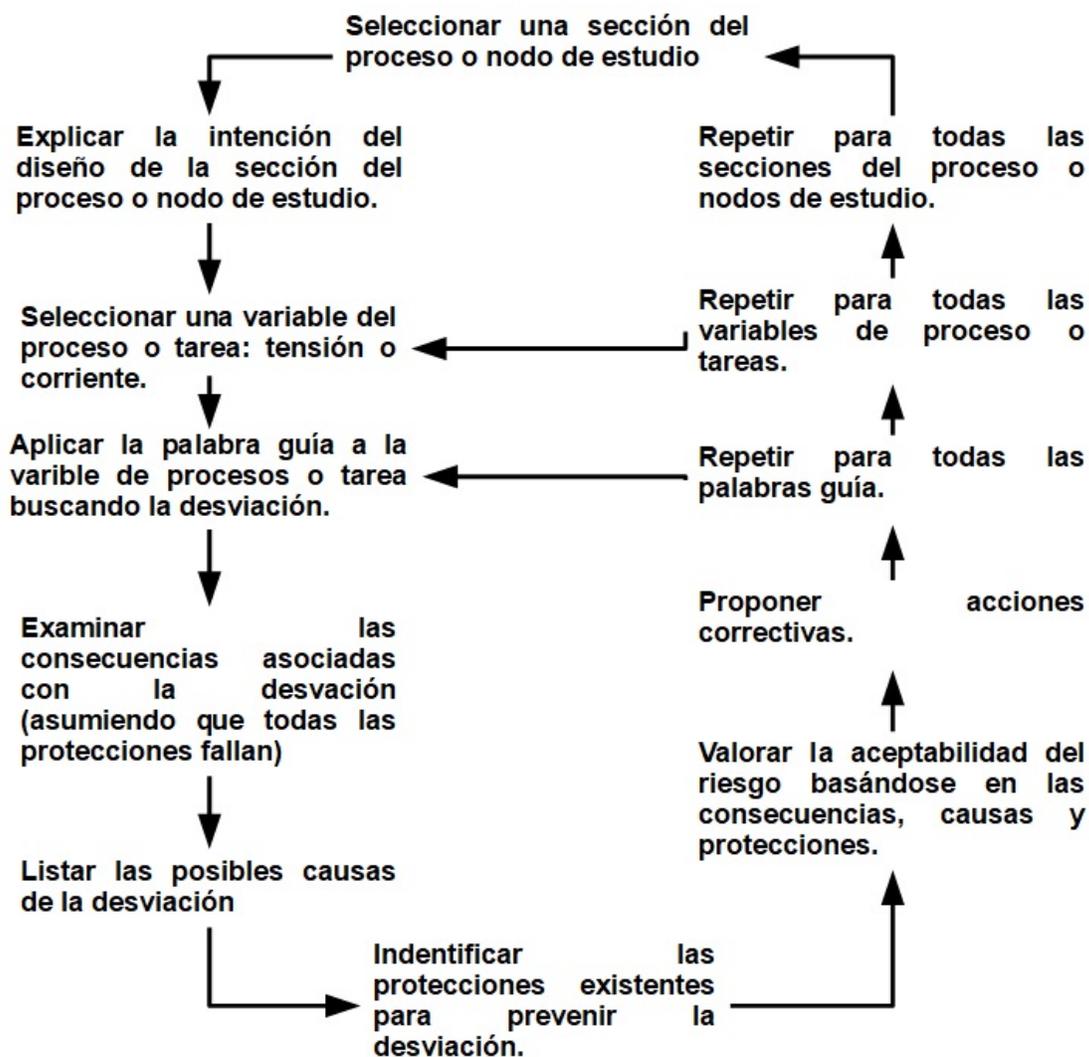


Figura 50. Protocolo típico de reuniones HAZOP.

d) Informe final

El informe final de un HAZOP constará de:

- Esquemas simplificados con la situación y numeración de los nudos de cada subsistema.
- Formatos de las sesiones con indicación de las fechas de realización y composición del equipo de trabajo.
- Análisis de resultados obtenidos. Se puede llevar a cabo una clasificación cualitativa

de las consecuencias identificadas.

- Lista recomendaciones, resultado de las reuniones. Constituyen una lista preliminar que debería ser debidamente estudiada en función de otros criterios, tales como: impacto sobre el resto de la instalación, mejor solución técnica, costes, etc.
- Lista de los sucesos iniciadores. Estos eventos serán utilizados para posibles estudios posteriores tales como evaluaciones con metodologías de Análisis de Árboles de Eventos y Análisis de Árboles de Fallas.

Ventajas y desventajas del método

Además de cubrir los objetivos para los cuales se utiliza el método, se pueden destacar, entre otras, las siguientes ventajas (43):

- Comparación de diversos aspectos de seguridad.
- Mejora en el conocimiento del proceso.
- No requiere prácticamente recursos a exclusión del tiempo de dedicación.

Como desventajas se encuentran:

- Es una técnica cualitativa. No hay una valoración real de la frecuencia de las causas que producen una consecuencia grave ni tampoco alcance de la misma.
- Las modificaciones a la planta, resultado de la aplicación del HAZOP, deben analizarse con mayor detalle y otros criterios (económicos, etc.)
- Los resultados obtenidos son muy dependientes de la experiencia del equipo.
- Es muy dependiente de la información disponible, por ello puede omitirse un riesgo si los datos de partida son erróneos o incompletos.

3.5 Riesgos Ópticos

Dado que los efectos de los riesgos ópticos están considerados para la afectación de los humanos, en la figura 51 se muestra una ilustración del ojo humano y cómo se proyecta una imagen sobre la retina. Los rayos de luz entran a través de la córnea y pasan a través de la pupila, que puede variar en el tamaño de la abertura de 2-3 mm para un ojo adaptado a la luz solar y de 7-8 mm para un ojo adaptado a la oscuridad. Los rayos pasan a través de la lente y convergen en un punto detrás de la lente. La imagen es entonces invertida y proyectada sobre la retina, una distancia de aproximadamente 1,7 cm detrás del punto nodal en ojos sanos (44).

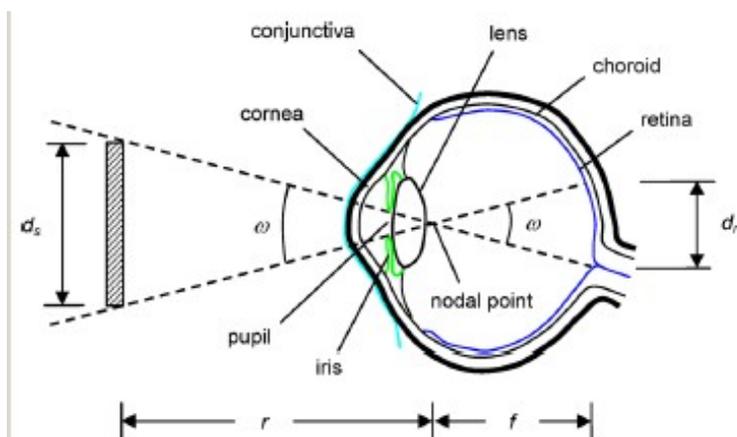


Figura 51. Imagen proyectada dentro de la retina de un ojo humano. En *"Evaluation of Optical Radiation Hazards. Appl. Opt."*, por D. H. Sliney y B. C. Freasier, 1973.

El daño ocular potencial depende de una serie de factores que incluye la radiación de la fuente, el ángulo con la fuente (tamaño y distancia al ojo), la duración de la exposición y la longitud de onda. La distribución espectral de la luz solar está fuertemente relacionada en el ancho de banda visible (400-700 nm), pero el ojo puede transmitir a la retina longitudes de onda entre 400 y 1400 nm. No obstante, la lente del ojo es un absorbente de longitudes de onda inferiores a 400 nm. Así, las radiaciones con longitudes de onda más bajas, rango de la radiación UV, se absorben en la córnea y la conjuntiva, con dosis suficientes puede causar daño ocular (44).

La irradiancia en la retina (potencia por unidad de área) se puede calcular a partir de la potencia total que entra en la pupila y el área de la imagen en la retina. El área proyectada sobre la retina (d_r , suponiendo imágenes circulares) puede determinarse a partir del ángulo subtendido de la fuente (ω), que puede calcularse a partir del tamaño de la fuente (d_s), la distancia radial (r) y la longitud focal ($f \simeq 0.017$ m):

$$d_r = f\omega \quad (3)$$

donde:

$$\omega = d_s/r \quad (4)$$

Si se conoce la irradiancia en un plano frente a la córnea, E_c (W/m^2), la potencia que entra en la pupila (E_r) puede determinarse como el producto de la irradiancia y el área de la pupila (el diámetro de la pupila, d_p (m), ajustado a la luz solar es $\sim 0.002m$). La potencia se divide entonces por el área de la imagen en la retina, d_r (m) y se multiplica por un coeficiente de transmisión τ (~ 0.5), la expresión para la irradiancia en la retina queda como:

$$E_r = E_c \frac{d_p^2}{d_r^2} \tau \quad (5)$$

Donde:

E_c -Irradiancia a un plano enfrente de la córnea (W/m^2)

d_p -Diámetro de la pupila ajustado a la luz diurna.

d_r -Área de la imagen proyectada en la retina.

τ -Coeficiente de transmisión del ojo.

Por ejemplo, la irradiancia en la retina causada por la observación directa del sol puede calcularse utilizando las ecuaciones 3 y 5 considerando que $E_c = 0,1 W/cm^2$, $d_p = 0,002 m$,

$f = 0,017 \text{ m}$, $\omega = 0,0093 \text{ rad}$ y $\tau = 0.5$, lo que produce una irradiancia en la retina E_r de $\sim 8 \text{ W/cm}^2$. Se puede observar que la irradiación de la retina es significativamente más alta que la irradiancia en la entrada del ojo. De acuerdo a investigadores de Sandia National Lab, la ceguera instantánea, durante un período de 4-12 segundos (es decir, el tiempo hasta la recuperación de la visión) ocurre cuando existe una irradiancia en el ojo que oscila entre $7-11 \times 10^{-4} \text{ W/cm}^2$ (45).

En la figura 52 se muestra los efectos oculares potenciales para diferentes irradiancias en función del ángulo subtendido (ángulo formado por el tamaño aparente de un objeto y el observador) de la fuente para exposiciones a corto plazo, tales como: (1) Posibilidad de daño permanente en los ojos (quemadura en la retina), (2) potencial de imagen remanente (ceguera temporal) y (3) bajo potencial de imagen remanente. Así, se puede observar que si la irradiancia en la retina es suficientemente grande para un ángulo subtendido de la fuente, puede producirse daño permanente a los ojos por quemaduras en la retina (46). A medida que aumenta el ángulo subtendido de la fuente se disminuye el umbral de irradiancia seguro para la retina.

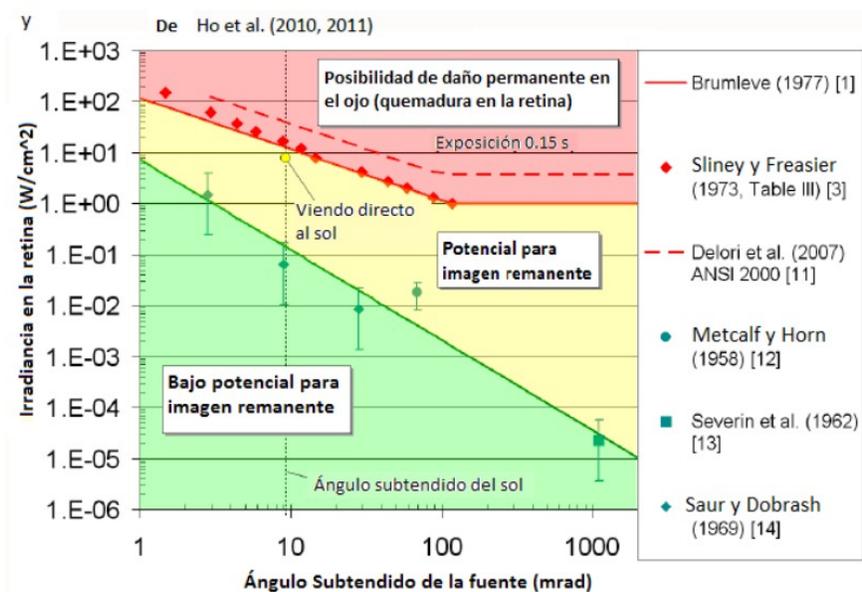


Figura 52. Impactos potenciales de la irradiancia en la retina como una función del ángulo subtendido. En "Evaluation of Optical Radiation Hazards. Appl. Opt.", por D. H. Sliney y B. C. Freasier, 1973.

Brumleve (1977), proporcionó un umbral más bajo para la irradiación de la retina correspondiente al daño ocular permanente (47):

$$E_r, burn = 0.118/W \quad (6)$$

para $\omega < 0.118$ rad

$$E_r, burn = 1 \quad (7)$$

para $\omega \geq 0.0118$ rad

Donde $E_r, burn$ es el umbral de quemadura en la retina (W/cm^2) y ω es el ángulo subtendido (rad). Por debajo del umbral de quemadura en la retina, existe una región en la que una irradiancia en la retina suficientemente alta puede causar una imagen secundaria temporal (imagen remanente) o una ceguera temporal, causada por el blanqueo (sobresaturación) de los pigmentos visuales en la retina. Cuando esto ocurre, una imagen secundaria temporal aparece en el campo visual (por ejemplo, el efecto después de ver un flash de cámara en una habitación tenue). El tamaño y el impacto de la imagen secundaria en el campo de visión dependen del tamaño del ángulo subtendido de la fuente. El segundo límite, entre el bajo potencial para la imagen posterior (verde) y el potencial para las áreas después de la imagen (amarillo), se adhiere a la siguiente ecuación:

$$E_r, flash = 3.59x10^{-5}/\omega^{1.77} \quad (8)$$

Considerando estas implicaciones, así como la capacidad de reflejar los rayos incidentes de los módulos fotovoltaicos (reflectividad), a continuación se detalla esta relación.

3.5.1 Reflectividad de los paneles solares

Los paneles solares fotovoltaicos están diseñados para absorber la luz solar para convertirla en electricidad. Estos están típicamente contenidos en un material transparente denominado encapsulante y cubiertas con una película transparente, comúnmente de vidrio. La adición de estas capas protectoras reduce aún más la cantidad de luz visible reflejada de los módulos fotovoltaicos. Para maximizar la eficiencia de la producción de electricidad, los fabricantes fotovoltaicos diseñan sus paneles para minimizar la cantidad de luz solar reflejada. Los métodos más comunes para lograr esto son la aplicación de recubrimientos antirreflejantes y texturización superficial de celdas solares. Combinadas, estas técnicas se puede reducir las pérdidas por reflexión a un pequeño porcentaje. La mayoría de los paneles solares están ahora diseñados con al menos una capa antirreflejante y algunos paneles tienen múltiples capas.

Basándose en las condiciones superficiales, las reflexiones de la luz en paneles pueden ser especulares y difusas. La primera tiene una característica de reflexión similar a la de un espejo. Mientras que la segunda reflejará la luz entrante y la dispersará en muchas direcciones. La figura 53 la diferencia entre los tipos de reflexiones.



Figura 53. De izquierda a derecha se puede observar diferentes tipos reflexión; el primero corresponde a una forma especular, el central a un mixta y la tercera a una difusa. En *“Relieving a glare problem?”*, por Clifford K. Ho, 2013. SOLAR TODAY

Debido al hecho de que los paneles solares son planos y tienen una superficie lisa, la

mayor parte de la luz reflejada es especular, lo que significa que la luz incidente desde una dirección específica es redirigida en una dirección específica, como es el caso del vidrio en una ventana. El vidrio solar puede tratarse de manera que cambie el índice de refracción de la superficie frontal para minimizar la reflexión. Generalmente, estos tratamientos crean un índice superficial de refracción entre 1.20 y 1.30. El vidrio tratado en cualquiera de estas formas se conoce como vidrio “antirreflejante” (AR). Un material reflejante similar es el agua, que tiene un índice de refracción de 1.333. En un clima sin viento, un estanque tranquilo tendrá una superficie muy lisa y reflejante. El vidrio no AR reflejaría más luz que el agua en total quietud (Índice 1.52 versus Índice 1.333), mientras que el vidrio AR sería menos reflejante que el agua (Índice 1.20-1.30 versus Índice 1.333) (48).

Shea (2012) desarrolló un análisis de la reflexión de las tres superficies mencionadas anteriormente en función del ángulo de incidencia (donde el ángulo de incidencia se mide desde la “normal” en la que la luz toca el vidrio o el agua directamente); tal como, se puede apreciar en la figura 54. En esa imagen puede observarse la intensidad reflejada de la luz (“Potencia”) como un porcentaje de la intensidad entrante. Es evidente que la intensidad reflejada es bastante baja con respecto a la intensidad de entrada para los ángulos de incidencia por debajo de 60-70 grados, y luego se eleva rápidamente para ángulos mayores (48).

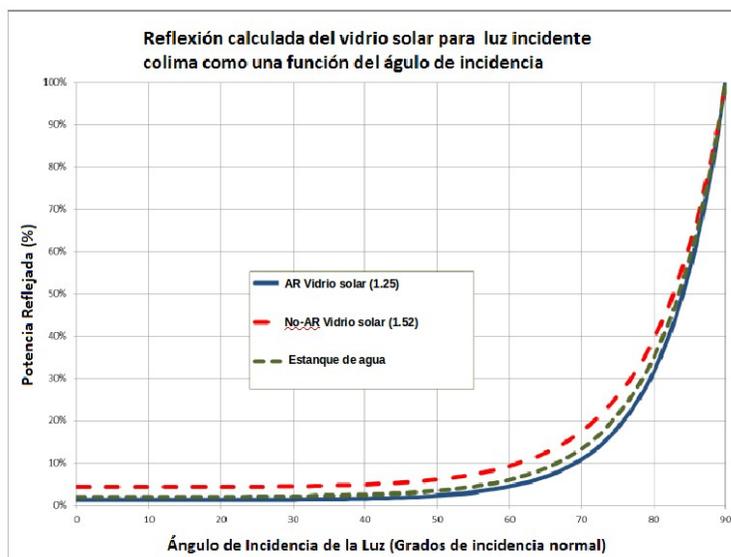


Figura 54. Potencia reflejada expresada como porcentaje en tres tipos de materiales: vidrio antirreflejante, vidrio no antirreflejante y agua en un estanque.

De lo anterior se puede determinar que la cantidad de luz reflejada en la superficie de un panel depende de la cantidad de luz solar que incide en la superficie, la reflectividad de la superficie y el ángulo de incidencia de los rayos. La cantidad de luz solar que interactúa con el panel solar variará en función de la ubicación geográfica, la época del año, la cobertura de nubes y la orientación del panel solar. A menudo se utilizan 1000 W/m^2 en los cálculos como una estimación de la energía solar interactuando con un panel cuando no hay otra información disponible, considerando que los paneles actuales reflejan tan sólo el 2% de la luz solar incidente, se tiene que aproximadamente 20 W/m^2 ($2 \times 10^{-3} \text{ W/cm}^2$) se reflejan de un panel fotovoltaico típico. Sin embargo, el valor anterior va a depender en gran medida del ángulo de incidencia de los rayos del sol, ya que comparando el resultado anterior con los $7\text{-}11 \times 10^{-4} \text{ W/cm}^2$ necesarios para que exista ceguera temporal, reportado por los investigadores de Sandia National Lab, es 100% previsible que la reflexión de luz presente en los paneles fotovoltaicos tengan la capacidad de generar este efecto. Sin embargo, si se consideran ángulos de incidencia grandes, la potencia de la irradiancia reflejada aumenta de forma no lineal como se aprecia en la gráfica de la figura 54.

3.5.2 Efectos ópticos en la aviación

El efecto del deslumbramiento (resplandor) transitorio de un panel solar puede producir un destello o aumento repentino de luz, esto ocasiona un estímulo en un punto del campo visual distraendo al observador (50). El resplandor entrante a la cabina de un avión probablemente disminuirá la visibilidad del piloto, que probablemente se reflejará en una mayor carga cognitiva, al tratar de mantener el contacto visual con la pista, los instrumentos y las acciones de conducción.

Debido a que no existen estándares específicos para instalaciones fotovoltaicas en aeropuertos y el posible deslumbramiento, se requiere de realizar estudios de acuerdo con los detalles del sitio. En Estados Unidos de acuerdo a la Administración Federal de Aviación (FAA, por sus siglas en inglés), una evaluación aceptable podría involucrar uno o más de los siguientes niveles de evaluación (51):

- Un análisis cualitativo del impacto potencial en la consulta con la Torre de Control, los pilotos y los funcionarios del aeropuerto.
- Una prueba de campo de demostración con paneles solares en el sitio propuesto en coordinación con el personal de la Torre FAA.
- Un análisis geométrico para determinar los días y las horas cuando se produciría un impacto visual.

El grado de análisis de reflectividad requerido para evaluar los posibles impactos dependerá del diseño del sitio y el sistema del proyecto específico. De igual manera la FAA realiza las siguientes recomendaciones:

- Evaluación de las condiciones de reflectividad. Deben considerarse las diferentes fuentes existentes tales como: ventanas de vidrio, estacionamiento de automóviles, techos y

cuerpos de agua. El análisis de la efectividad debe incorporar las medidas utilizadas para mitigar el deslumbramiento.

- Pruebas en el campo. El deslumbramiento potencial. Se realiza llevando un panel solar a la ubicación propuesta e inclinando el panel en diferentes direcciones para generar varios niveles de deslumbramiento en la torre de control de tráfico aéreo.
- Análisis geométrico. Son el enfoque más técnico para los problemas de reflectividad que son difíciles de evaluar. Los estudios de deslumbramiento pueden emplear la geometría y la trayectoria conocida del sol para predecir cuándo la luz solar se reflejará en una superficie fija (como un panel solar) con un receptor fijo (por ejemplo, la torre de control).

Con base en lo anterior, en este proyecto se determinó realizar las mediciones de campo para evaluar los impactos por correlación con las figura 26, en el capítulo 4 se describe el método desarrollado para realizar las mediciones. Cabe mencionar, que la parte probabilística deberá determinarse en función de los períodos que se tengan esos ángulos de reflectividad.

3.5.3 Método para determinar la luz reflejada por los paneles

El uso de cámaras térmicas montadas en drones para el diagnóstico de paneles fotovoltaicos, es una forma eficaz y segura para poder determinar los puntos calientes en una planta fotovoltaica. Esta misma estrategia se puede empleó para determinar la cantidad de luz reflejada por un panel fotovoltaico, con la ventaja de poder variar de forma rápida el ángulo del observador y la distancia, factores que determinan el impacto ocular por deslumbramiento.

Para determinar el deslumbramiento producido en una planta fotovoltaica se debio montar un dispositivo en el dron que fue capaz de medir la irradiancia (ver figura 55). El receptor fue restringido lo mayormente posible en luz difusa que pudiera incidir en el detector con

el fin de poder obtener mediciones lo más precisas posibles. Así mismo, debe consideró la interfaz para la recolección de datos. En este proyecto, se utilizó la tarjeta NodeMCU.

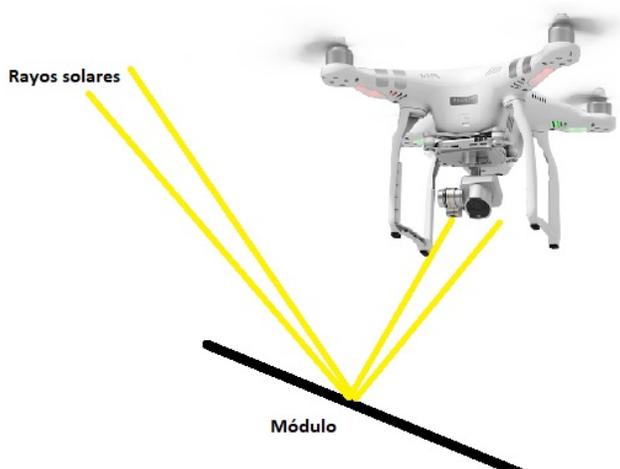


Figura 55. La imagen representa la forma en que se realiza la medición de los rayos solares.

A continuación se detallan las principales características de los elementos que conforman el sistema empleado para llevar a cabo las mediciones de la luz reflejada por los paneles.

Celda fotovoltaica

La Tabla III señala las características más importantes de la celda de silicio policristalino empleada:

Tabla III. Características de la celda fotovoltaica.

Características de la celda	
I_{sc}	111 mA
I_{max}	87.8 mA
V_{oc}	0.61 V
V_{max}	0.53 V
P_{max}	9.4 mW

En la figura 57 se muestra la curva I-V de la celda a diferente magnitud de irradiancia.

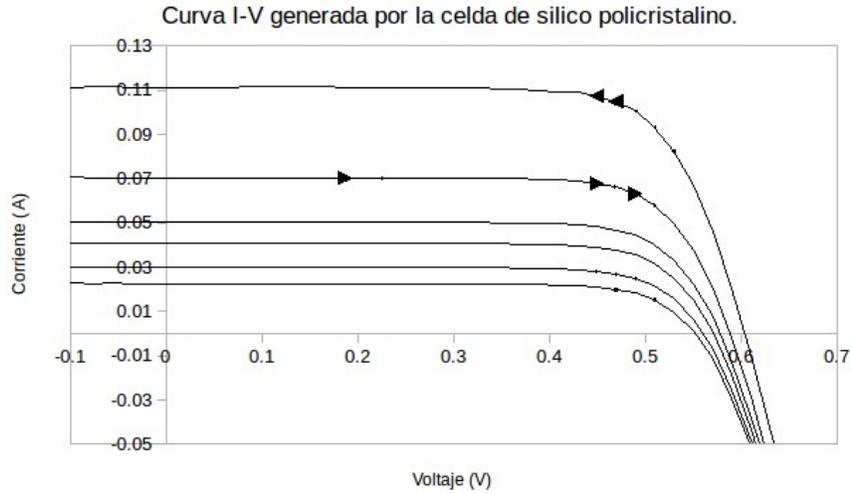


Figura 56. Curva I-V generada por la celda a 1000, 710, 500, 400, 320 y 250 W/m².

Con base en la respuesta de la celda a diferentes magnitudes de irradiancia, se trazó una recta a partir de los puntos de máxima potencia con el fin de poder identificar una resistencia con el valor adecuado para hacer corto circuito. El valor de la resistencia estará dado por:

$$R = \frac{1}{m} \quad (9)$$

donde:

m: pendiente de la recta generada por lo puntos de máxima potencia. La figura 57 muestra el trazo de la recta.

R: resistencia.

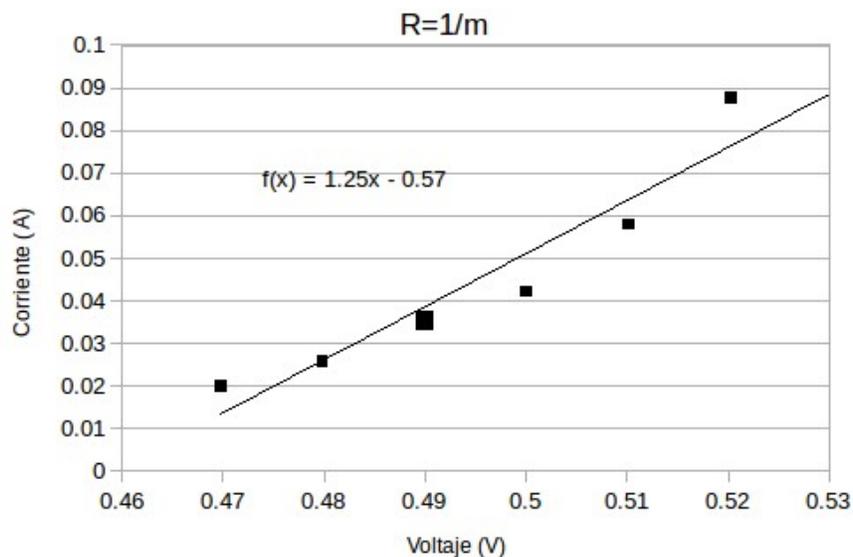


Figura 57. Recta generada por los puntos de máxima potencia en la celda.

De lo anterior se obtuvo un valor de 0.8 Ohm para la resistencia a utilizar. La figura 58 muestra el arreglo.

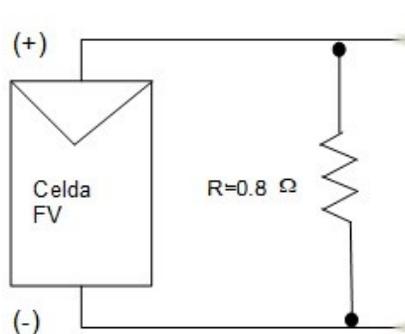


Figura 58. Diagrama del arreglo originado por la celda y la resistencia.

La información de la tensión eléctrica generada por la celda es medida y transmitida a a través de una tarjeta llamada NodeMCU, la información de esta se presenta a continuación.

NodeMCU

NodeMCU es una tarjeta de desarrollo similar a Arduino, especialmente orientada al Internet de las cosas (IoT). Está basado en el SoC (System on Chip) ESP8266. Integra un proce-

sador con arquitectura de 32 bits y conectividad Wifi, ver figura 61. Para el desarrollo de aplicaciones se puede elegir entre los lenguajes Arduino y Lua.

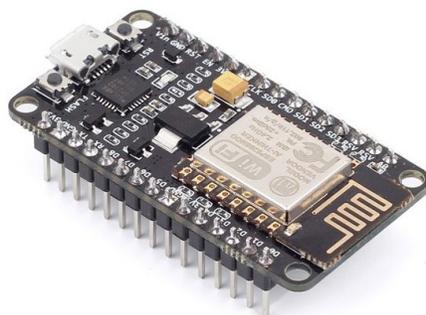


Figura 59. Vista del microcontrolador NodeMCU.

La tarjeta NodeMCU está diseñada especialmente para trabajar en protoboard. Posee un regulador de voltaje en placa que le permite alimentarse directamente del puerto USB. Los pines de entradas/salidas trabajan a 3.3V. En la Tabla IV se muestran algunas especificaciones técnicas del microcontrolador.

Tabla IV. Especificaciones técnicas del NodeMCU.

Especificación técnica	
Voltaje de alimentación	5 V
Voltaje de entrada/salida	3.3 V
SoC	ESP8266
Instrucción RAM	32 KB
Datos RAM	96 KB
Memoria Flash externa	4 MB
Corriente nominal por pin	12 mA

Este elemento con la programación (ver Apéndice A) adecuada permite medir el voltaje de procedente de una fuente, en este proyecto la celda de silicio policristalino genera un voltaje al recibir la luz reflejada por los módulos. Debido a que la magnitud es muy pequeña (milivolts) para ser medido con precisión por la tarjeta NodeMCU se empleó un amplificador

de voltaje LM358, las características de este se señalan a continuación.

Amplificador operacional de voltaje: LM358

El LM358 es un circuito integrado de amplificador operacional dual de baja potencia. La figura 60 muestra ejemplo de este tipo de dispositivos.

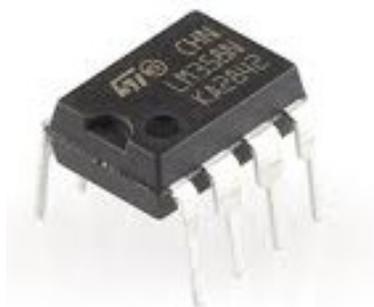


Figura 60. Amplificador operacinal LM358.

La Tabla V muestra las principales características proporcionadas por el fabricante.

Tabla V. Características técnica del amplificador LM358.

Características	
Voltaje de aprovisionamiento VCC	16 a 32 V
Voltaje de entrada	3V a 32V
Rango de temperatura de operación	0 a +70
Compensación de entrada de Voltaje	Típico 2.9 y máximo 7.0 mV
Compensación de entrada de corrienteo	Típico 5 Máximo 50
Ganancia de Voltaje	Mínimo 25, Típico 100 V/m
Oscilación de voltaje de salida (RL 10KΩ)	Mínima 27 Típico 28V
Cortocircuito para GND	40 mínimas y 60 típico

En la figura se señala las terminales que tiene el amplificador y el arreglo necesario para llevar acabo la amplificación de una señal de voltaje.

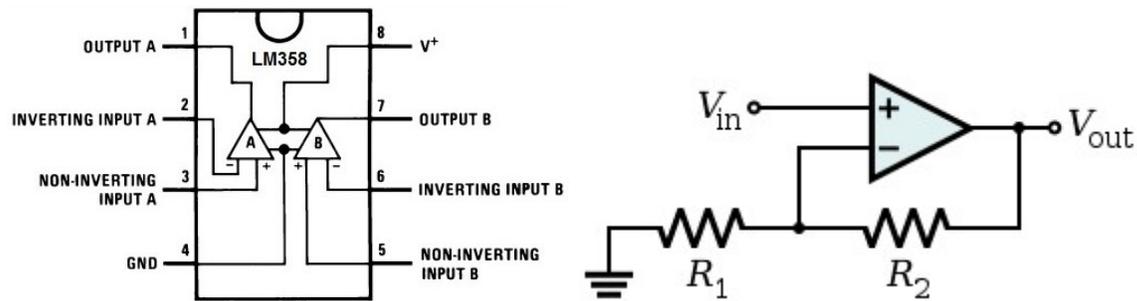


Figura 61. Circuito integrado del amplificador LM358 y arreglo necesario para su aplicación (R_1 y R_2 son resistencias) (referencia).

El factor con que el voltaje es aplicado está dado por la fórmula:

$$G = 1 + \frac{R_2}{R_1} \quad (10)$$

Una vez acoplados los elementos anteriores de tal forma que permiten medir el voltaje generado en la celda y transmitir la señal, estos se instalaron en el dron.

Dron

El Dron Phantom 3 se seleccionó como la opción para colocar el sistema de medición. En la Tabla VI se presentan las características principales de este:

Tabla VI. Características técnicas del Phantom 3.

Dron Phantom 3	
Peso (batería y hélices incluidas)	1280 g V
Tamaño diagonal (hélices excluidas)	350 mm
Velocidad máxima en ascenso	5 m/s
Velocidad máxima en descenso	32 KB
Temperatura de funcionamiento	0-40 ^{Cn} KB
Limite de altura del punto inicial	125 m
Distancia máxima del control remoto	3.5 km
Duración de vuelo	23 min
Sensor de camara	12.4 Mpixeles
Velocidad del obturador	8s-1/800 s
Estabilización	3 ejes (mov. horizontal, mov. vertical y rotación)
Rango de control	-90 a 30 grados
Sistema operativo requerido	IOS 8.0, Android 4.1.2 o posteriores para ambos

La figura 62 muestra la forma en que se adaptaron las piezas anteriormente mencionadas en el dron de tal forma que no afecte el vuelo.



Figura 62. Vista frontal y trasera de los elementos ya montados en en el dron.

En la figura 63 se presenta el diagrama de los elementos montados en el dron.

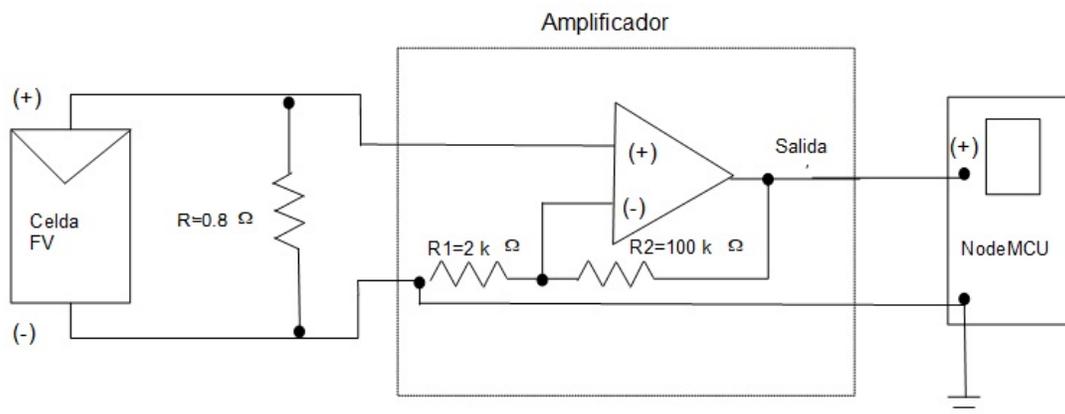


Figura 63. Sistema colocado en el dron.

La medición de la irradiancia reflejada por módulos fotovoltaicos a través del dispositivo desarrollado para este proyecto de investigación se realizó en tres tecnologías diferentes: silicio policristalino, telurio cadmio y película delgada. Los sistemas fotovoltaicos analizados se encuentran instalados sobre los uno de los edificios del Instituto de Energías Renovables. En el Capítulo 4 se presentan los resultados.

3.6 Riesgos Estructurales

Con altas velocidades del viento y fuertes lluvias, los paneles solares pueden estar en riesgo de ser arrancados de su lugar; tal como, se muestra en el capítulo 1. Sin embargo, los módulos suelen ser probados por los fabricantes para garantizar que puedan resistir a los huracanes. La mayoría están certificados para soportar una presión de hasta 2400 pascales, equivalentes a vientos de aproximadamente 140 millas por hora (mph) o 224 *km/h*.

Actualmente, las normas IEC aún carecen de documentos para definir la prueba de viento para módulos fotovoltaicos considerando las cargas no uniformes y el efecto de momento (49). En las secciones subsecuentes se presentan los estándares internacionales que se aplican para las pruebas estructurales de los módulos, así como la normativa nacional relacionada para la evaluación estructural de los sistemas fotovoltaicos. Adicionalmente, se describen las partes

más susceptibles a la falla estructural y los mecanismos asociados. Cabe mencionar que, para este riesgo, la metodología que se seleccionó como más adecuada es la Checklist.

3.6.1 Normas internacionales para pruebas de módulos

Carga mecánica estática (tipo uniforme) - IEC 61215-2: En 2016 la IEC 61215-2 se diseñó para la homologación de tipo de módulos fotovoltaicos y contiene la prueba de carga estática en C11.16. Esta prueba define tres ciclos de carga uniforme de 2400 *Pa*, aplicados por una hora a las superficies delantera y trasera a su vez, así como una carga de nieve opcional de 5400 *Pa* durante el último ciclo frontal. Está destinada a aplicarse para módulos de materiales de silicio cristalino y de película delgada. El objetivo de esta secuencia de prueba es determinar las características eléctricas y térmicas del módulo, así como su capacidad para resistir la exposición prolongada de viento.

Carga mecánica dinámica (tipo uniforme) - IEC TS 62782: proporciona un método de prueba (+- 1000 Pa, 1000 ciclos, 1-3 ciclos/min) para realizar una prueba de carga dinámica mecánica (cíclica) en la que el módulo fotovoltaico es compatible con los puntos de soporte de diseño y una carga uniforme normal a la superficie del módulo, se alterna en direcciones negativas y positivas. Esta prueba puede utilizarse para evaluar si los componentes dentro del módulo (incluidas las celdas solares), cintas de interconexión y los enlaces eléctricos, son susceptibles de romperse o presentar una falla en los sellos de borde debido a las tensiones mecánicas encontradas durante la instalación y operación (52).

Carga de nieve estática (tipo no uniforme) - IEC 62938: recomienda una fuerza de tracción constante de 2400 Pa o 5400 Pa en tres ciclos de una hora. La alta carga de nieve con frecuencia causa daños a los sistemas fotovoltaicos, siendo los techos inclinados los más afectados, debido a la distribución de carga desigual. Hasta ahora, las normas para la aprobación de tipos de sistemas fotovoltaicos solo incluyen pruebas de carga realizadas horizontalmente. En la figura 64 se muestran módulos dañados debido a la carga por nieve.



Figura 64. Marcos de módulos fotovoltaicos deformados. Sin apoyo, el vidrio en el módulo más alejado se rompió bajo el peso de la nieve. En *“Designing PV Systems for Environmental Extremes”*, por David Brearley, 2015. Retomado de <https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes.W8DgDvaZLIU>. Copyright [2018] Home Power Inc.

Como puede observarse la estructura de los sistemas de soporte de los paneles fotovoltaicos juegan un papel muy importante en el diseño y evaluaciones estructurales, por ello en la siguiente sección se señalan los tipos existentes.

3.6.2 Sistema de soporte

De acuerdo a Joe Maffei, existen varios tipos de sistemas de soporte para uso de paneles en techos de baja pendiente o puestos a tierra. Estos sistemas se diferencian por el tipo de armazón, mecanismo utilizado para sujetar al sistema, grado de interconexión de los paneles y uso de revestimiento. En cuanto a los paneles situados en el techo, éstos pueden tener un perfil bajo o alto con respecto a la superficie donde están colocados, lo que afecta la forma en que el viento actúa sobre el arreglo. La figura 65 muestra un esquema de clasificación para los soportes de paneles solares para techos de baja pendiente. Para fines de análisis estructural los sistemas de soporte establecidos en techos, es útil clasificarlos en términos de la trayectoria de carga entre los paneles y el techo (58).

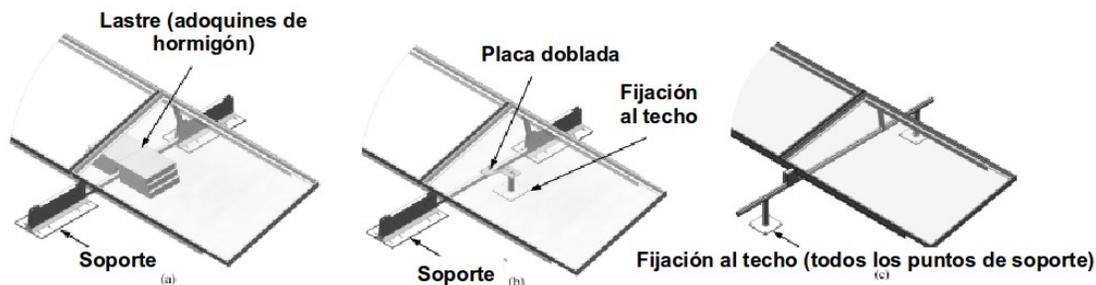


Figura 65. Ejemplo de sistemas de soporte de paneles solares para techos de baja pendiente: (a) No fijos (sólo lastre); b) las cubiertas de tejado; C) sistema completamente enmarcado.

Cabe mencionar que, los sistemas de soporte que se apoyan en la superficie del techo en puntos no están necesariamente unidos al techo. La trayectoria de carga para las fuerzas ascendentes es diferente a las fuerzas hacia abajo. Estos sistemas pueden clasificarse de la siguiente manera:

- Desacoplado (sólo lastre) [figura 65 (a)], en la que la resistencia al levantamiento y el deslizamiento son proporcionados al contra peso y fricción.
- Acoplado [figura 65 (b)], en el que se proporciona una conexión estructural con el edificio en uno o más puntos que pueden o no producirse en los mismos lugares que los puntos de soporte del cojinete); y acoplado con el lastre agregado.
- Sistemas completamente enmarcados [figura 65 (c)] son bastidores estructurales que están unidos al techo en cada punto de soporte, es decir, no hay puntos de apoyo solamente de cojinete. Para estos el recorrido de carga es el mismo para fuerzas ascendentes y descendentes. Estos sistemas están integrados en el techo o quedan planos sobre la superficie de este a manera que no afecten e perfil. Pueden consistir en hojas de material fotovoltaico unidas a la membrana del tejado por adhesivo.

Para la mayoría de los paneles solares en techo, los efectos críticos del viento son fuerzas internas en miembros y conexiones, reacciones en la estructura del techo y elevación o deslizamiento del conjunto. Para los sistemas completamente enmarcados y los sistemas de tejado

adosados, las presiones del viento inducen fuerzas internas en los elementos y conexiones del sistema de soporte además de las reacciones en los soportes y puntos de fijación, que deben resistir la estructura del techo. En los sistemas de soportes de techo no unidos, el viento también induce fuerzas internas, pero éstas están limitadas por el propio peso del sistema y el peso del lastre que sostiene el conjunto; cuando una presión de elevación local excede el peso cercano, el soporte se puede levantar temporalmente del techo en esa ubicación. La capacidad del sistema de soporte para redistribuir las fuerzas locales de elevación a otros soportes se ve afectada si el despegue momentáneo del techo da lugar a componentes sobrecargados y, posiblemente, el desprendimiento completo del arreglo, o en su lugar si da como resultado un comportamiento autorreparable favorable. Basándose en las mediciones simultáneas de campo y presión por Pratt y Kopp (2012), establecen que es poco probable que las fuerzas aerodinámicas aumenten debido al despegue. El movimiento hacia arriba de los paneles debe reducir las fuerzas aerodinámicas que causan las presiones porque el campo de flujo es en gran parte vertical hacia arriba alrededor de los paneles críticos durante los momentos de elevación de pico (54).

Debido a la importancia de instalaciones fotovoltaicas colocadas sobre techos en Estados Unidos se elaboró el reporte SEAOC (Asociación de Ingenieros Estructurales de California, por sus siglas en inglés) PV2-2012, en el cual se consideran vientos que se acercan a un edificio oblicuamente, hacia una de las esquinas. Los vientos oblicuos o en curva generan vórtices cónicos que originan vórtices en la esquina del techo y se irradian hacia el centro del techo (ver figura 66). Los vórtices se vuelven a unir al techo con velocidades de viento más altas y aumentan significativamente la componente vertical del viento. Esto se traduce en cargas de viento en los paneles solares en las zonas de la esquina mucho mayor que en el centro de la azotea (55).

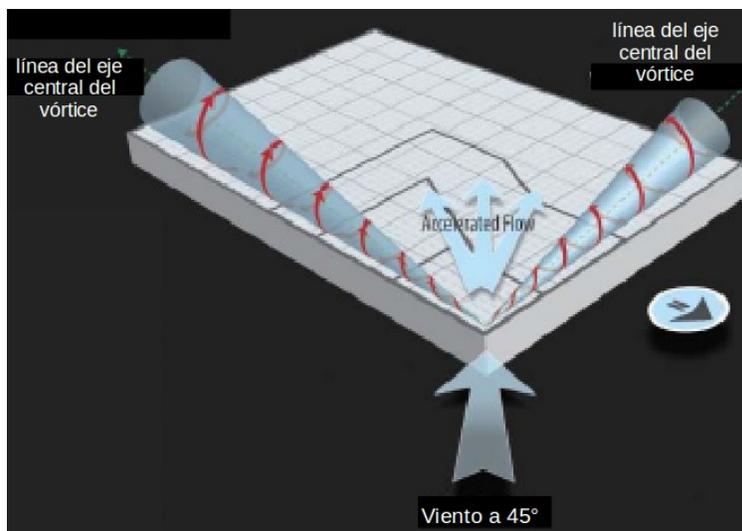


Figura 66. Vórtices en una esquina de una azotea (imagen cortesía de Cermak Peterka Petersen).

El techo del edificio es principalmente vulnerable a la diferencia entre la presión dentro del edificio y el techo. Las cargas de viento más altas en las regiones de borde son causadas por las fuerzas de succión en el núcleo del vórtice que se transfieren a la superficie del tejado. Los paneles solares montados en el tejado, por otra parte, no sólo son sensibles a la succión en el centro del vórtice (especialmente en los paneles de inclinación inferiores) sino también a la dirección del viento que se aproxima al panel. Los paneles de inclinación más grande son particularmente vulnerables a la componente vertical de los vientos en el flujo de reinsertión que ocurre en un edificio (ver figura 67) y especialmente cerca de los vórtices de esquina. Por lo tanto, las zonas de borde para techos y para paneles solares son diferentes.



Figura 67. Flujo de separación y reinsertión en un edificio (Diagrama cortesía Cermak Peterka Petersen).

Es importante tener en cuenta que debido a la sensibilidad de los paneles al flujo de

viento que gira alrededor de los bordes del edificio, las fuerzas aerodinámicas en las monturas colocadas en el techo son completamente diferentes de las del suelo.

La presión sobre cualquier parte de un panel fotovoltaico varía con el tiempo como resultado de los efectos de ráfaga de viento y la turbulencia local. Esto resulta en picos de presión de corta duración y de alta magnitud en algunos módulos adyacentes, mientras que las presiones permanecen con menor intensidad sobre el resto del arreglo, como en el caso de un techo desnudo (56). Por lo tanto, en un entorno de viento dado, la presión máxima que puede presentarse en un módulo único en un arreglo es mayor que la presión instantánea media máxima que experimentará en un arreglo de paneles interconectados. A continuación se detalla la regulación mexicana para evaluaciones estructurales.

3.6.3 Análisis y diseño estructural

Requisitos generales

De acuerdo al “Manual de diseño de obras civiles: diseño por viento” de CFE 2008, los requisitos generales que a continuación se listan, son aplicables al análisis y diseño de estructuras sometidas a la acción del viento y deberán considerarse como los mínimos recomendados. Las variables que deben considerarse como requisitos, para resistir la acción del viento, son (57):

- Dirección de análisis: Las construcciones se analizarán de manera que el viento pueda actuar por lo menos en dos direcciones horizontales perpendiculares e independientes entre sí.
- Factores de carga y resistencia: Se seguirán los lineamientos establecidos el manual.
- Seguridad contra el volteo: Debe verificarse la seguridad de las construcciones sin considerar las cargas vivas que contribuyen a disminuir el volteo.

- Seguridad contra el levantamiento: Las estructuras ligeras o provisionales, así como techos y recubrimientos de construcciones, pueden presentar problemas al generarse fuerzas de levantamiento debidas al viento.
- Presiones interiores: Se presentan en estructuras permeables, que son aquéllas con ventanas, ventilas o puertas que permiten la entrada y salida del aire de la construcción.
- Seguridad durante la construcción: En esta etapa es necesario establecer las medidas necesarias para garantizar la seguridad de las estructuras bajo la acción del viento.
- Efecto de grupo debido a construcciones vecinas: En este capítulo debe aceptarse que la respuesta de la estructura en estudio es independiente de la influencia, favorable o desfavorable, que otras construcciones cercanas provoquen al aparecer la acción del viento.
- Análisis estructural: Pueden aplicarse los criterios generales de análisis que se señalan en este manual.
- Interacción suelo-estructura. Cuando el suelo del sitio de desplante sea blando o compresible, deben considerarse los efectos que, en respuesta ante la acción del viento, pueda provocar la interacción entre el suelo y la construcción.

El análisis de la presión ejercida por el viento es de suma importancia para evaluar la estructura del sistema fotovoltaico es por ello que a continuación se detallan los factores relevantes para ello.

Presión de diseño

De acuerdo a las notas de la materia “Energía solar fotovoltaica I” de la Universidad Miguel Hernández, la presión de diseño en un sistema fotovoltaico denominado como “p” es el producto q_z , G y C_p ; donde q_z es la presión dinámica del viento (en función de la velocidad del

viento, categoría de exposición, topografía, dirección y altura) que se determina mediante la expresión:

$$q_z = 0.5\delta v_b^2 \quad (11)$$

Donde: la densidad del aire $\delta = 1.25 \text{ kg/m}^3$.

El valor básico (promedio) de la velocidad del viento v_b^2 (diferente en cada localidad).

El coeficiente de exposición G depende del entorno y puede obtenerse mediante:

$$G = F(F + 7k) \quad (12)$$

Siendo a su vez F el grado de aspereza del entorno, que se puede calcular mediante:

$$F = k \ln(\max(z, Z)/L) \quad (13)$$

Donde z es la altura del emplazamiento y los parámetros k, L, Z son específicos al tipo de entorno y puede definirse de acuerdo con la Tabla 69.

Tabla VII. Coeficientes para tipo de entorno.

Grado de aspereza del entorno	Parámetro		
	K	L(m)	Z(m)
I. Borde del mar o de un lago, con una superficie de agua en la dirección del viento de al menos 5 km de longitud.	0.15	0.003	1
II. Terreno rural llano sin obstáculos ni arbolado de importancia.	0.17	0.01	1
III. Zona rural accidentada o llana con algunos obstáculos aislados, como árboles y construcciones pequeñas.	0.19	0.05	2
IV. Zona urbana en general, industrial o forestal.	0.22	0.3	5
V. Centro de negocios y grandes ciudades, con profusión de edificios de altura.	0.24	1	10

Finalmente, el coeficiente eólico o de presión exterior C_p , depende de la presión dinámica del viento y el coeficiente eólico (positivo para la presión o negativo para la succión). El

coeficiente eólico está relacionado con la configuración de la construcción, la posición del elemento y el ángulo de incidencia en la superficie. En la figura 67 se muestra la relación entre los diferentes coeficientes que dan como resultado la presión de diseño por viento.

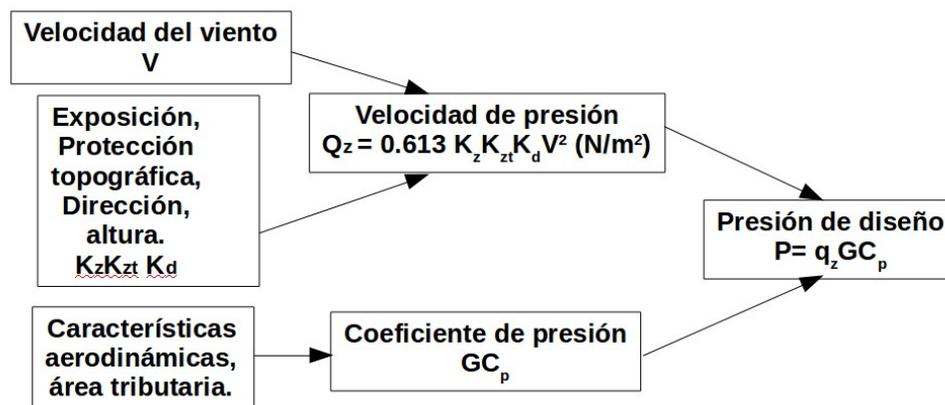


Figura 68. La presión de diseño P por viento depende del sitio, condiciones del edificio q_z , y características aerodinámicas GC_p .

Los valores de GC_p combinados tienden a aumentar a medida que el área tributaria que se está considerando (área de viento efectiva) disminuye, y son mayores en las esquinas y bordes del edificio (58). Así mismo, la Sociedad Americana de Ingenieros Civiles (ASCE, por sus siglas en inglés) proporciona información que puede ser complementaria a la que utilizamos en el “Manual de diseño de obras civiles: diseño por viento” que proporciona CFE, estos datos se mencionan a continuación.

ASCE 7-10 (ASCE 2010) proporciona curvas de diseño para la relación del área tributaria y la presión media del viento para diferentes tipos de edificios y componentes. La prueba del túnel de viento de los cúmulos solares da lugar a tipos similares de curvas para los componentes y el revestimiento pero también indica diferencias claves. Al igual que los componentes de ASCE 7-10 (ASCE 2010) y las curvas de revestimiento, los datos del túnel de viento muestran que los valores de GC_p disminuyen a medida que aumenta el área y los datos apoyan el uso de un límite superior $GC_{p_{max}}$ y un límite inferior $GC_{p_{min}}$. La Figura 69 traza un ejemplo de relación de ASCE 7-10 (ASCE 2010).

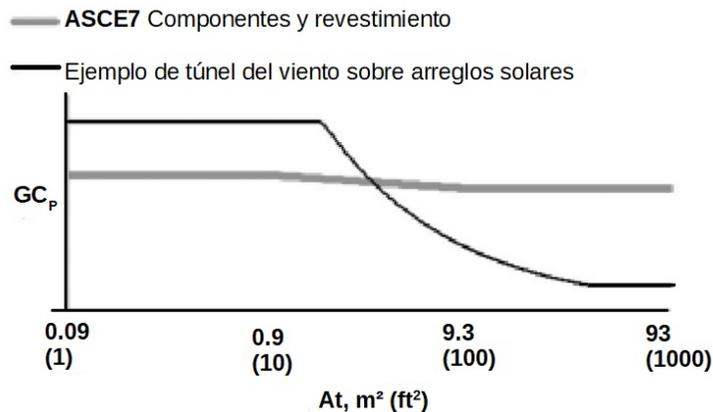


Figura 69. Comparación de coeficientes de presión GC_p para arreglos solares además de componentes y revestimientos.

La curva anterior es una función de potencia de la forma:

$$GC_p = \alpha(A_t)^{n-1} \quad (14)$$

Donde A_t = área tributaria (m^2); α y n son valores a seleccionar para adaptarse mejor a los datos de túnel de viento para un sistema específico.

La función de potencia tiene la ventaja de que la fuerza de diseño global (P) en el arreglo fotovoltaico siempre aumentará a medida que aumenta el área, lo cual es consistente con la función:

$$P = q_h GC_p A_t = q_h \alpha (A_t)^n \quad (15)$$

Donde:

q_h es la velocidad de presión. (N/m^2 , lb/ft^2)

A_t = área tributaria (m^2 , ft^2)

Para ciertos valores de GC_{pmax} y GC_{pmin} , la relación logarítmica de ASCE 7-10 (ASCE 2010) conduciría a una situación en la que la fuerza de diseño (P) disminuiría en un cierto rango de área a medida que el área aumenta, lo que no es racional y potencialmente podría causar problemas de no convergencia con cálculos automatizados de la carga del viento.

Combinaciones de carga

Para el diseño de la resistencia según ASCE 7-10 Sección 2.3 (ASCE 2010), las combinaciones de carga aplicables para el diseño del viento con componentes y revestimientos se determinan de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$1.2D + 1.6(L_r o S) + 0.5W \quad (16)$$

$$1.2D + 1.0W + 0.5(L_r o S) \quad (17)$$

Donde:

D: carga muerta.

L_r : carga en el techo.

S: carga de nieve.

W: carga de viento.

Como puede observarse, dentro de los factores que afectan las cargas estructurales están los pesos y las fuerzas, los cuales se detallan a continuación.

Pesos y Fuerzas

De acuerdo al reporte “*Estructura para paneles fotovoltaicos con seguimiento azimutal de movimiento solar*” elaborado por el país Vasco (2017), se puede considerar que todos los paneles fotovoltaicos están en un mismo plano, formando una superficie rígida, sobre la que actúa la fuerza del viento. En donde el aire siendo una mezcla de gases presenta una densidad aproximada de 1.293 kg/m^3 . Si el viento actúa en un plano horizontal y los paneles presentan un ángulo. La superficie perpendicular a la fuerza del viento (S_p) será

$$S_p = S \sin \alpha \quad (18)$$

Donde: S es la superficie del módulo y α es ángulo de los paneles. Luego la fuerza (F) a considerar será:

$$F = nPS_p \quad (19)$$

Donde: P es la fuerza del viento y n es un coeficiente que agregamos para mayor seguridad. Entonces la fuerza de elevación o compresión en el panel fotovoltaico (J) está definida por:

$$J = F \cos \alpha \quad (20)$$

Conociendo el peso de la estructura y con base en la fuerza J se pueden determinar los contrapesos necesarios para evitar levantamientos o seleccionar la estructura mas resistente bajo presión. La figura 74 muestra el efecto del la carga nieve en uno de los durmientes del SFV debido a un mal diseño de carga.



Figura 70. Las fuerzas de descenso resultantes de carga por nieve sobre el AFV fueron suficientes para sacar este sujetador tipo tornillo fuera de su viga o durmiente. En *“Designing PV Systems for Environmental Extremes”*, por David Brearley, 2015. Retomado de <https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes.W8DgDvaZLIU>. Copyright [2018] Home Power Inc.

Para una instalación solar montada en el techo de baja pendiente, el diseño debe considerar los riesgos específicos asociados con la función del arreglo fotovoltaico y la ubicación. En concreto, para el diseño por viento, el SFV no debe crear un peligro como resultado de una ruptura, deslizamiento o incremento de la capacidad de carga de la azotea, la figura 71 muestra un ejemplo de deslizamiento y daño de la estructura del SFV debido al viento.



Figura 71. Deslizamiento de la estructura fotovoltaica fijada con lastres debido a la acción del viento. En *“How to avoid the typhoon solar bracket system fly?”*, por Chiko Solar Technology, 2017. Retomado de <http://www.chikolar.com/news/industry/111.html>. Copyright [2018-2017] Shanghai Chiko Solar Technology Co.

Cattaneo et al. proporcionarán una descripción similar de los requisitos de desempeño. También puede ser necesario suministrar una capacidad de desplazamiento y una flexibilidad adecuadas para las conexiones eléctricas, de tal manera que, el conjunto no provoque que los sistemas eléctricos u otros equipos del techo se rompan de una manera que amenace la seguridad de la vida (60). En la mayoría de los tipos de elementos estructurales, el diseño del viento se lleva a cabo tradicionalmente exigiendo un comportamiento estructural elástico a cargas factorizadas, aunque esto no se observa como requisito del código. ASCE 7-10 Sección C26.5.1 (ASCE 2010) señala: “Las estructuras diseñadas para soportar las cargas de viento especificadas en esta norma, que también están debidamente construidas y mantenidas, deberían tener una alta probabilidad de sobrevivir a los huracanes, sin daño estructural grave”.

En sistemas completamente enmarcados, además de los sistemas portantes que no utilizan el reparto de carga entre los balastos ni los accesorios, los cálculos de manuales pueden proporcionar un acercamiento eficiente al análisis. Sin embargo, para los sistemas portantes que aprovechan la interconexión entre paneles para distribuir las presiones de ráfagas locales, los modelos de análisis estructural pueden ser ventajosos para capturar el comportamiento de reparto de carga y verificar la adecuación estructural de los paneles (este último no se realiza para este proyecto). Por ejemplo, si un lastre individual no es adecuado para resistir la presión de ráfaga del levantamiento, el sistema de soporte del panel solar debe tener resistencia y rigidez adecuadas para acoplar balastos adyacentes.

Otro punto a considerar es el método de montaje de los módulos fotovoltaicos, estos pueden fijarse sobre la correspondiente estructura por medio de tornillos o grapas, ambos diseñados y con características establecidas por el proveedor. En la siguiente subsección se presentan los elementos básicos que deben cumplir.

3.6.4 Método de montaje

Los módulos fotovoltaicos pueden montarse sobre la correspondiente estructura por medio de tornillos M8 resistentes a la corrosión colocados en los orificios de montaje de la parte trasera del módulo, o mediante grapas diseñadas para tal fin. Independientemente del método de fijación utilizado, la instalación debe garantizar lo siguiente (61) (62) (63):

- Se deja un espacio (recomendado) de al menos 115 mm entre los marcos de los módulos y la superficie de la pared o del tejado. Si se emplean otros medios de montaje, pueden afectar a la homologación de UL o a la calificación de la clase de incendio.
- La distancia mínima entre dos módulos es de 10 mm.
- El método de montaje no bloquea los orificios de drenaje del módulo.

- No se pueden obstruir los orificios de desagüe durante la instalación o el funcionamiento

Montaje con tornillos

Este método se utiliza cuando el marco del módulo tiene los orificios correspondientes para el montaje situados de tal forma que permita optimizar la capacidad de carga y con ello asegurarlos a la estructura de soporte. Algunas recomendaciones que ofrece los proveedores son: usar de tornillos protegidos contra corrosión (acero inoxidable) y aplicar el torque de acuerdo a las especificaciones del fabricante. En la figura 72, se pueden apreciar los elementos.

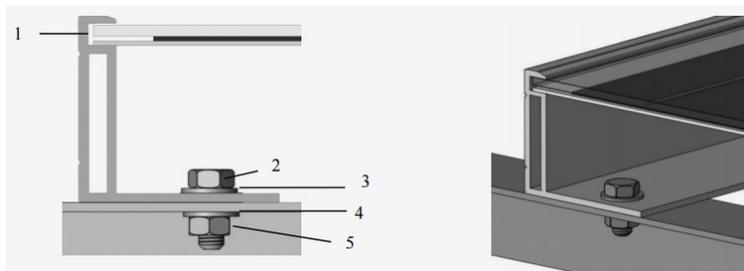


Figura 72. Ejemplo de módulo fotovoltaico instalado mediante el método de fijación con tornillos: 1) marco de aluminio, 2) tornillo de acero inoxidable M8, 3) arandela plana de acero inoxidable, 4) arandela de presión de acero inoxidable, 5) tuerca hexagonal de acero inoxidable (61). En *“Módulos FV Yingli Solar: Manual de Instalación y Uso”*, por Yingli Solar, 2015. Retomado de [http://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2015/12/Manual-de-Instalaci%C3%B3n-paneles-fotovoltaicos-Yingli-Solar-www.vicoexport.com .pdf](http://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2015/12/Manual-de-Instalaci%C3%B3n-paneles-fotovoltaicos-Yingli-Solar-www.vicoexport.com.pdf)

Montaje con grapas

En la figura 73 se muestra un ejemplo de este método de montaje empleado por la empresa Trina Solar. Este método debe cumplir con ciertas características, tal como:

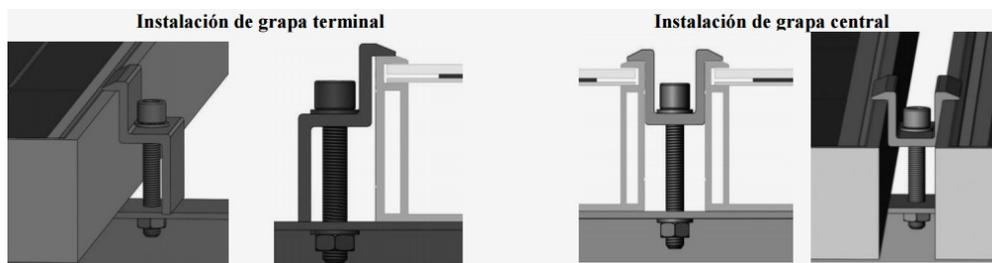


Figura 73. Módulo fotovoltaico solar instalado mediante el método de fijación con grapas. En “Módulos FV Yingli Solar: Manual de Instalación y Uso”, por Yingli Solar, 2015. Retomado de <http://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2015/12/Manual-de-Instalaci%C3%B3n-paneles-fotovoltaicos-Yingli-Solar-www.vicoexport.com.pdf>.

- Utilizar grapas que dispongan de una arandela aislante, así como de tornillos de fijación M6 como mínimo.
- Usar al menos 4 grapas para fijar los módulos a los raíles de montaje; deben fijarse dos grapas en cada lado largo del módulo (orientación vertical), o en cada lado corto del módulo (orientación horizontal). En función de las cargas de viento de la zona, pueden necesitarse grapas adicionales para garantizar que los módulos sean capaces de soportar las cargas.
- Las grapas de los módulos no deben entrar en contacto con el vidrio delantero y no deben deformar el marco.
- Asegurar que las grapas de los módulos no produzcan efectos de sombra.
- No se debe modificar el marco del módulo bajo ninguna circunstancia.
- Si opta por el método de montaje con grapas, utilice al menos cuatro grapas por módulo
- Debe utilizarse un par de apriete según la norma de diseño mecánico adecuada para el tornillo usado por el usuario.

Es por los anteriores requerimientos básicos y los que cada proveedor estipula en el proceso de diseño e instalación de una planta, que se ha seleccionado “Checklist” como método de

evaluación de riesgos para comprobar que este cumpla con los requisitos mínimos establecidos en el "Manual de diseño de obras civiles" elaborado por CFE. En la siguiente sección se presentan las características más importantes de la metodología.



Figura 74. Daño causado en un grapa ocasionado por la acción del viento debido a un mala caracterización del las cargas por viento. En *"Designing PV Systems for Environmental Extremes"*, por David Brearley, 2015. Retomado de <https://solarprofessional.com/articles/design-installation/designing-pv-systems-for-environmental-extremes.W8DgDvaZLIU>. Copyright [2018] Home Power Inc.

3.6.5 Análisis de listas de comprobación (Checklist)

Las listas de comprobación, listas de chequeo, checklist u hojas de verificación, son formatos creados para realizar actividades repetitivas, controlar el cumplimiento de una lista de requisitos o recolectar datos ordenadamente y de forma sistemática.

Ámbito de aplicación

Los usos principales de los checklist son los siguientes:

- Realización de actividades en las que es importante que no se omita ningún paso o que éstos deben hacerse con un orden establecido.
- Realización de inspecciones donde se debe dejar constancia de cuáles han sido los puntos inspeccionados tales como: a) verificar o examinar que los elementos de seguridad o

relacionados con el sistema se encuentre debidamente instalados, b) examinar o analizar la localización de defectos para evaluar las causas de los defectos.

- Recopilación de datos para su futuro análisis.

Ventajas y desventajas

Como ventaja el método permite comprobar con detalle la adecuación de instalaciones. Además, constituye una buena base de partida para complementarlo con otras estrategias de identificación que tienen un alcance superior. Sin embargo, las principales desventaja radica en que examina la instalación solamente desde el punto de vista de cumplimiento de un reglamento, norma, estándar o procedimiento determinado, así como la aplicación del checklist requiere de personal que conozca las características de la instalación y la interpretación del documento referenciado.

3.7 Conclusiones del capítulo

En el presente capítulo se hizo una revisión bibliográfica de las principales causas y mecanismos de falla eléctrica, problemas estructurales o riesgos ópticos inducidos por un sistema fotovoltaico. De igual forma, en el análisis se incluyen las causas de origen humano, tales como errores en el diseño e instalación. También se realizó una investigación para seleccionar el método más adecuado de acuerdo al tipo de riesgo a analizar, es así como, se seleccionó el método HAZOP para la parte eléctrica ya que permite dividir el SFV en segmentos llamados “nodos” a los que se evalúa cada una de las desviaciones significativas en función de las variables determinadas (tensión y corriente). El objetivo del estudio es identificar las causas, consecuencias y protecciones del sistema ante cualquier desviación significativa y con base en el riesgo, emitir recomendaciones para reducirlo.

En la parte óptica se hace determinó realizar el análisis mediante la medición de la luz

reflejada por los módulos para su posterior comparación con datos de la bibliografía. Y finalmente, lo correspondiente a la estructura el método de checklist fue seleccionada ya que permite crear formatos para realizar actividades repetitivas, con lo que deja controlar el cumplimiento de una lista de requisitos necesarios en una instalación fotovoltaica de forma sistemática.

Capítulo 4

Análisis y Resultados

En el capítulo anterior se hizo una revisión bibliográfica de las principales causas y mecanismos de falla eléctrica, problemas estructurales o riesgos ópticos inducidos por un sistema fotovoltaico. De igual forma, en el análisis se incluyen las causas de origen humano, tales como errores en el diseño e instalación. En este capítulo se plasman los resultados de la aplicación de las metodologías empleadas.

4.1 Resultados del análisis eléctrico

De acuerdo con datos proporcionados por la International Energy Agency (IEA), en el reporte de 2017, sólo algunas de las fallas en módulos fotovoltaicos tiene como efecto una gran pérdida de potencia. En relación al grado de impacto, en el sistema fotovoltaico, estas fallas son: degradación inducida por potencial, falla de los diodos de paso, fracturas de las celdas y decoloración del material encapsulante (o potador). Otra de las causas de falla del sistema es la suciedad (64).

En 2015, Cristaldi et. al. realizan un análisis de fallas de los sistemas fotovoltaicos reportando el siguiente porcentaje de falla de los subsistemas: Inversor (43%), subsistema en corriente alterna (14%), externo (12%), estructura de soporte (6%), subsistema en corriente continua (6%), módulos. Así mismo se mencionan y detallan los diversos modos de fallas de los módulos tales como: encapsulamiento, corrosión del módulo, interconexión interrumpida y errores en los buses de soldadura, rotura de las celdas, fallas de polvo y fallas en los puntos calientes (66). Motivado por las fallas que han presentado algunas plantas fotovoltaicas es que se realizó para este proyecto el análisis basado en instalaciones de 42 kW y 1 MW.

Debido a como se han considerado las variables (tensión y corriente) y nodos (AFV, inversor, unidad conectada a la red, módulo y cableado) en un SFV, la aplicación del método HAZOP a los sistemas de 42 kW y 1 MW es indistinto en su uso, ya que no es una cuestión de la magnitud en la producción de la planta fotovoltaica; sino de, como las variables afectan a los nodos cuando sufren un cambio significativo en su valor.

En las tablas siguientes se presenta de manera resumida los resultados obtenidos en las reuniones HAZOP. Cabe mencionar que como nodos se tomaron las tres secciones principales (AFV, inversor y unidad conectada a la red) que conforman el sistema, pero se agregaron dos secciones más (módulo y cableado) considerando que los módulos por sí contienen en su estructura la protección de diodos de paso y además que gran parte de los accidentes ocurren en el cableado. En la tecnología considerada se tiene un diodo por cada 18 a 20 celdas en serie. Adicionalmente, para las recomendaciones se consideraron las regulaciones aplicables, mejores prácticas documentadas y resultados de otras investigaciones.

Tabla VIII. Resultados de HAZOP, nodo-módulo con sobrecorriente.

Sección: Módulo.Función: Una unidad compuesta por varias celdas fotovoltaicas y la unidad principal de una arreglo FV. Está destinado a generar energía de corriente continua.							
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
1	Corriente	Alta	Sobrecorriente	Descarga eléctrica atmosférica. Degradación por potencial inducido (efecto PID, por sus siglas en inglés) (67).	Daño del módulo. Posible incendio (65).	PDA (Protección contra Descargas Atmosféricas) con sistema de Detección de falla a tierra. El efecto puede ser prevenido si el inversor presenta la opción de poner a tierra el polo positivo o negativo(38). Desarrollo de pruebas con respecto al IEC61215 aprobada para las marcas/modelos de módulos fotovoltaicos considerados para su uso (67).	Dar mantenimiento al sistema PDA y al sistema de detección de falla a tierra. Readaptación de los sistemas fotovoltaicos existentes con tierra de alta resolución (67). Instalar un dispositivo de apagado de emergencia (38). Usar gabinetes y estructuras no conductoras en la medida de lo posible de acuerdo con la especificación CFE G0100-4. Usar módulos reducidos o libre de PID (67). Realizar pruebas a los módulos para PID de acuerdo a lo establecidos en el estándar IEC/series TS 62804 (67). Contar con extintores tipo C. Contar con planes de emergencia-planes de respuesta al fuego (68).

Tabla IX. Resultados de HAZOP, nodo-módulo con baja corriente.

Sección: Módulo. Función: Una unidad compuesta por varias celdas fotovoltaicas y la unidad principal de un arreglo FV. Está destinado a generar energía de corriente continua.							
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
2	Corriente	Baja	Baja corriente	Sombreado por basuras, aves, localización inapropiada; daño/degradación del módulo; celdas defectuosas.	Calentamiento de la(s) celdas, con degradación de la celda y disminución de la eficiencia de generación del módulo.	Diodos de paso (internos). Limpieza periódica de los módulos. PCR para el arreglo de módulos (fusible, interruptor termomagnético bidireccional).	Realizar pruebas para diodos de paso de acuerdo con los estándares IEC-62979, IEC / TS 62916 (67). Cumplir con el programa de limpieza periódica de los módulos y verificar que éstos no presenten deterioros tales como manchas de degradación, en cuyo caso se recomienda reemplazar el módulo.

Tabla X. Resultados de HAZOP, nodo-módulo sin corriente.

Sección: Módulo. Función: Una unidad compuesta por varias celdas fotovoltaicas y la unidad principal de una arreglo FV. Está destinado a generar energía de corriente continua.							
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
3	Corriente	No	Fuga de corriente	Malas conexiones (empalmes, deficiencias en contactos), diferencias de tensión en cables cercanos, cables desgastados por corrosión, dañados por roedores u cualquier discontinuidad.	Formación de un arco eléctrico en corriente continua (35). Posible incendio (65).	Programa de inspección y mantenimiento (65).	Uso de productos certificados. Instalación de detectores de fallas por arco que pueden detectar y eliminar fallas de arco en serie según lo exige el National Electrical Code del 2011 (65). Personal calificado para realizar diseño e instalación. Cumplir con el programa de inspección y mantenimiento.
4	Tensión	Alta	Sobretensión	Descarga eléctrica atmosférica.	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1

Tabla XI. Resultados de HAZOP, nodo-unidad de generación para sobre corriente, baja corriente y sobre voltaje.

Sección: AFV.		Función: Consiste en una disposición de varios componentes, incluidos paneles solares para absorber y convertir la luz solar en electricidad.					
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
5	Corriente	Alta	Sobre corriente	Descarga eléctrica atmosférica. Degradación por potencial inducido (efecto PID, por sus siglas en inglés) (64).	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1
6	Corriente	Baja	Baja corriente	Daño/degradación de módulo; celdas defectuosas. Errores de diseño. Fallas en la interconexión entre módulos.	Calentamiento , degradación de módulos, disminución de la eficiencia de generación del módulo. Posible incendio al alcanzar la temperatura de ignición de los materiales combustibles (EVA y hoja posterior).	PCR (fusible, interruptor termomagnético bidireccional). Uso de productos certificados. Personal calificado para realizar diseño e instalación (68).	Dar mantenimiento y limpieza del módulo, así como inspección visual de posibles daños. Supervisión en el diseño/instalación del SFV. Contar con extintores tipo C. Contar con planes de emergencia-planes de respuesta al fuego (68).
7	Tensión	Alta	Sobretensión	Descarga eléctrica atmosférica. Mala contacto físico en las conexiones a tierra de los módulos.	Daño del módulo y probable incendio. Descarga eléctrica con lesión de moderada a letal de alguna persona que haga contacto físico con alguna parte metálica no aterrizada.	PDA (Protección contra Descargas Atmosféricas) con sistema de Detección de falla a tierra.	Dar mantenimiento al sistema PDA y al sistema de detección de falla a tierra. Usar gabinetes y estructuras no conductoras en la medida de lo posible. Usar guantes, calzado y herramienta dieléctrica. Eliminar metales en contacto con la piel tales como joyería, lentes metálicos, etc. como recomendación de National Fire Protection Association (NFPA) 70E)

Tabla XII. Resultados de HAZOP, nodo-inversor para sobre corriente y corriente inversa.

Sección: Inversor.				Función: Cambia la corriente de continua a alterna.			
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
8	Corriente	Alta	Sobre corriente	Cortocircuito. Descarga eléctrica(69).	Daño al equipo. Posible incendio.	Control del inversor a través del monitoreo del voltaje o potencia. DSC del lado de c.d. Interruptor Termomagnético, del lado de c.a. Inversor con sistema a tierra1 (67).	Cumplir con el mantenimiento al inversor. No instalar ningún inversor sobre o cerca de una superficie inflamable así como supervisar se cumplan con las especificaciones de ventilación y configuración (69). Contar con extintores tipo C. Contar con planes de emergencia de respuesta al fuego (68).
9	Corriente	Inversa	Corriente inversa	Descarga eléctrica atmosférica. Falla en la red.	Daño al equipo. Posible incendio.	Inversor con sistema a tierra. Control del inversor a través del monitoreo del voltaje o potencia. DSC del lado de c.d. Interruptor termomagnético, del lado de c.a.	Cumplir con el mantenimiento al inversor. No instalar ningún inversor sobre o cerca de una superficie inflamable así como supervisar se cumplan con las especificaciones de ventilación y configuración (68). Contar con extintores tipo C. Contar con planes de emergencia paravrespuesta al fuego.

Tabla XIII. Resultados de HAZOP, nodo-inversor en modo isla y sobre voltaje.

Sección: Inversor.				Función: Cambia la corriente de continua a alterna.			
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
10	Corriente	No	Isla (no corriente en la red)	No corriente en la red. Desconexión del SFV.	Lesión o fatalidad a personal de CFE que se encuentre haciendo actividades de mantenimiento/reparación de la red. Responsabilidades administrativas derivadas del caso.	Operación modo isla. Procedimientos de mantenimiento/reparación de la red y equipo de seguridad del personal de CFE.	Mantenimiento del inversor. Cumplir con las especificaciones establecidas para la interconexión a la red. Asegurar que el personal de CFE cumple con los procedimientos de verificar que no exista corriente en las conexiones antes de realizar actividades de reparación/mantenimiento.
11	Tensión	Alta	Sobretensión	Descarga eléctrica atmosférica. Falla en la red.	Daño al equipo. Posible incendio.	Protectores contra sobretensiones. Control del inversor a través del monitoreo del voltaje o potencia. del lado de c.d. Interruptor termomagnético, del lado de c.a. voltaje o potencia.	Cuando la distancia entre los módulos y el inversor supere los 10m, debe repetirse la instalación de protectores (39). Cumplir con el mantenimiento al inversor. No instalar ningún inversor sobre o cerca de una superficie inflamable así como supervisar se cumplan con las especificaciones de ventilación y configuración. Contar con extintores tipo C. Contar con planes de emergencia-planes de respuesta al fuego.

Tabla XIV. Resultados de HAZOP, nodo-unidad conectada a la red con corriente inversa.

Sección: Unidad conectada a la red.			Función: Los sistemas FV utilitarios están diseñados para operar en paralelo e interconectarse con la red eléctrica.				
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
12	Corriente	Inversa	Corriente de retorno.	Descarga eléctrica atmosférica. Falla en la red.	Daño en el cableado, tablero y equipo. Posible incendio.	Fusible DSC después del inversor. Protecciones del inversor que incluyen sistema de tierra. Sistema de tierra (PDA) para protección del generador. Fusibles termomagnéticos.	Cumplir con las especificaciones establecidas para la interconexión a la red. Cumplir con el mantenimiento de equipos: inversor, sujeción de cables, sistema de tierra, etc. Contar con extintores tipo C. Contar con planes de emergencia de respuesta al fuego.

Tabla XV. Resultados de HAZOP, nodo-cableado.

Sección: Cableado.		Función: Transportar la energía eléctrica generada ya sea dentro de cada una de las secciones previas o entre ellas.					
No.	Variable	Palabra Guía	Desviación	Causas	Consecuencias	Protecciones	Recomendaciones
13	Corriente	Alta	Sobre corriente	<p>Descarga eléctrica atmosférica.</p> <p>Falla en la red.</p> <p>Cortocircuito. Malas conexiones (empalmes, deficiencias en contactos), diferencias de tensión en cables cercanos, cables desgastados por corrosión, dañados por roedores u cualquier discontinuidad.</p> <p>Mal dimensionamiento del cableado.</p>	<p>Formación de un arco eléctrico en corriente continua (35).</p> <p>Posible incendio (65).</p>	<p>Tener recubrimiento aislante con protección para radiaciones ultravioleta.</p> <p>Contar con dispositivos de seguridad (interrumpidores termomagnéticos bidireccionales, diodos de bloqueo, dispositivos contra descargas atmosféricas, dispositivos contra fallas a tierra).</p> <p>Instalación de detectores de fallas por arco que pueden detectar y eliminar fallas de arco en serie según lo exige el National Electrical Code del 2011 (65).</p>	<p>Programa de inspección y mantenimiento (65).</p> <p>Uso de productos certificados.</p> <p>Personal calificado para realizar diseño e instalación.</p> <p>Cumplir con el programa de inspección y mantenimiento.</p> <p>El cableado debe satisfacer los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM 001 SEDE-Vigente.</p> <p>Los conductores eléctricos no expuestos a la intemperie y que se instalen en la sección de corriente directa del sistema fotovoltaico deben estar entubados.</p>
14	Tensión	Alta	Sobretensión	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1	IDEM consecutivo No. 1

4.2 Resultados del análisis óptico

Con se vio en el capítulo anterior la cantidad de luz solar que interactúa con el panel solar variará en función de la ubicación geográfica, la época del año, la cobertura de nubes y la orientación del panel solar. A menudo se utilizan 1000 W/m^2 en los cálculos como una estimación de la energía solar interactuando con un panel cuando no hay otra información disponible, considerando que los paneles actuales reflejan tan sólo el 2% de la luz solar incidente, se tiene que aproximadamente 20 W/m^2 ($2 \times 10^{-3} \text{ W/cm}^2$) se reflejan de un panel fotovoltaico típico. Sin embargo, el valor anterior va a depender en gran medida del ángulo de incidencia de los rayos del sol, ya que comparando el resultado anterior con los $7-11 \times 10^{-4} \text{ W/cm}^2$ necesarios para que exista ceguera temporal, reportado por los investigadores de Sandia National Lab, es 100% previsible que la reflexión de luz presente en los paneles fotovoltaicos tengan la capacidad de generar este efecto (70). Sin embargo, si se consideran ángulos de incidencia grandes, la potencia de la irradiancia reflejada aumenta de forma no lineal. A continuación se describe el proceso de toma de las mediciones.

Silicio policristalino

Tabla XVI. Reflexión en módulos de silicio policristalino.

Módulos de Silicio policristalino									
Núm.	Distancia (m)	Fecha	Hora	Tensión	Corriente	Irradiación (W/cm^2)	Irradiación reflejada (W/cm^2)	Porcentaje	Observaciones
1	1	2018-08-10	1:40 PM	0.442	0.0134	-	0.01606	-	Capaz de generar deslumbramiento
2	7.8 m	201-07-10	4:26 PM	0.62	0.0189	-	0.0225	-	Capaz de generar deslumbramiento
3	1 m	2017-09-03	4:46 PM	0.6	0.0182	0.0765	0.0218	28.4	Capaz de generar deslumbramiento
4	1 m	2017-09-04	11:53 PM	0.7	0.0213	0.0872	0.0254	34.3	Capaz de generar deslumbramiento



Figura 75. Reflejo producido por un módulo de silicio policristalino en el IER el 10 de julio a las 4:26 PM.

Telurio Cadmio

Tabla XVII. Reflexión en módulos de Telurio Cadmio.

Módulos de TeCd									
Núm.	Distancia (m)	Fecha	Hora	Tensión	Corriente	Irradiación (W/cm ²)	Irradiación reflejada (W/cm ²)	Porcentaje	Observaciones
1	1	2018-08-10	1:40 PM	0.776	0.0233	-	0.0278	-	Capaz de generar deslumbramiento
2	10.6	2018-07-10	4:26 PM	0.81	0.0246	-	0.0294	-	Capaz de generar deslumbramiento
3	1	2018-09-03	4:44 PM	1.13	0.0344	0.0765	0.041	53.5	Capaz de generar deslumbramiento
4	1	2018-09-04	12:02 PM	1.2	0.0365	0.0876	0.0436	49.7	Capaz de generar deslumbramiento



Figura 76. Reflejo producido por un módulo de telurio cadmio en el IER el 10 de julio a las 4:26 PM.

Película delgada

Tabla XVIII. Reflexión en módulos de Película delgada.

Módulos de TeCd									
Núm.	Distancia (m)	Fecha	Hora	Tensión (V)	Corriente (A)	Irradiancia (W/cm ²)	Irradiación reflejada (W/cm ²)	Porcentaje	Observaciones
1	1	2018-08-10	1:40 PM	0.372	0.0113	-	0.0135	-	Capaz de generar deslumbramiento
2	13.6	2018-07-10	4:26 PM	0.52	0.0158	-	0.0188	-	Capaz de generar deslumbramiento
3	1	2018-09-03	4:37 PM	0.65	0.0198	0.0779	0.0236	30.2	Capaz de generar deslumbramiento
4	1	2018-09-04	12:03 PM	0.7	0.0213	0.0896	0.0254	28.3	Capaz de generar deslumbramiento



Figura 77. Reflejo producido por un módulo de película delgada en el IER el 10 de julio a las 4:27 PM.

De acuerdo a los resultados anteriores los módulos de las tres tecnologías tienen la capacidad de generar deslumbramiento, sin embargo; el de telurio cadmio sobresale de los demás por la cantidad de luz reflejada. Algunos inconvenientes con las mediciones se debe principalmente al viento, esto debido a que no permitía que el dron se mantuviera en un punto fijo, lo cual ocasionó variaciones en las mediciones.

Los módulos fotovoltaicos que están instalados a un nivel superior del globo ocular de un observador no se consideran como riesgos para los operadores de vehículos, pero sin embargo cuando los ojos del observador están por arriba del nivel del punto de reflexión, si representan riesgo; por ejemplo, cuando un vehículo baja un colina y en el valle está un SFV y los rayos de luz reflejados por los paneles están en la dirección frontal del conductor o el posible deslumbramiento de los pilotos de un avión durante el proceso de aterrizaje cuando existe un

arreglo de módulos cerca de la pista. En consecuencia las trayectorias para moverse en las cercanías de un SFV se deben considerar para la evaluación de los riesgos ópticos.

4.3 Resultados del análisis estructural

Como parte del análisis estructural se levantó una lista de cotejo o checklist (ver apéndice B) para un sistema fotovoltaico instalado en el Instituto de Energías Renovables con una potencia de 42 kW y 168 módulos instalados.

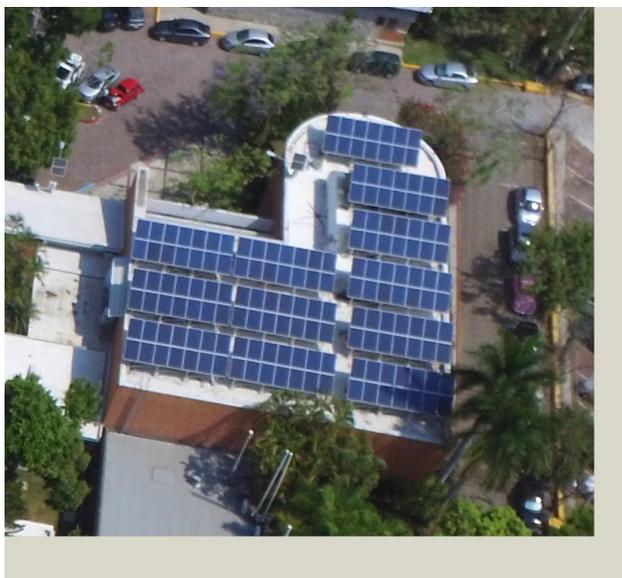


Figura 78. Sistema fotovoltaico de 42 kW instalado en el IER.

La estructura empleada fue “Power Rail P8” proporcionada por la empresa PLP, la cual está hecha en una aleación de aluminio para ser instalado con paneles de 992x1640x40 mm a 15° de inclinación con 60 cm de altura; sin embargo la altura en de los módulos con respecto al techo varia debido a que este último no tiene una superficie plana por lo que las mojoneras tienen diferentes tamaños, ver figura 80. La estructura esta considera para soportar vientos de aproximadamente 144 km/h.



Figura 79. Diferencia de altura entre las mojoneras debido al desnivel en el techo.

Las siguientes imágenes corresponden a la ficha técnica de la estructura y sus componentes proporcionados por el proveedor.

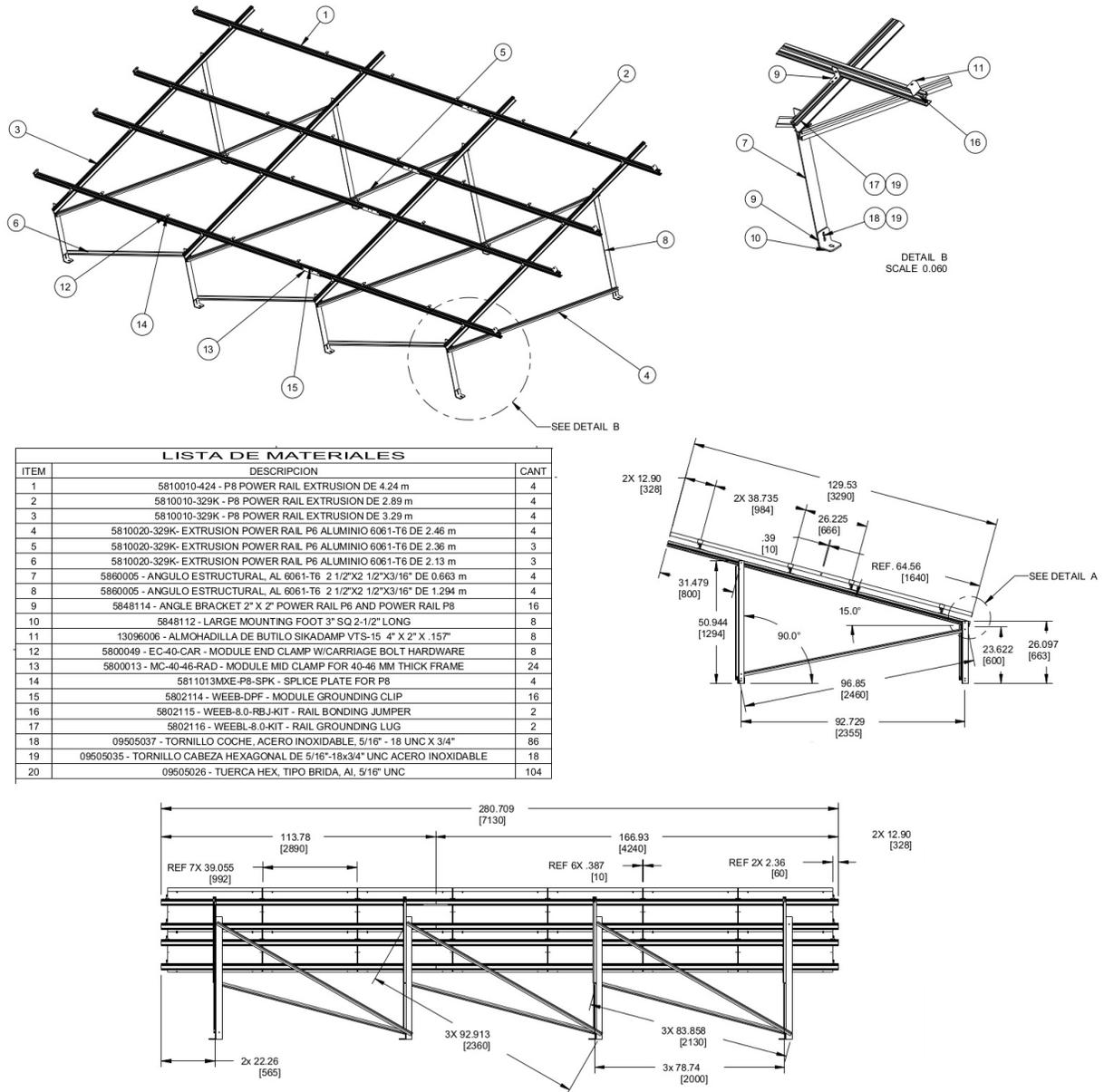


Figura 80. Elementos y medidas de la estructura empleada.

Como resultado de la aplicación de la lista de cotejo se encontró sólo algunos detalles tal como:

Tornillos de sujeción oxidados: Aproximadamente el 75% de los tornillos que fijan los módulos se encuentran oxidados aun cuando en la ficha técnica marca como inoxidable; así como, los que sujetan la estructura principal con las mojoneras también presentan cierto

grado de oxidación, como puede verse en figura 81.



Figura 81. Tornillos oxidados.

Tuercas mal colocadas: Tres tuercas que no lograban incorporar totalmente al tornillo que sujeta la estructura primaria con las bases ancladas al techo (mojoneras), ver figura 82.



Figura 82. Tuerca sin lograr cubrir la el tornillo.

4.4 Conclusiones del capítulo

Como se mencionó al inicio, la aplicación del método HAZOP a los sistemas de 42 kW y 1 MW es indistinto en su uso, ya que se considera solamente como las variables afectan a los nodos cuando sufren un cambio significativo en su valor.

La implementación del método HAZOP como estrategia para la evaluación de los riesgos eléctricos permite hacer recomendaciones para minimizar la probabilidad de los eventos indeseados o sus consecuencias de acuerdo a las siguientes categorías:

Instalación:

- Colocar un dispositivo de apagado de emergencia en el sistema fotovoltaico.
- Instrumentos para detectar, eliminar o minimizar fallas por arco en serie según lo exige el National Electrical Code del 2011.
- No instalar ningún inversor sobre o cerca de una superficie inflamable; así como, supervisar se cumplan con las especificaciones de ventilación y configuración.
- El cableado debe satisfacer los requerimientos de la Norma Oficial Mexicana NOM 001 SEDE-Vigente.
- Usar gabinetes y estructuras no conductoras en la medida de lo posible.
- Cuando la distancia entre los módulos y el inversor supere los 10 m, debe repetirse la instalación de protectores contra sobretensiones.

Mantenimiento:

- El sistema de apagado debe estar debidamente señalizado y de fácil acceso.
- Dar mantenimiento al sistema PDA y al sistema de detección de falla a tierra.
- Realizar pruebas para diodos de paso de acuerdo con los estándares IEC- 62979, IEC / TS 62916.
- Realizar pruebas a los módulos para PID de acuerdo a lo establecidos en el estándar IEC / series TS 62804.
- Cumplir con el programa de limpieza periódica de los módulos y verificar que éstos no presenten deterioros tales como manchas de degradación, en cuyo caso se recomienda reemplazar el módulo.

- Cumplir con el mantenimiento al inversor.
- Asegurar que el personal de CFE cumple con los procedimientos de verificar que no exista corriente en las conexiones antes de realizar actividades de reparación/mantenimiento.

Certificaciones:

- Uso de productos certificados por entidades acreditadas.

Medidas de seguridad del personal:

- Contar con extintores tipo C.
- Contar con planes de emergencia-planes de respuesta al fuego.
- Usar guantes, calzado y herramienta dieléctrica. Eliminar metales en contacto con la piel tales como joyería, lentes metálicos, etc.

En lo concerniente al análisis de riesgo óptico, como se vio anteriormente la cantidad de luz solar que interactúa con el panel solar varía en función de la ubicación geográfica, la época del año, la cobertura de nubes y la orientación del panel solar. Sin embargo, su magnitud reflejada va a depender en gran medida del ángulo de incidencia de los rayos del sol, al comparar los resultados obtenidos de las mediciones con el valor reportado por los investigadores de Sandia National Lab es previsible que la reflexión de luz presente en los paneles fotovoltaicos tengan la capacidad de generar este efecto aunado a que si se consideran ángulos de incidencia grandes, la potencia de la irradiancia aumenta de forma no lineal (de acuerdo a reportes previos). En los casos a analizados se encontró que los módulos tienen la capacidad de generar deslumbramiento.

En cuanto a la parte correspondiente al análisis estructural es importante que todas y cada una de las partes y componentes deben cumplir y satisfacer los requerimientos de las Normas Oficiales Mexicanas o Internacionales aplicables en su caso, con respecto a su fabricación, desempeño y seguridad, por lo que deben estar evaluados técnicamente respecto a

conformidad y ostentar el certificado de cumplimiento emitido por un Organismo Nacional de Certificación de acuerdo a la normatividad correspondiente, o bien por un Organismo Internacional de Certificación perteneciente al Sistema de Conformidad de Pruebas y Certificados de Equipo Eléctrico (IECEE) para evitar posibles fallas futuras como consecuencia por ejemplo de la corrosión o un mal diseño de carga por viento. La implementación de una lista de cotejo al diseñar e instalar una estructura fotovoltaica representa una estrategia que puede ayudar a minimizar los errores humanos que se pueden presentar.

Conclusiones

Los sistemas fotovoltaicos son sistemas que tienen una alta confiabilidad cuando se utilizan componentes certificados y son diseñados e instalados por personal calificado. A esto debe adicionarse el cumplimiento de las regulaciones y estándares vigentes relacionados con pruebas y actividades de mantenimiento del sistema. Cumpliendo lo anterior, se reduce la frecuencia de falla eléctrica y estructural; así como, algunos de los mecanismos que las ocasionan. No obstante, la probabilidad de las fallas sea mínima no es nula, como puede apreciarse en los accidentes ya documentados.

En cuanto a la metodología empleada para hacer las mediciones de reflectancia es importante recalcar que es perfectible principalmente al momento de fijar una distancia constante entre el dron y el punto perteneciente a la fuente de luz, la cual se ve afectada principalmente por el viento. Otro punto a desarrollar y posible trabajo a futuro es lograr que el receptor de luz utilizado sea capaz de tener movilidad angular para lograr captar los rayos de manera más adecuada.

Referencias

- [1] ROBERT BACKSTROM y DAVID A. DINI. *Firefighter Safety and Photovoltaic Installations Research Project*. Underwriters Laboratories Inc. USA, 2011.
- [2] UNIÓN ESPAÑOLA FOTOVOLTAICA, *Informe Anual 2017: Auge mundial de la fotovoltaica*. <https://unef.es/informacion-sectorial/informe-anual-unef/> (Consultado el 10 de Enero de 2018).
- [3] JULIO AMADOR GUERRA, FAUSTINO CHENLO ROMERO, MIGUEL ALONSO ABELLA, HUSSEIN ZEAITHER ZEAITHER. *Prevención y actuación frente a incendios en edificios con instalaciones fotovoltaicas*. Seguridad y Medio ambiente, núm. 133, España, 2014.
- [4] JOE SIPE. *Development of Fire Mitigation Solutions for Photovoltaic (PV) Systems Installed on Building Roofs-Ph. 1*. Fire Protection Research Foundation, EUA, 2016.
- [5] *The Ground-Fault Protection Blind Spot*. Brooks, 2012.
<http://www.solarabcs.org/about/publications/reports/blindspot/pdfs/BlindSpot.pdf>
(Consultado el 27 de febrero del 2018).
- [6] ROSALIE WILLS, JAMES MILKE, SARA ROYLE, AND KRISTIN STERANKA. *Commercial Roof-Mounted Photovoltaic System Installation Best Practices Review and All Hazard Assessment*. Fire Protection Research Foundation, EUA, 2014, Pág. 3.
- [7] <https://www.nbcphiladelphia.com/news/local/2-Alarm-Fire-Rips-Through-Dietz-Watson-Building-222001371.html> (Consultado el 15 de Enero de 2018).
- [8] <http://www.centraljersey.com/archives/florence-warehouse-fire-extinguished/article.b3cd1e0e-998e-5706-b36e-83768094c938.html> (Consultado el 15 de Enero de 2018).

- [9] BCS NOTICIAS. <http://www.bcsnoticias.mx/incendio-afecto-planta-aura-solar/> (Consultado el 09 de Marzo de 2018).
- [10] PV MAGAZINE. <https://www.pv-magazine-latam.com/2014/04/21/aura-solar-operacion-normalidad-tras-sufrir-un-incendio/> (Consultado el 09 de Marzo de 2018).
- [11] EL OCCIDENTAL. <https://www.eloccidental.com.mx/policia/evacuan-ciudad-judicial-por-incendio-de-paneles-solares.> (Consultado el 09 de Marzo del 2018).
- [12] M. VAN DE VELDE. *Photovoltaic Systems European Perspective. NFPA Conference.* Alemania, 2016. <https://www.nfpa.org/-/media/Files/News-and-Research/Resources/Research-Foundation/foundation-proceedings/Fire-Protection-for-a-Changing-World/RFVandeVelde.ashx?la=enhash=D993D25EC5D2BA24C9B986BBDE6FF-16B934CFD5B> (Consultado el 05 de abril de 2018).
- [13] ALESSANDRA CHIARAMONTE, AUSTIN SMITH, ZACHARY HOOD. *Fire Safety of Solar Photovoltaic Systems in Australia.* Worcester Polytechnic Institute, Australia, 2016.
- [14] L. FIORENTINI ET. AL. *Fires in Photovoltaic Systems: Lessons Learned from Fire Investigations in Italy.* Society of Fire Protection Engineers (SFPE) and Penton 2015. http://www.sfpe.org/?page=FPE_ET_Issue_99 (Consultafo el 06 de abril de 2018).
- [15] FLORIAN RUESCH, ANDRAS BOHREN, MATTIA BATTAGLIA, STEFAN BRUNOLD. *Quantification of glare from reflected sunlight of solar installations.* Energy Procedia, 2016, Vol. 91, pp. 997-1004.
- [16] THOMAS ROSE, ALEXANDER WOLLERT. *The dark side of photovoltaicâ3D simulation of glare assessing risk and discomfort.* Environmental Impact Assessment Review, 2015, vol. 52, p. 24-30.

- [17] T. R. MOTLEY. *Pilot complaints of visual impacts from Ivanpah solar electric generating system*. California Energy Commission, No. 09-AFC-07C, TN202694, USA, 2014. http://docketpublic.energy.ca.gov/PublicDocuments/09-AFC-07C/TN202694_20140714T114742_Letter_Re_Pilot_Complaints_of_Visual_Impacts_from_Ivanpah_Solar.pdf (Consultado el 20 de Diciembre de 2017).
- [18] UNION LADER. <http://www.unionleader.com/apps/pbcs.dll/article?AID=/20130807/NEWS05/130809503> (Consultado el 27 de marzo de 2018).
- [19] CLIFFORD K. HO. *Relieving a glare problem*. SOLAR TODAY, USA, 2013.
- [20] <http://runonsun.com/~runons5/blogs/blog1.php/solworks/safety/ros-2-windstorm-zero> (Consultado el 02 de Diciembre de 2017).
- [21] http://www.elperiodicodearagon.com/noticias/temadia/tornado-arraso-mas-6-000-hectareas-cinco-villas_889288.html (Consultado el 10 de Enero de 2018).
- [22] LA JORNADA. <http://jornadabc.mx/tijuana/15-09-2016/planta-solar-mas-grande-de-mexico-abandonada> (Consultado el 26 de marzo de 2018).
- [23] <https://www.elnuevodia.com/noticias/locales/nota/cuantiososdanosencuartelballaja-2365785/> (Consultado el 10 de Enero de 2018).
- [24] <http://forum.solar-electric.com/discussion/14316/solar-panel-damage-from-hail-storm> (Consultado el 09 de abril de 2018).
- [25] ENREL <https://www.energy.gov/eere/articles/hail-no-national-labs-solar-panels-survive-severe-storm> (Consultado el 10 de abril de 2018).
- [26] <https://www.solarpowerworldonline.com/2017/07/small-scale-epc-replaces-17920-panels-two-year-old-solar-farm/> (Consultado el 09 de abril de 2018).

- [27] <https://www.nueva-iso-45001.com/2015/03/ohsas-18001-metodo-para-analizar-riesgo/> (Consultado el 30 de marzo de 2018).
- [28] AARÓN SÁNCHEZ JUÁREZ, DALIA MARTÍNEZ ESCOBAR, ROCÍO DE LA LUZ SANTOS MAGDALENO, JOSÉ ORTEGA CRUZ Y PEDRO ANDRÉS SÁNCHEZ PÉREZ. Aplicaciones fotovoltaicas de la energía solar en los sectores residencial, servicio e industrial. Universidad Nacional Autónoma de México, México 2017, pág. 183.
- [29] *La norma OHSAS 18001*. file:///home/san/Descargas/ebook-ohsas-18001-gestion-seguridad-salud-ocupacional.pdf (Consultado el 30 de marzo de 2018).
- [30] ZHAO Y, DE PALMA J, MOSESIAN J, LYONS R, LEHMAN B. *Line-Line Fault Analysis and Protection Challenges in Solar Photovoltaic Arrays*. IEEE Transactions On Industrial Electronics 2013; 60(9). DOI 10.1109/TIE.2012.2205355
- [31] E. MOLENBROEK, D.W. WADDINGTON, K.A. EMERY. *HOT SPOT SUSCEPTIBILITY AND TESTING OF PV MODULES*. IEEE transactions on Industrial Electronics, 60(9), 1991, pp. 547-552.
- [32] M. A. MUNOZ, M. C. ALONSO-GARCÍA, N. VELA Y F. CHENLO. *Early degradation of silicon PV modules and guaranty conditions*. Solar energy, 85(9), 2264-2274.
- [33] QIU YN, T.R. BETTS, R. GOTTSCHALG. *Electrical mismatch within single junction amorphous silicon and micromorph tandem thin film PV modules*, 34th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 , pp. 7-12.
- [34] SPERTINO F, AKILIMALI JS.. *Are manufacturing I-V mismatch and reverse currents key factors in large photovoltaic arrays*. IEEE Transactions on Industrial Electronics 2009; 56(11):4520-4531.

- [35] H. HAEBERLIN. *Arc detector for remote detection of dangerous arcs on the DC side of PV plants*, in Proc. 22nd EU PVSEC, Milano, Italy, 2007.
- [36] JAY JOHNSON, MICHAEL MONTOYA, SCOTT MCCALMONT, GIL KATZIR, FELIPE FUK, JUSTIS EARLE, ARMANDO FRESQUEZ, SIGIFREDO GONZALEZ Y JENNIFER GRANATA, JENNIFER. *Differentiating Series and Parallel Photovoltaic Arc-Faults*. Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2012 38th IEEE, EUA, 2012, pp. 720-726.
- [37] V. BABRAUSKAS. *How do electrical wiring faults lead to structure ignitions*. 7th international Fire Materials conference, USA, 2001, pp. 39-51.
- [38] PIERGIACOMO CANCELLIERE. *PV electrical plants fire risk assessment and mitigation according to the Italian national fire services guidelines*. FIRE AND MATERIALS, 2016; Vol. 40, pp. 355-367.
- [39] INGESCO. *Lightning solutions. PLANTAS FOTOVOLTAICAS-Protección integral contra el rayo..* https://www.ingesco.com/sites/default/files/catalog/Plantas_Fotovoltaicas_ES.pdf (Consultado el 15 de enero de 2018).
- [40] ENRICO PONS Y RICCARDO TOMMASINI. *Lightning protection of PV systems*. Energy (IYCE), 2013 4th International Youth Conference on, IEEE, 2013, pp. 1-5.
- [41] M. JAGTAP. *Hazard and operability (HAZOP) analysis: A review of basics*. InClinition's Science Journal 2017. 1 (1) 1-15. <http://scijourno.com/wp-content/uploads/2017/03/Madhura-Jagtap-HAZOP-Article.pdf> (Consultado el 20 de enero de 2018).
- [42] S.J. MOJA, C.S. VAN ZUYDAM Y F. MPHEPHU. *Hazard and Risk Assessment in Electricity Sector: A Case of Swaziland Electricity Company*. Journal Geography Natural Disasters 2016. S6: 006. <https://www.omicsonline.org/open-access/hazard->

- and-risk-assessment-in-electricity-sector-a-case-of-swazilandelectricity-company-2167-0587-S6-006.pdf (Consultado el 20 de Octubre de 2017).
- [43] http://www.proteccioncivil.es/catalogo/carpeta02/carpeta22/guiatec/Metodos-_cualitativos/cuali_.215.htm (Consultado el 10 de Enero de 2018).
- [44] D. H. SLINEY Y B. C. FREASIER. *Evaluation of Optical Radiation Hazards*. Appl. Opt., 1973 , Vol. 12(1), pp. 1-24.
- [45] CLIFFORD K. HO, CHERY M. GRANBARI, RICHARD B. DIVER. *HAZAR ANALYSES OF GLINT AND GLARE FROM CONCENTRATING SOLAR POWER PLANTS*. Solar PACES, 2009, pp. 15-18.
- [46] F. C. DELORI, R. H. WEBB Y D. H. SLINEY. Maximum Permissible Exposures for Ocular Safety (ANSI 2000), With Emphasis on Ophthalmic Devices. J. Opt. Soc. Am. A, 24(5), 2007, pp. 1250-1265
- [47] T. D. BRUMLEVE. *Eye Hazard and Glint Evaluation for the 5-MWt Solar Thermal Test Facility*. Sandia National Laboratories, Report No. SAND76-8022, USA, 1977.
- [48] STEPHEN P. SHEA. *Evaluation of Glare Potential for Photovoltaic Installations*. EUA, 2012. <http://www.suniva.com/documents/Suniva%20Reflection%20and%20Glare%20Report%20-%20Marketing%20-%20August%202012.pdf>. (Consultado el 8 de Noviembre de 2017)
- [49] SHU-TSUNG HSU, TENG-CHUN WU. *Simulated Wind Action on Photovoltaic Module by Non-uniform Dynamic Mechanical Load and Mean Extended Wind Load*. Energy Procedia, 2017, vol. 130, p. 94-101.

- [50] S. YANTIS Y A. HILLSTROM. *Stimulus-driven attentional capture: Evidence from equi-luminant visual objects*. The Journal of Experimental Psychology: Human Perception and Performance, 1994, 20(1), 95-107.
- [51] FEDERAL AVIATION ADMINISTRATION. *Technical Guidance for Evaluating Selected Solar Technologies on Airports*. EUA, 2010. https://www.faa.gov/airports/environmental/policy_guidance/media/airport-solar-guide.pdf (Consultado el 18 de agosto de 2018).
- [52] SARAH KURTZ, JOHN WOHLGEMUTH, MICHAEL KEMPE, NICK BOSCO, PETER HACKE, DIRK JORDAN, DAVID C. MILLER, AND TIMOTHY J. SILVERMAN. *Photovoltaic Module Qualification Plus Testing*. National Renewable Energy Laboratory, EUA, 2013. PÁjg. 11. <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60950.pdf> (Consultado el 09 de marzo del 2018).
- [58] JOE MAFFEI, KARL TELLEEN, GREGORY A. KOPP, ANDREAS SCHELLENBERG. *Wind Design Practice and Recommendations for Solar Arrays on Low-Slope Roofs*. Journal of Structural Engineering, 140(2), USA, 2014.
- [54] R. N. PRATT, G. A. KOOP. *An initial study of the aerodynamics of photovoltaic panel arrays mounted on large flat roofs*. Proc., Int. Colloquim on Bluff Body Aerodynamics and Applications, Elsevier, New York, 1-10.
- [55] REPORT SEAOC PV2-2012. *Wind design for low-profile solar photovoltaic arrays on flat roofs*. Structural Engineers Association of California, USA, 2012.
- [56] D. SURRY, R. R. SINNO B. NAIL, T. C. HO, S. FARQUHAR Y G. A. KOPP. *Structurally-effective static wind loads for roof panels*. J. Struct. Eng., 133(6), 871-885.
- [57] *Manual de diseño de obras civiles: diseño por viento*. México, 2008.

- [58] JOE MAFFEI, KARL TELLEEN, GREGORY A. KOPP, ANDREAS SCHELLENBERG. *Wind Design Practice and Recommendations for Solar Arrays on Low-Slope Roofs*. Journal of Structural Engineering, Vol. 140-2, USA, 2014
- [59] EUSKADI *ESTRUCTURA PARA PANELES FOTOVOLTAICOS CON SEGUIMIENTO AZIMUTAL DEL MOVIMIENTO SOLAR*
www.euskadi.eus/contenidos/informacion/huerto.../ANEJO3.pdf (consultado el 8 de noviembre de 2018).
- [60] L. CATTANEO, J.R. HARRIS, T. A. REINHOLD, E. SIMIU, Y C.W. C. YANCEY,. *Wind, earthquake, snow, and hail loads on solar collectors*. NBSIR 81-2199, National Bureau of Standards, USA, 1981.
- [61] *Manual de instalación*. https://www.trinasolar.com/sites/default/files/ES_PS-M-0022_B.InstallationManual.StandardModule.pdf (Consultado el 08 de julio de 2018).
- [62] *MÓDULOS FV YINGLI SOLAR: Manual de Instalación y Uso*.
http://www.vicoexport.com/wp-content/uploads/2015/12/Manual-de-Instalaci%C3%B3n-paneles-fotovoltaicos-Yingli-Solar-www.vicoexport.com_.pdf (Consultado el 08 de julio de 2018).
- [63] *Manual de instalación de los módulos fotovoltaicos de Suntech Power*
www.technosun.com/es/.../SUNTECH-manual-instalacion-version-120701-ES.pdf
- [64] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*. Report IEA-PVPS T13-09:2017.
- [65] W. BROOKS. *Field Guide for Testing Existing Photovoltaic Systems for Ground Faults and Installing Equipment to Mitigate Fire Hazards*. National Renewable Energy Laboratory (NREL). October 2015.

- [66] L. CRISTALDI ET. AL.. *Diagnostic architecture: A procedure based on the analysis of the failure causes applied to photovoltaic plants*. Measurement 2015. 67, 99-107.
- [67] *Assessment of Photovoltaic Module Failures in the Field*. Report IEA-PVPS T13-09:2017 <http://www.iea-pvps.org/> (Consultado el 08 de enero de 2018)
- [68] *FORMACION DE INSTALADORES FOTOVOLTAICOS (PVTRIN)* http://pvtrin.eu/assets/media/PDF/Publications/Informational%20Material/PVTRIN%20Brochures/64.PVTRIN_SP.pdf (Consultado el 25 de marzo de 2018).
- [69] CRISTALDI LOREDANA ET AL. *Failure Modes Analysis and Diagnostic Architecture for Photovoltaic Plants*. En Proceedings of the 13 th IMEKO TC10 Workshop on Technical Diagnostics Advanced measurement tools in technical diagnostics for systemsTM reliability and safety. 2014. p. 206-211.
- [70] EVAN RILEY Y SCOTT OLSON. *A Study of the Hazardous Glare Potential to Aviators from Utility-Scale Flat-Plate Photovoltaic Systems*. ISRN Renewable Energy, 2011, vol. 2011.
- [71] *Solartec. Manual de instalación..*
- [72] *Solar Pro.* <http://solarprofessional.com/articles/design-installation/geotechnical-analysisandpvfoundationdesign#.WtpRPx8tpSU>

Apéndice A

Conceptos básicos

Arreglo Fotovoltaico: Circuito conformado por varias ramas de módulos fotovoltaicos conectadas en paralelo.

Caja de Conexión: Caja en la que se conectan eléctricamente ramas o arreglos FV entre sí.

Celda Fotovoltaica: El elemento semiconductor más pequeño capaz de convertir la luz solar en energía eléctrica vía corriente directa.

Conductores de Rama: Conductores que conectan los módulos de una rama entre sí o que conectan una rama o arreglo fotovoltaico a una caja de conexión o a las terminales de corriente directa del inversor.

Generador Fotovoltaico (GFV): Unidad generadora capaz de convertir la radiación solar incidente directamente en energía eléctrica en forma de corriente directa. Está constituido por la integración eléctrica y mecánica de los siguientes componentes:

- Módulos fotovoltaicos.
- Subarreglos (grupos de módulos fotovoltaicos).
- Arreglo fotovoltaico (grupo de subarreglos).
- Cajas de conexión.
- Cables y conexiones eléctricas.
- Dispositivos de protección.
- Sistema de tierras.

- Estructuras de montaje.

Interfaz con la Red: Interconecta la salida del inversor con las cargas locales de CA del inmueble y con el sistema eléctrico de distribución. Permite al SFV operar en paralelo con la red para que la energía pueda fluir en uno u otro sentido entre la red y la interfaz.

Sección de Corriente Alterna: Segmento de la instalación fotovoltaica que va de las terminales de salida de corriente alterna del inversor hasta el punto de conexión con la red eléctrica.

Sección de Corriente Directa: Conjunto de equipos y elementos del sistema eléctrico que producen o manejan potencia eléctrica en corriente directa y que van desde las celdas FV hasta las terminales de entrada de corriente directa del inversor.

Subsistema de Control y Monitoreo: Lo conforman los circuitos lógicos y de control que supervisan la operación general del SFVI, y controlan la interacción entre sus subsistemas. Este subsistema tiene el mayor orden jerárquico de control, debe asegurar la correcta operación del SFVI en modo automático y manual. Comúnmente estas funciones de control y monitoreo se encuentran incorporadas en el inversor y comprenden:

- Arranque y paro automático.
- Funciones de protección.

Watt Pico (Wp): Unidad de potencia pico, bajo Condiciones Estándar de Prueba (CEP).

Apéndice B

Código empleado en el dispositivo NodeMCU

Código usado en el dispositivo NodeMCU para el envío de información.

```

#include < ESP8266WiFi.h >
const char ssid[] = "DRON";
const char password[] = "12345678";
WiFiServer server(80);
void setup() {
  Serial.begin(115200);
  server.begin();
  WiFi.mode(WIFI_AP);
  WiFi.softAP(ssid,password);
  Serial.println();
  Serial.print("DireccionIPAccessPoint – por defecto :");
  Serial.println(WiFi.softAPIP());
  Serial.print("DireccionMACAccessPoint :");
  Serial.println(WiFi.softAPmacAddress());
}
void loop()
{
  WiFiClient client = server.available();

```

```

if (!client) {
return;
}
Serial.println("nuevo usuario");

while (!client.available()) {
delay(1);
}
Serial.printf("Usuarios conectados al Access Point: %dn", WiFi.softAPgetStationNum());
String peticion = client.readStringUntil('r');
Serial.println(peticion);
client.flush();
float lec = analogRead(A0);
float volt = (lec * 3.3) / 1023;
client.println("HTTP/1.1 200 OK");
client.println("Content-Type: text/html");
client.println("Connection: close");
client.println();
client.println("<!DOCTYPEHTML >");
client.println("< html >");
client.println("< metahttp - equiv = `refresh` content= \"2 \" > ");
client.println("< head >< title > testdron. < /title >");
client.println("< /head >");
client.println("< body >");
/*****/
client.println("< p >");

```

```
client.println("Lectura: ");
client.println(lec);
client.println("< /p >");
client.println("< p >");
client.println("Voltaje: ");
client.println(volt);
client.println("< /p >");
/*****/
client.println("< /body >");
client.println("< /html >");
delay(1);
Serial.println("Petición finalizada");
//Desconexión de los clientes
//WiFi.softAPdisconnect();
}
```

Apéndice C

Formato para la identificación y análisis de de riesgos estructurales en SFV

Identificación del inmueble		
Nombre del propietario o responsable del inmueble		Fecha
Intituto de Energías Renovables-UNAM		24/06/2018
Superficie total	Superficie construida	Antigüedad de la instalación
		2 años

Riesgos internos			
	Si	No	Observaciones
Presenta inclinación		X	
Separación de elementos estructurales		X	
Deformación de muros, columnas, losas o trabes		X	
Los muros presentan grietas		X	
Hundimiento del inmueble		X	
Grietas en el piso		X	
Existe filtración de agua		X	
Presenta daños en escaleras y rampas		X	

Agente perturbador de tipo hidrometeorológico			
	Si	No	Observaciones
1. Inundación (río, lago, laguna, presa, lluvia o mar)		X	
2. Vientos con velocidad mayor de 60 km/h.	X		
3. Huracán		X	
4. Marea de tormenta.		X	
5. Tormenta eléctrica	X		
6. Lluvia torrencial	X		
7. Tromba	X		
8. Tornado		X	
9. Helada		X	
10. Nevada		X	

Requerimientos para el módulo	Si	No	Observaciones
11. Presenta certificado de seguridad emitido bajo la Norma NMX-J-618/1-ANCE-2010 (IEC 61730-1) ó UL 1703.			
12. Presenta placa de identificación original indicando sus características.	X		
13. El marco del módulo en caso de ser metálico es de aluminio anodizado.	X		
14. Los módulos son de película delgada (silicio amorfo, cobre-indio-galio-selenio y telurio de cadmio).	X		
Presenta certificado de calidad emitido bajo la Norma NMX-J-618/3-ANCE-2012 (homologación de la norma internacional IEC 61646).	X		
15. Los módulos son de silicio cristalino.	X		
Presenta certificado de prueba en conformidad con la norma NMX-J-618/4-ANCE-2012 (homologación de la norma IEC 61215).	X		
16. La placa de identificación tiene 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.	X		

Métodos de montaje (tornillos M8 ó grapas)(61)			
Requerimientos	Si	No	Observaciones
17. Se deja un espacio (recomendado) de al menos 115 mm entre los marcos de los módulos y la superficie de la pared o del tejado. Si se emplean otros medios de montaje, pueden afectar a la homologación de UL o a la calificación de la clase de incendio.	X		Varia de 90-113 cm
18. La distancia mínima entre dos módulos es de 10 mm.	X		
19. El método de montaje bloquea los orificios de drenaje del módulo.		X	
20. Existe espacio libre para la ventilación de los módulos entre los mismos y el sistema de montaje. (71) 1	X		
21. Se evita el contacto directo de la superficie del módulo con superficies abrasivas, como techos, tarimas de madera, adrillos, tejas, etc o cualquier superficie que pueda rayar o marcarlo.	X		
15. Los módulos son de silicio cristalino.	X		
Presenta certificado de prueba en conformidad con la norma NMX-J-618/4-ANCE-2012 (homologación de la norma IEC 61215).	X		
16. La placa de identificación tiene 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.	X		

Método con tornillos			
Requerimientos	Si	No	Observaciones
22. Se emplean tornillos protegidos contra corrosión (acero inoxidable).			
23. El módulo esta sujeto en cada punto de fijación mediante un tornillo M8, una arandela plana, una arandela de resorte y una tuerca, tal que apriete con un par de 16 a 20 Nm.			
24. Todas las piezas en contacto con el marco deben utilizar arandelas planas de acero inoxidable con un espesor mínimo de 1,8 mm y un diámetro externo de 20 a 24 mm.			
25. Los componentes de montaje están debidamente apretados.			
Método con grapas			
26. Se emplean tornillos protegidos contra corrosión (acero inoxidable).	X		Presentan corrosión
27. Utiliza grapas que disponen de una arandela de caucho u otro material aislante, así como de un tornillo de fijación M6 como mínimo.	X		No presenta arandela de caucho
28. La grapa sobresale del marco del módulo al menos 7 mm, pero no más de 10 mm.	X		
29. Las grapas de los módulos estan en contacto con el vidrio delantero con lo evitan deformar el marco.		X	
30. Las grapas de los módulos producen efectos de sombra.		X	
31. No ha sido modificado el marco del módulo.			

Requerimientos	Si	No	Observaciones
32. Utiliza al menos cuatro grapas por módulo; fijas de forma tal que haya dos grapas en cada lado largo (orientación vertical), o en cada lado corto del módulo (orientación horizontal). En función de las cargas de viento y de nieve de la zona, pueden necesitarse grapas adicionales para garantizar que los módulos sean capaces de soportar las cargas.	X		
33. Se utiliza un par de apriete según la norma de diseño mecánico adecuada para el tornillo usado.	X		
34. Los componentes de montaje están debidamente apretados.	X		
Requerimientos para estructura, anclaje y cimentación			
35. El proveedor entregó ficha técnica de la estructura.	X		
36. Se evaluó la capacidad del suelo para resistir y soportar cargas de la estructura de montaje.1 (72)	X		
37. La estructura es fija.	X		
38. La estructura es con seguimiento solar (uno o dos ejes).		X	
39. La estructura es de metal: aluminio anodizado o acero inoxidable, o bien, acero al carbón galvanizado en caliente o con recubrimiento anticorrosivo y pintura acrílica anticorrosiva cumpliendo con la Especificación CFE D8500-02 “Recubrimientos anticorrosivos”.	X		
40. Los puntos de apoyo de la estructura están cimentados al piso, terreno o techo.	X		Techo

Requerimientos	Si	No	Observaciones
41. El soporte tipo pedestal puede estar enterrado o bien tener una base metálica para atornillarlo a una contra base con anclas roscadas embebidas en un “dado” o base de concreto armado, cimentado en el terreno. En ambos casos, el diseño estructural sufre flexiones cuando es sometida a cargas de viento locales.			
42. El proveedor proporcionó la memoria de cálculo correspondiente acorde al Manual de Diseño de Obras civiles: Diseño por Viento 2008 CFE-IIE.		X	El calculo se basa en información del proveedor
43. El pedestal ya sea de concreto armado o metálico esta diseñado para soportar la carga estática de la estructura y del arreglo fotovoltaico.	X		
44. La altura más baja del arreglo fotovoltaico es superior a 0.6 m en su parte inferior referenciado al nivel de piso.	X		
La estructura esta sobre un terreno horizontal por lo menos con 4 “piernas”, entonces:			
45. La sujeción esta hecha con “anclas” roscadas embebidas en concreto, taquetes metálicos de expansión con tornillos insertados en el concreto, u otro mecanismo que garantice firmeza.	X		
46. Si el AFV esta instalado en una azotea de concreto armado con el techo horizontal, el “anclaje al techo”, la altura de la parte más baja del AFV, es superior a 0.20 m referenciado al nivel del techo.	X		

Requerimientos	Si	No	Observaciones
47. El proveedor solicitó al usuario un estudio de resistencia mecánica que garantice que el techo o la estructura de la edificación no cederá a la carga estática producida por el peso de los módulos y la carga dinámica producida por la presión del viento sobre la geometría del AFV.	X		
48. Todos los elementos están apretados mecánicamente de manera adecuada.	X		
Nota: Utilizar la ficha técnica provista para valorar características no consideradas.			